

Deutscher Bundestag      Ausschussdrucksache 18(9)111  
18. Wahlperiode        28. Mai 2014  
Ausschuss für Wirtschaft  
und Energie



## BEE-Stellungnahme zum EEG-Gesetzentwurf 2014

aus Anlass der Anhörung im Bundestagsausschuss für Wirtschaft und Energie  
am 2. Juni 2014 zur Drucksache 18/1304

Berlin, 15. Mai 2014



## Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – Motor der Energiewende

Die Energiewende als Gemeinschaftswerk von Politik und Gesellschaft bietet uns in Deutschland und Europa bedeutende Chancen für Wohlstand, Innovation und Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlagen. Die Gefahren der Kernenergie, die Bedrohung durch die Klimaerhitzung und die Importabhängigkeit von Erdöl und Erdgas sind gewichtige Gründe für den schnellen Ausbau der Erneuerbaren Energien, für den Ausstieg aus der Atomwirtschaft sowie für mehr Energieeffizienz. Das EEG wiederum ist der Motor der Energiewende.

Die ökologischen wie ökonomischen Argumente liegen auf der Hand:

- Stärkung der nationalen und regionalen Wertschöpfung, insbesondere auch im Bereich der kleinen und mittelständischen Unternehmen mit mehr als 370.000 Arbeitsplätzen
- Hohe Akteursvielfalt durch hohe Beteiligung von privaten Einzeleigentümern und Bürgerenergiegenossenschaften am Ausbau der Erneuerbaren Energien und damit Stärkung der Akzeptanz der Energiewende
- Erhalt und Ausbau der Technologieführerschaft der deutschen Wirtschaft sowie Erschließung von Exportmärkten zur Sicherung des derzeitigen 10%igen Marktanteils europa- und weltweit
- Langfristiges und über die Landesgrenzen hinaus wirkendes Konjunktur- und Wachstumsprogramm
- Vermeidung von fossilen Energieimporten und damit wachsende Unabhängigkeit und Vermeidung von Kapitalabfluss
- Vorbildwirkung und Ansporn für andere, insbesondere industrialisierte Staaten, ihre Energiewirtschaft ebenfalls umzugestalten

Eine zukunftsfähige Energiepolitik muss sich an dem Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Umwelt- und Klimaschutz sowie Wirtschaftlichkeit ausrichten. Die Erneuerbaren Energien können zu allen drei Perspektiven dieses Dreiecks erhebliche Beiträge leisten, wenn die energiepolitischen Rahmenbedingungen optimal auf ihren weiteren effizienten und zügigen Ausbau ausgerichtet sind.

Der BEE befürwortet funktionierende Märkte und Preisehrlichkeit im Vergleich der Erneuerbaren mit den fossil-atomaren Energieträgern. Planwirtschaftliche Ansätze wie Quoten- und Ausschreibungsmodelle, die vorab Mengen festlegen, lehnt der BEE hingegen ab.

Damit die Erneuerbaren Energien (EE) faire Wettbewerbschancen haben, müssen sie entweder einen Ausgleich für die Marktverzerrungen erhalten, die sich aus der mangelnden Internalisierung der externen Kosten ergeben oder es müssen umgekehrt die fossil-atomaren Energieträger mit ihren wahren Kosten belastet werden. Mit Subventionen bzw. Beihilfen hat

das EEG-System daher nichts zu tun. Grundlegend für funktionierende Märkte ist es, die bestehenden Marktverzerrungen zugunsten der konventionellen Energien abzubauen.

Zudem wurde der Emissionshandel eingeführt, dessen Aufgabe es sein soll, die negativen Effekte des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes zu internalisieren. Tatsächlich liegt der Emissionshandel am Boden, und in seinem Gefolge werden durch die zu niedrigen Zertifikatepreise die Stromgroßhandelspreise, darunter auch der Spotmarkt-Börsenpreis, gedrückt, wodurch die EEG-Differenzkosten steigen.

Wie weit Kosten und Einpreisung beim Kohlendioxidausstoß auseinander liegen, zeigen die aktuellen Zahlen:

- Ein CO<sub>2</sub>-Zertifikat ist bereits für 6-7 Euro pro Tonne zu haben.
- Die wahren CO<sub>2</sub>-Kosten betragen laut Bundesumweltministerium (BMU) und Umweltbundesamt (UBA) 70-80 Euro je Tonne.

Der BEE weist darauf hin, dass der EEG-Gesetzentwurf des BMWi grundlegende Probleme wie die EEG-Umlagenerhöhung über den Merit-Order-Effekt überhaupt nicht adressiert, obwohl die Umkehrung des Paradoxons bei der Umlagenberechnung auch aus dem politischen Raum seit längerem gefordert wird. Der Merit-Order-Effekt, das heißt die Senkung des Börsenstrompreises durch die steigende Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien und die damit einhergehende Erhöhung der EEG-Umlage, ließe sich über einen Merit-Order-Ausgleich einpreisen. In Höhe des berechneten Merit-Order-Effektes würden die Preise für konventionellen Strom beaufschlagt. Die Differenzkosten zwischen EEG-Strom und dem Börsenstrompreis würden sinken. Folglich ergibt sich ein doppelter Entlastungseffekt für das EEG-Konto: Die Einnahmen aus der Beaufschlagung würden zur Entlastung des EEG-Kontos verwendet werden und die Höhe der Vergleichspreise steigen lassen.

Solange diese Verzerrung nicht behoben ist, kuriert jede EEG-Novelle nur an den Symptomen. Der BEE hat hierzu im Herbst 2013 eine Studie erarbeiten lassen, die Vorschläge zur Umsetzung geprüft und diese als machbar ermittelt.

Des Weiteren sollte der Ausgleichsmechanismus wieder dahingehend geändert werden, dass die Erneuerbaren Energien nicht mehr am Spotmarkt der Strombörse zu Niedrigstpreisen verkauft werden müssen, sondern möglichst hochwertig verkauft werden können. Eine Möglichkeit hierzu ist die Vermarktung über die Vertriebe, gekoppelt mit einer Rückkehr zu einer physikalischen Wälzung (wie es bis 2009 der Fall war). Allerdings muss der Ausgleichsmechanismus an die Erfordernisse des Marktes angepasst werden, dazu gehören vor allem zeitlich kurze Bänder, die das aktuelle Marktgeschehen abbilden. Zudem sollte auch diese Echtzeitwälzung die Direktvermarktung ermöglichen.

Dem BEE ist bewusst, dass mit der Umsetzung eines solchen Modells einige Risiken der Endkundenbelieferung mit fluktuierendem Ökostrom auf die Händler und Vertriebe übertragen werden. Er hält dies aber für sachgerecht, da den Endkundenlieferanten zu einem Zeitpunkt mit überschaubaren fluktuierenden Einspeisungen die Chance gegeben wird, Marktprozesse für die Zukunft zu entwickeln, Kompetenzen zu entwickeln und neue Freiheitsgrade bei der Preisbildung sowie beim Portfoliomanagement zu nutzen, um den Preisanstieg für den Kunden möglichst gering zu halten. Erste Zwischenergebnisse aus Forschungsprojekten des

BEE und seiner Partner zeigen, dass die Risiken zum gegenwärtigen Zeitpunkt überschaubar und handhabbar sind. Mit einer frühzeitigen, aber vorsichtigen Marktimplementierung kann ein wesentlicher Schritt hin zum Energiewende-Stromsystem geschaffen werden: Direkte Preissignale der fluktuierenden Einspeisung geben den notwendigen schwankende Einspeisung ausgleichenden Flexibilitätsoptionen Investitionsanreiz und Marktbedingungen. Dieses Modell änderte aber auch nichts an der Tatsache, dass die Kostendegression der Erzeugung Erneuerbarer Energien weiter vorangetrieben werden muss.

Die physikalische Wälzung würde zugleich die Argumentation der EU-Kommission entkräften, die die zwischenzeitliche Änderung des Ausgleichsmechanismus zum Anlass genommen hat, als Ergebnis ihrer Voruntersuchung das EEG als Beihilfe zu bewerten und ihrem Beihilferegime zu unterwerfen. Zwar hält der BEE auch das aktuelle EEG für keine Beihilfe. Mit einer Rückkehr zur „physikalischen Wälzung“ müsste die Kommission aber auf jeden Fall zu ihrer Einschätzung von 2002 zurückkehren, der zufolge das EEG keine Beihilfe war und ist.

**Vorschlag:**

- Einführung eines Merit-Order-Ausgleichs
- Einführung eines optional anwendbaren freiwilligen Systems einer physikalischen Echtzeitwälzung mit gleichzeitiger EEG-Umlagebefreiung für Endkundenlieferanten sowie einer optional wählbaren Direktvermarktungsalternative
- Evaluierung der Ergebnisse und Erfahrungen der Marktteilnehmer und ggf. Überführung in ein verpflichtendes Modell für alle Marktteilnehmer

## **Ziele der Bundesregierung zur Energiewende und Ausbaurridor**

Der BEE bekennt sich gleichermaßen zu den Zielen einer umwelt- und klimaschonenden, wirtschaftlich günstigen und sicheren Energieversorgung sowie zur Verantwortung der Erneuerbaren Energien hierfür. Der BEE sieht einen deutlichen Widerspruch zwischen dem Bekenntnis der Bundesregierung zum Klimaschutz und der Energiewende auf der einen Seite sowie dem Gesetzentwurf auf der anderen Seite. Der Gesetzentwurf weist eine Reihe von Zielsetzungen und Maßnahmen im Hinblick auf die Stichjahre 2025 und 2035 auf, die den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor massiv ausbremsen würden.

Der BEE weist darauf hin, dass die Bundesregierung mit dem vorgesehenen Ausbaurridor für Erneuerbare Energien sowie den vorgesehen Maßnahmen eine Reihe energiepolitischer Ziele nicht erreichen wird:

- Das nationale Klimaschutzziel von 40% bis 2020 wird deutlich verfehlt werden<sup>1</sup>.
- Das europarechtlich verpflichtende (!) sektorübergreifende Ausbauziel für Erneuerbare Energien im Jahr 2020 in Höhe von 18% wird deutlich verfehlt werden, obwohl die alte

---

<sup>1</sup> siehe hierzu die Studie von Dr. Joachim Nitsch vom Februar 2014 im Auftrag des BEE, abrufbar unter <http://bee-ev.de/Publikationen/Studien.php>, sowie die Aussagen der Bundesumweltministerin Hendricks bei Vorstellung des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 am 28. April 2014: „Ohne zusätzliche Maßnahmen schaffen wir 33 Prozent Treibhausgasminderung. Wir haben uns aber im Koalitionsvertrag zum 40-Prozent-Ziel bis 2020 bekannt. Das ist ein zentraler Meilenstein für den Klimaschutz. Diese Lücke will ich gemeinsam mit meinen Kabinettskollegen schließen.“

Bundesregierung noch 2010 von einer deutlichen Übererfüllung ausgegangen war. Da das 18%-Ziel bereits deutlich unter dem durchschnittlichen EU-Ziel von 20% lag, kann von einer Vorreiterrolle Deutschlands nicht mehr die Rede sein<sup>2</sup>. Insofern stehen die Absätze 2 und 3 des § 1 des Gesetzentwurfs zum Zweck und Ziel des Gesetzes in klarem Widerspruch zueinander.

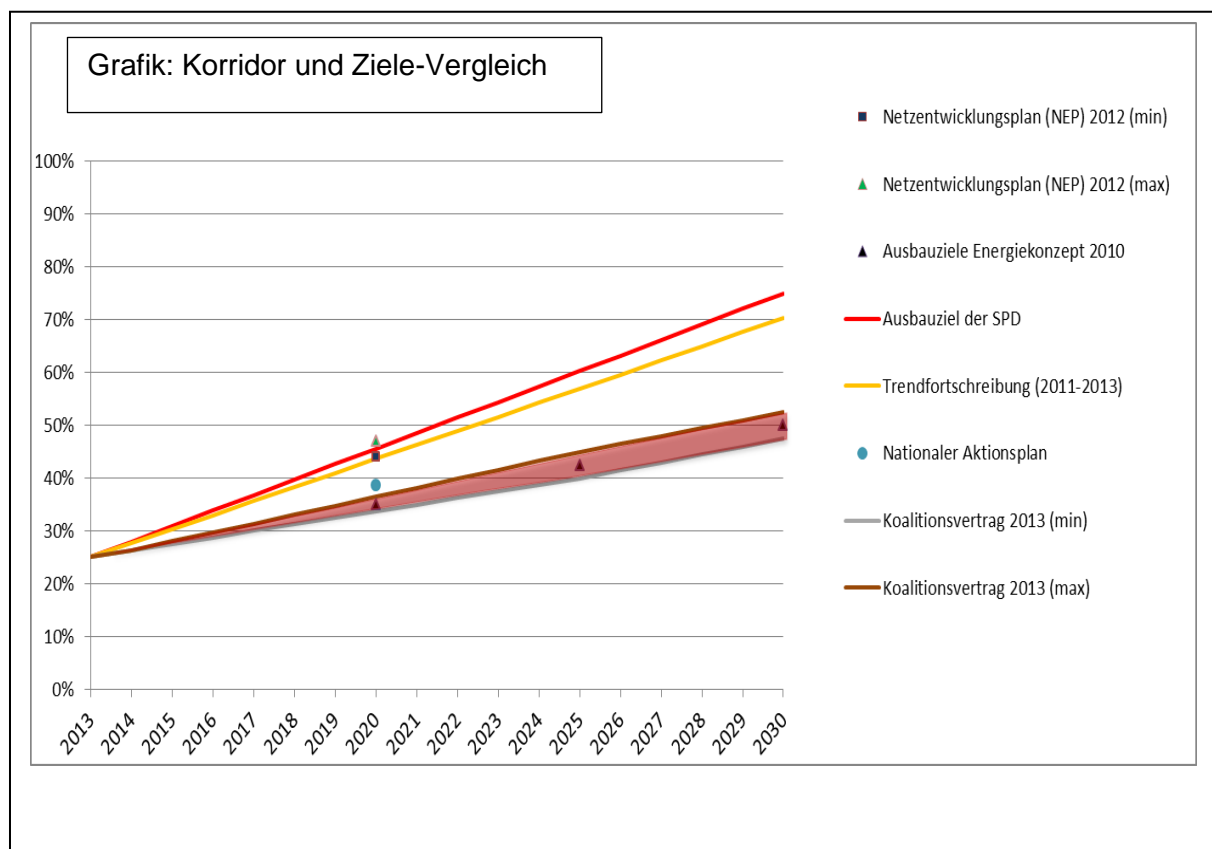
- Das KWK-Ziel von 25% wird gleich über zwei Maßnahmen in Frage gestellt. Zum einen wird der faktische Ausbaustopp von Biomasse den KWK-Neubau zurückwerfen, zum anderen die vorgesehene Eigenverbrauchsbelastung bei industrieller KWK.
- Der gedeckelte Ausbau für die Erneuerbaren Energien ist so gering, dass die zusätzliche Stromerzeugung nicht einmal den bis Ende 2022 zu ersetzenden Atomstrom ausgleichen kann. Die Folge wird eine Ausweitung der klimaschädlichen Kohleverstromung sein.
- Das Ziel einer Kostendämpfung wird mit diesen Maßnahmen ebenfalls nicht erreicht. Schon jetzt weist das EEG-Umlagekonto eine positive Entwicklung auf, sodass selbst ohne zusätzliche Maßnahmen davon auszugehen ist, dass die EEG-Umlage zum Jahreswechsel 2014/2015 nicht weiter ansteigen wird.
- Das Ausbremsen von Biogas und Holzgas erhöht die Abhängigkeit von Erdgasimporten.

Die spezifischen Ausbaukorridore für Photovoltaik und Biomasse sind im Koalitionsvertrag als Bruttowerte festgelegt. Dies bedeutet, dass das Repowering auf den Korridor angerechnet wird. Der Zubau dieser Erneuerbaren Energien findet damit faktisch nur noch um den Restwert statt, der abzüglich des Repowerings übrig bleibt. Die korrekte energiewirtschaftlich relevante Größe wäre hingegen der Nettozubauwert, da nur dieser die Veränderung der installierten Leistung widerspiegelt. Bei der Windenergie wurde diese Korrektur bereits im Gesetzentwurf vorgenommen. Bei der Bioenergie ist der Korridor so niedrig angesetzt, dass schon kleine Repoweringmengen dazu führen würden, dass kein Platz mehr für einen Nettozubau vorhanden wäre. Der Ausbaukorridor für die Bioenergie ist sowohl zu niedrig als auch falsch ausgestaltet. Biomasseanlagen stehen teilweise aufgrund der Begrenztheit der Substrate und wegen der Höhe der Stromgestehungskosten in der Diskussion. Diese Faktoren werden aber nicht von der installierten Leistung, sondern von der Bemessungsleistung (durchschnittliche kalenderjährliche Stromerzeugung) begrenzt. Der Ausbaukorridor muss deshalb auf die Bemessungsleistung Bezug nehmen. Ein Korridor, der die installierte Leistung deckelt, begrenzt darüber hinaus die Flexibilisierung von Biomasseanlagen.

Der Gesetzentwurf fällt damit in einer Reihe von Bereichen sogar hinter das Energiekonzept der alten Bundesregierung von 2010 aus der Zeit vor Fukushima zurück, das keine Ausbaudeckel für Erneuerbare Energien kannte und stattdessen ambitionierte Effizienzziele hatte.

---

<sup>2</sup> siehe FN 1



Die Zielmarken des neuen Ausbaukorridors hält der BEE für eindeutig falsch. Die Zahlen sind zu gering und passen noch nicht einmal zu den vom Bundesumweltministerium in der Bund-Länder-Plattform genannten Zahlen, die aus dem Netzentwicklungsplan (44-47% bis 2020) abgeleitet waren: Konkret hatte das BMU am 17.05.2013 einen oberen Zielwert von 45% bis 2020 vorgeschlagen. Die Länder hatten höhere Zielvorstellungen und werden nun von einem engen Neubaukorsett ausgebremst. Zielmarken für 2025 und 2035 waren in der Bund-Länder-Plattform nicht besprochen worden.

Der BEE versteht, dass es Sorgen vor einem sehr schnellen Ausbau der Erneuerbaren Energien gibt. Diesen Sorgen sollte einerseits durch Aufklärung begegnet werden, andererseits aber durch Ausbaurichtwerte in einzelnen Sparten, in denen diese Gefahr konkret noch gesehen werden könnte. Die Einhaltung der Richtwerte kann durch ein Monitoring über ein Anlagenregister begleitet werden. In Absprache mit den Ländern können die Zielwerte in den Landesplanungen berücksichtigt werden. Das bestehende öffentlich-rechtliche Planungs- und Genehmigungsrecht ist das bewährte und wirkungsvolle Instrument zur Steuerung des Anlagenbaus.

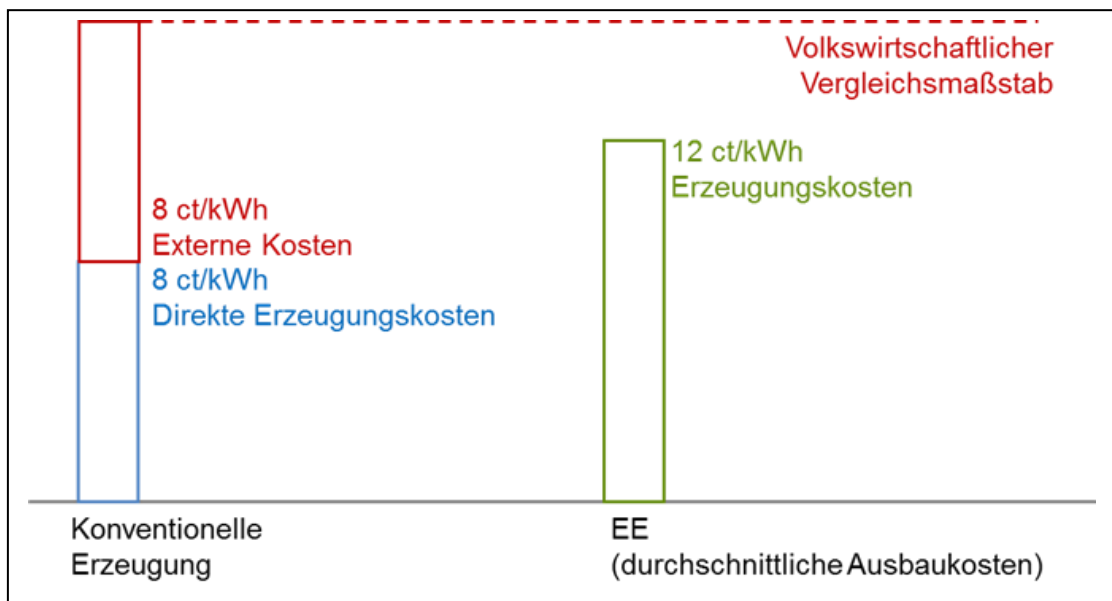
#### **Vorschlag:**

- Rückkehr zum EE-Ausbauziel von 45% des Stromverbrauchs bis 2020 einschließlich des regional ausgewogenen Ausbaus der regelfähigen Bioenergie

- Korrektur der jeweiligen Korridorwerte in Nettowerte, damit ein realer Zubau mittelfristig möglich bleibt
- Entwicklung eines Ziel- und Handlungsplans für eine echte Energie- und Mobilitätswende hin zu sauberen Energiequellen

Der BEE weist darauf hin, dass die Erneuerbaren Energien bei einem fairen Kostenvergleich bereits heute günstiger als konventionelle Energien sind. Die externen Kosten im fossilen Erzeugungsmix liegen bei etwa 8 Cent/kWh. In Kombination von Vollkosten fossiler Kraftwerke, die neben den Grenzkosten auch Fixkosten enthalten, ergeben sich Vergleichskosten von etwa 16 Cent. Dies muss der volkswirtschaftliche Vergleichsmaßstab sein. Die meisten Erneuerbaren Energien liegen deutlich darunter, nur wenige darüber, und bei diesen gilt es, die Innovationspotenziale zu erschließen, wie dies nicht zuletzt bei der Windenergie und Photovoltaik bereits gelungen ist. Aktuell liegen die durchschnittlichen Ausbauskosten bei gerade mal 12 Cent.

Die folgende Grafik soll diesen Zusammenhang verdeutlichen:



Der BEE drückt daher seine Verwunderung darüber aus, dass die Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren Energien gedrosselt werden soll, obwohl sich Erneuerbare Energien bereits heute volkswirtschaftlich lohnen, dabei sind dieser Rechnung nicht einmal positive Arbeitsplatz-, Umwelt- und Gesundheitseffekte zu Grunde gelegt.

Würden die formulierten Zielmarken bereits bis 2020 umgesetzt, hätte dies eine Reihe einschneidender Folgen. Insbesondere der notwendige und gesellschaftlich gewollte Ausbau der Erneuerbaren Energien würde massiv abgebremst. In wichtigen Teilsektoren würde der Neubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen drastisch zurückgehen, mit entsprechenden Folgen für die jeweiligen Branchen.

Von einer Energiewende könnte de facto nicht mehr gesprochen werden, da Deutschland im Falle einer linearen Betrachtung sogar hinter den Ausbauwert zurückfielen, den die Bundesregierung im nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energien aus dem Sommer 2010 bereits mit 38,6% bis 2020 nach Brüssel als Trendentwicklung gemeldet hatte. Da nicht erkennbar ist, dass Deutschland im Wärme- und Verkehrssektor die erforderlichen Ausbauwerte erreicht, wird Deutschland sein verpflichtendes Ausbauziel für Erneuerbare Energien aller Wahrscheinlichkeit nach nicht einlösen. Auch die Klimaziele würden verfehlt. Schließlich werden die Akzeptanz und der Zeitplan des Netzausbaus in Frage gestellt, was ebenfalls die Bedingungen für den weiteren Ausbau der EE verschlechtern würde.

Der BEE betrachtet die im Koalitionsvertrag angedachten Ziele als Verhandlungsgrundlage der Bundesregierung mit den Bundesländern, deren Ziele weit höher liegen. Hier gilt es, einen Kompromiss zu finden, der Deutschlands bisheriger Vorreiterrolle in Sachen Klimaschutz und Energiewende gerecht wird und eine nationale Wertschöpfung anstelle eines Kapitalabflusses für Energieimporte befördert.

**Vorschlag:**

- Bund und Länder sollen sich auf gemeinsame Ausbauziele einigen, die sicherstellen, dass Deutschland seine Energie- und Klimaziele erreicht.

## Zur Markt- und Systemintegration

Die künftige Koalition will eine verpflichtende Direktvermarktung technologie- und akteursneutral einführen. Das Grünstromprivileg soll ersatzlos gestrichen werden. Zudem sieht der Koalitionsvertrag eine entschädigungsfreie Abregelung von Neuanlagen bis zu 5% vor.

### Direktvermarktung

Der BEE lehnt eine generelle verpflichtende Direktvermarktung ab. Die bisherigen Erfahrungen mit der (optionalen) Direktvermarktung zeigen, dass die Inanspruchnahme technologie-spezifisch und nach der Anlagengröße sehr unterschiedlich ist. Eine generelle verpflichtende Direktvermarktung trägt dem nicht Rechnung. Zudem führt sie zu höheren Finanzierungskosten der Anlagenbetreiber, mithin zu zusätzlichen Ertragseinbußen.

Um die Kosten, Risiken und Nachteile zu reduzieren, sollten Bagatellgrenzen eingeführt werden, die es Bürgern und Kleinunternehmen weiterhin ermöglichen, EEG-Stromanlagen zu errichten. Die im Gesetzentwurf vorgesehenen Bagatellgrenzen sind zu niedrig. Zudem sollten ausreichend Übergangszeiträume gewährt werden, damit Lerneffekte erzielt werden können. Die Bagatellgrenze sollte bis 2017 schrittweise auf minimal 250 kW abgesenkt werden.

Es wird in einem neuen verpflichtenden Direktvermarktungsmodell sehr wichtig sein, die Vermarktungsrisiken deutlich zu reduzieren, z.B. durch ausreichende Rückfalloptionen im Falle einer Insolvenz eines Vermarkters. Der Ansatz im Gesetzentwurf, eine Ausfallvergütung



einzuführen, geht daher in die richtige Richtung. Die Veranschlagung mit lediglich 80% des Vergütungswertes ist allerdings deutlich zu niedrig. Hier würden unnötig hohe Finanzierungskosten generiert, die letztlich wieder vom Stromkunden zu tragen wären. Mit einem Wert von 90% würde einerseits verhindert werden, dass Betreiber die Rückfallposition gegenüber dem Normalfall präferieren und andererseits das Finanzierungsrisiko deutlich reduziert werden.

Der Gesetzentwurf übersieht, dass eine verpflichtende Direktvermarktung mittels Marktprämie in der Praxis nicht sofort möglich sein wird. So liegen zu diesem Zeitpunkt im Normalfall weder Zählpunktbezeichnung noch Anlagenschlüssel oder Konformitätsgutachten vor. Prozessbedingt stehen diese Informationen erst nach der Inbetriebnahme, z.T. sogar erst nach einer Testphase vor. Daher sollte ein Übergangszeitraum von zwei Monaten gewährt werden, der es dem Anlagenbetreiber ermöglichen würde, die erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen.

**Vorschlag:**

- Der abzuziehende Wert bei der Ausfallvergütung gemäß § 22d (2) sollte auf 10 Prozent festgelegt werden.
- Die Bagatellgrenze sollte bis 2017 schrittweise auf minimal 250 kW abgesenkt werden.
- Die verpflichtende Direktvermarktung soll erst ab dem dritten Monat vorgeschrieben werden. Bis zu diesem Zeitpunkt soll die EEG-Vergütung gezahlt werden.

**Vom Grünstromprivileg zu einem Vermarktungsmodell für Strom aus Erneuerbaren Energien**

Es besteht zunehmende Nachfrage der Bürger nach Strom aus heimischen Erneuerbaren Energien. 84 % der Bürger wollen, dass die direkte Stromversorgung aus der Region weiter möglich bleibt<sup>3</sup>. Mit der Streichung des sogenannten Grünstromprivilegs gibt es allerdings innerhalb des EEG im Rahmen der Direktvermarktung kein Modell mehr, das eine wirtschaftlich tragfähige Endkundenlieferung mit Strom aus heimischen EEG-Anlagen ermöglicht. Die aktuell vorgesehene verpflichtende Direktvermarktung in Form einer gleitenden Marktprämie lässt die grüne Eigenschaft verlorengehen. Ein ergänzend optionales Instrument verbessert die Möglichkeiten zur weiteren Markt- und Systemintegration, indem es den Akteuren weitere - über den Spotmarkt hinaus - wettbewerbliche Optionen eröffnet. Aus Sicht des BEE ist es für die Entwicklung der Erneuerbaren Energien und der Akzeptanz der Energiewende existenziell, dem Bürger einen nachvollziehbaren direkten Bezug von grünem Strom zu ermöglichen.

Darüber hinaus sollten die sich derzeit entwickelnden lokalen und regionalen Vermarktungsmodelle für EE-Strom, etwa über Direktbelieferungen im Nahbereich der Anlagen (wie z.B. im Mietwohnungsbau), weiter möglich sein und durch Abbau bürokratischer Hürden erleichtert werden. Dies trägt erheblich zur Akzeptanz bei. Die geplante Streichung des § 39 Abs. 3 (Direktverbrauchsausgleich bei Solarstromlieferung über Direktleitung in unmittelbarer

---

<sup>3</sup> TSN Emnid im Erhebungszeitraum März 2014, Ergebnis abrufbar unter <http://www.oekostrom-marktmodell.de/>

räumlicher Nähe) behindert entsprechende lokale Versorgungskonzepte für Mieter sowie kleines und mittelständisches Gewerbe. Sie ist zudem europarechtlich nicht notwendig.

Die Streichung des sogenannten Grünstromprivilegs zum 01.08.2014 lehnen wir ab. Die Regelung ist in § 39 EEG 2012 als Jahresregelung angelegt. Die Akteure, die das Modell anwenden, müssen daher eine Jahresplanung für das saisonbedingt höchst unterschiedliche Aufkommen an Windstrom vornehmen. Eine unterjährige Streichung wäre mit nicht zumutbaren wirtschaftlichen Nachteilen für die Vertriebe verbunden. Zudem könnte es zu der Situation kommen, dass ein Vertrieb zum Zeitpunkt der Verabschiedung des Gesetzes bereits vier Monate vorzuweisen hat, in denen eines der Kriterien nach § 39 Absatz 1 Nr. 1 nicht erfüllt wurde, sodass er nach Inkrafttreten des neuen Gesetzes keine Chance mehr hätte, die dann geänderten Anforderungen zu erfüllen.

#### **Vorschlag:**

- Einführung eines ergänzenden optionalen Vermarktungsmodells im Rahmen des EEG, das folgende Kriterien erfüllt:
  - Ermöglichung eines Angebotes von „grünem Strom“ für Endkunden aus EEG-Anlagen
  - Nachweis einer geschlossenen Lieferkette vom Erzeuger zum Kunden
  - Integration ambitionierter Mindestanteile fluktuierender Erneuerbarer Energien
  - Anheben des EE-Anteils mit dem Anwachsen der deutschlandweiten EEG-Erzeugung
  - Zumindest Kostenneutralität gegenüber dem EEG-Konto, damit den Zahlern der EEG-Umlage keine Zusatzbelastung entsteht, im besten Falle sogar eine Entlastung
  - Ermöglichung lokaler und regionaler Versorgungskonzepte
  - Kompatibilität mit dem Europarecht
- Aufnahme einer Verordnungsermächtigung zur Entwicklung eines das EEG-Konto entlastenden Ökostromvermarktungsmodells unter § 64g EEG-NEU (siehe Anlage)
- Darüber hinaus sollte im Rahmen des Erhalts der EEG-Umlagebefreiung des EE-Eigenverbrauchs unter den im weiter unten folgenden Kapitel zum Eigenverbrauch geltenden ökonomischen Überlegungen auch eine Gleichbehandlung der Direktbelieferung in unmittelbarer räumlicher Nähe erreicht werden. Die Gleichstellung der Lieferung im Nahbereich sollte unabhängig von der juristischen Person des Erzeugers und des Verbrauchers sein.
- Übergangsregelung zur Abschaffung des sogenannten Grünstromprivileg (§ 39) mit Wirkung zum 31.12.2014

## **Zu Ausschreibungen**

Der BEE hält die Ausschreibung von Vergütungen für nicht zielführend. Zunächst führt die Einführung von Ausschreibungen bis spätestens 2017 zu erheblicher Investitionsunsicherheit

in Bezug auf die künftige Förderhöhe, da jeglicher Vertrauensschutz bereits für Projekte ausgehöhlt wird, die zuvor auf den Weg gebracht werden. Dies ist zudem mindestens ein Jahr früher, als dies im Koalitionsvertrag vorgesehen war. Der Vertrauensschutz für langjährige Projekte ist damit faktisch ausgehebelt.

Erfahrungen im Ausland haben gezeigt, dass Ausschreibungen aufgrund höherer Finanzierungsrisiken entweder teurer waren als Festvergütungssysteme oder die Neubauziele nicht erreicht wurden und auch nicht in der Lage waren, leistungsfähige regenerative Industrien aufzubauen, wie dies durch die Mindestpreisregelung des EEG in Deutschland gelang. Im Gegenteil kam es zu Konzentrationseffekten mit entsprechendem Akzeptanzschwund an den günstigsten Standorten und einer Zurückdrängung regionaler, mittelständischer Akteure, die die im Mindestpreissystem gegebenen Finanzierungssicherheiten nicht bieten konnten. Andererseits wurden in Ausschreibungssystemen angestrebte Mengenziele häufig verfehlt, weil sich offerierte Preise und geforderte Qualitätsstandards nicht realisieren ließen.

Daher ist es sinnvoll, vor einer breiten Anwendung ausführliche Tests in mehreren Runden durchzuführen, um umfassende Erfahrungen sammeln und Einmaleffekte ausschließen zu können. Sonst werden Ausschreibungen entweder zum Strompreisgaspedal oder zur Energiewendebremse. Aufgrund der negativen Erfahrungen und hohen Risiken von Ausschreibungen darf sich kein Automatismus zur Einführung von Ausschreibungen ergeben. Bei den im Koalitionsvertrag vorgesehenen Ausschreibungen sollte besonderer Wert auf die Systemdienlichkeit der Anlagen gelegt werden. Die PV-Freiflächen-Ausschreibungen sollten sehr gründlich vorbereitet werden, um Fehlkonstruktionen, die in anderen Ländern begangen wurden, wenigstens minimieren zu können. Bei den PV-Freiflächenanlagen sollte unbedingt sichergestellt werden, dass dieses Marktsegment nicht kurzfristig durch zu hohe Förderdegression und die bestehenden Flächenbeschränkungen im EEG komplett wegbricht. Um eine mögliche sinnvolle technologiespezifische Ausschreibungsdebatte führen zu können, ist es wichtig, die Daten der PV zu evaluieren, um Rückschlüsse für andere EE ziehen zu können. Hier dürfen keine Schnellschüsse erfolgen. Dies ist u.a. auch Voraussetzung dafür, eine angemessene Vergleichbarkeit mit den im Rahmen des Pilotversuchs realisierten Ausschreibungsanlagen gewährleisten zu können.

Sowohl bei den Freiflächen-PV-Ausschreibungen als auch im Falle von Ausschreibungen in anderen Feldern ist es von besonderer Wichtigkeit, dass deutlich eine direkte Beteiligung der Bürger möglichst an der Anlage und nicht an einem vermittelnden Unternehmen Bezug genommen wird und damit auf die zusätzliche Motivation privater Investoren in einen konkret erfahrbaren Baustein der Energiewende investieren zu können, Rücksicht genommen wird. Dies wird durch die Formulierung in § 2 Abs. 5 noch nicht ausreichend deutlich, weshalb hier auf die direkte Beteiligung von Bürgern an den Stromerzeugungsanlagen abgestellt werden sollte.

Die Formulierung des nach § 95 vorgesehenen Ausschreibungsberichtes lässt i.V.m. § 2 Abs. 5 darauf schließen, dass Ausschreibungen bis spätestens 2017 für die Förderung von Strom

aus Erneuerbaren Energien bereits feststehen. Gemäß § 95 Nr. 1 und Nr. 2 enthält der Ausschreibungsbericht auch Handlungsempfehlungen zur Ermittlung der Höhe der finanziellen Förderung im Hinblick auf § 2 Abs. 5 S. 1 und zur Menge der für die Erreichung der Ziele nach § 1 Abs. 2 erforderlichen auszuscheidenden Strommengen oder installierten Leistungen. Völlig außer Acht gelassen ist hierbei allerdings, inwiefern die gesammelten Erfahrungen mit dem PV-Freiflächenpilotprojekt überhaupt auf andere Technologien übertragbar sind. Dies sieht der BEE als kritisch an. Aufgrund der strukturellen Unterschiede der verschiedenen Erneuerbaren-Energie-Technologien kann ein Pilotprojekt für eine Technologie, wie in diesem Fall die der PV-Freifläche, nicht automatisch als Blaupause für weitere Technologien dienen.

Mit der neu aufgenommenen Übergangsbestimmung für die Umstellung der Förderung auf Ausschreibungen wird implizit verdeutlicht, dass die Bundesregierung unabhängig vom Ergebnis der Tests davon ausgeht, dass Ausschreibungen in jedem Falle ab dem Jahre 2019 zur Förderung der Erneuerbaren Energien genutzt werden. Eine Überprüfung der Zielerreichung ist damit nicht mehr gewollt. Das lehnt der BEE ab und schlägt der Bundesregierung vor, sich an der Formulierung des Koalitionsvertrages zu orientieren, demzufolge „ab 2018 die Förderhöhen über Ausschreibungen ermittelt werden, sofern bis dahin in einem Pilotprojekt nachgewiesen werden kann, dass die Ziele der Energiewende auf diesem Wege kostengünstiger erreicht werden können“. Diese Grundvoraussetzung, die der BEE ungeachtet der oben beschriebenen Kritik an Ausschreibungen, für einen möglichen Systemwechsel als fundamental ansieht, entfällt vollständig in der Formulierung des § 95 und sollte daher deshalb ergänzt werden.

Von der Reihenfolge her sollten zunächst die Tests bei PV-Freiflächen stattfinden und auf den grundlegenden Erkenntnissen erst in einem folgenden Schritt Tests bei der Windenergie stattfinden.

**Vorschlag:**

- ergebnisoffene Pilotverfahren mit Ausschreibungen bei PV-Freiflächenanlagen unter Beachtung der im Ausland gemachten Erfahrungen
- dauerhafte Gewährleistung von Akteursvielfalt und Qualitätsstandards, um strategische Phasen mit Preisdumping und Qualitätsmängeln auszuschließen
- Verankerung einer professionellen Evaluierung mit Beteiligung von Marktakteuren
- kein automatischer Übergang zu Ausschreibungen als Regelform der Förderung; stattdessen Orientierung am Koalitionsvertrag, der ergebnisoffene Tests vorsieht.
- Zu § 2 Abs. 5: Neue Formulierung „Im Falle der Umstellung auf Ausschreibungen soll eine direkte Beteiligung von Bürgern an den Stromerzeugungsanlagen erhalten bleiben“.

## **Bestandsschutz von Bestandsanlagen**

Der BEE begrüßt den im Koalitionsvertrag beschlossenen Bestandsschutz für Altanlagen sowie die Gewährleistung von Vertrauensschutz im Hinblick auf getätigte und in der Realisie-

rung befindliche Investitionen. Hier greift der Koalitionsvertrag die Sorgen auf Seiten von Investoren und Finanzierern auf, die durch politische Vorschläge zu Beginn dieses Jahres entstanden waren. Es muss frühzeitig klargestellt werden, wie weit der Vertrauensschutz reicht.

Selbstverständlich muss der Bestandsschutz auch für Eigenerzeugungsanlagen gelten. Auch hier steht der Gesetzentwurf in deutlichem Widerspruch zum Koalitionsvertrag.

Der § 66 sollte wie bisher gestaltet werden. Regelfall sollte die Anwendbarkeit bisherigen Rechts für alle Bestandsanlagen sein, Ausnahmen müssen dann ausdrücklich normiert werden. Die jetzt vorgesehene Systematik birgt die reale Gefahr (so auch die Erfahrungen mit dem EEG 2004), dass sich die Rechtslage ungewollt nachteilig verändert, weil scheinbar belanglose oder technische Normen aus dem neuen EEG zur Anwendung kommen. Formulierungsvorschlag:

(1) Für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, sind unbeschadet des § 23 Absatz 2 die Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der am 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geltenden Fassung mit folgenden Maßgaben anzuwenden:

Anmerkung: Im Einzelnen sind hier die Normen aufzuführen, die unter Wahrung des Vertrauensschutzes ausnahmsweise aus dem geänderten EEG auch für Bestandsanlagen zur Anwendung kommen sollen.

**Vorschlag:**

- Kein Eingriff in bestehende Vergütungszusagen und Regelungen

## Zu Übergangsfristen

Die im Gesetzentwurf im § 66 vorgesehenen Übergangsbestimmungen werden den langfristigen Planungszeiträumen für Erneuerbare-Energie-Anlagen in vielen Fällen nicht gerecht. Hier gilt es, differenziert nach den Spezifika der einzelnen Technologien zu unterscheiden.

**Vorschlag:**

- Angemessene Übergangsfristen für alle Erneuerbaren Energien, differenziert nach den unterschiedlichen Investitionsbedingungen der einzelnen Technologien (der BEE verweist an dieser Stelle auf die differenzierten Vorschläge der einzelnen Branchen)

## EEG-Umlagebefreiung des Eigenverbrauchs (§ 58)

Die Koalition möchte verhindern, dass über den verstärkten industriellen Eigenverbrauch die Menge der belasteten Kilowattstunden bei der EEG-Umlage immer geringer wird. Da bei diesem Thema auch die Erneuerbaren Energien betroffen sind, betont der BEE die Bereitschaft der Erneuerbaren Energien, Verantwortung zu übernehmen. Er legt jedoch Wert darauf, dass die Wirtschaftlichkeit von EE-Eigenverbrauchsanlagen auch weiterhin gegeben sein muss.

Mit einer zu starken Belastung des Eigenverbrauchs aus Erneuerbare-Energien-Anlagen würde die Rentabilität von Neuinvestitionen substanziell gefährdet. Insbesondere bei mittleren und größeren PV-Anlagen, aber auch Kleinwindanlagen und kleineren Biogasanlagen – betroffen sind hier u.a. Anlagen zur Mieterversorgung oder Eigenversorgungsanlagen im Bereich von kleinem und mittelständischem Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie in der Landwirtschaft – würden erhebliche wirtschaftliche Einbußen entstehen.

Des Weiteren weist der BEE darauf hin, dass der Eigenverbrauch insbesondere von Strom aus Photovoltaik und Bioenergieanlagen, aber auch Geothermie und Kleinwindanlagen derzeit und auch noch in den kommenden Jahren zu einer Nettoentlastung des EEG-Kontos beiträgt und die Zielsetzungen des EEG, den Anteil der EE zu erhöhen, mit anderen Mitteln realisiert. Eine Belastung des Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage wäre daher im Hinblick auf die Höhe der EEG-Umlage in den nächsten Jahren kontraproduktiv und würde die Bemühungen der Branche konterkarieren, durch Entwicklung neuer Geschäftsmodelle die Förderabhängigkeit Schritt für Schritt weiter zu verringern. Zudem würde die deutsche Technologieführerschaft im Bereich der Systemtechnik (smart home, Energiemanagementsysteme, Batteriespeicher etc.) bedroht. Mit dem Zurückdrängen von innovativen Marktmodellen im Bereich der Eigenstromversorgung und Nahstromvermarktung würde die Abhängigkeit der Photovoltaik vom EEG wieder erhöht werden, was politisch nicht gewollt sein kann.

Die im Gesetzentwurf vorgeschlagene einmalige Kompensationszahlung in Höhe von 0,4 Cent/kWh als Aufschlag auf die EEG-Vergütung für PV-Strom zum 01.08.2014 könnte den Schaden durch eine Umlage-Belastung des solaren Eigenverbrauchs nur zu einem Bruchteil kompensieren.

Gegen eine EEG-Umlage auf selbst verbrauchten EE-Strom sprechen zudem verfassungsrechtliche Bedenken. Sie dürfte sich **zum einen** als nicht gerechtfertigter Eingriff in das Grundrecht der allgemeinen Handlungsfreiheit darstellen (Art. 2 Abs. 1 GG) **darstellen**. **Die Belastung selbst verbrauchten Stroms mit der EEG-Umlage ist verfassungsrechtlich** als sogenannte „Indienstnahme Dritter für ihnen an sich nicht obliegende öffentliche Aufgaben – hier den Umweltschutz“ zu qualifizieren. **Eine Indienstnahme Privater für öffentliche Belange ist nur zulässig, wenn dafür besondere Zurechnungsgründe sprechen**. Ein besonderer Zurechnungsgrund kann nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgericht eine „besondere Sach- und Verursachernähe“ zu der zu bewältigenden Aufgabe sein. Eine

besondere Sach- und Verursachernähe ist nicht hier ersichtlich. Zweck der EEG-Umlage ist die Refinanzierung des EE-Ausbaus durch Belastung der Verursacher einer klimaschädlichen Stromerzeugung. An einer solchen klimaschädlichen Stromerzeugung nehmen im Ergebnis auch die Stromverbraucher teil, die Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen. Die Eigenerzeugung von Strom aus Erneuerbaren-Energien-Quellen, zumal ohne Nutzung des öffentlichen Netzes, hat mit einer klima- und umweltgefährdenden Energieerzeugung, die ausgeglichen werden müsste, aber gerade nichts zu tun. Die EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Strom aus erneuerbaren Energien dürfte sich zudem als Verstoß gegen den Gleichheitssatz darstellen. Die demgegenüber weitreichenden Befreiungen für Strom aus fossilen Eigenversorgungsanlagen (industrieller Eigenverbrauch, Kraftwerkseigenverbrauch) begünstigen tendenziell fossile Stromerzeugung. Dies dürfte in einem nicht mehr hinnehmbaren Widerspruch zum Hauptzweck des EEG stehen, die Umwelt durch die Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu schützen.

Sollte der Deutsche Bundestag den Eigenverbrauch aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen belasten wollen, sollten angemessene Bagatellgrenzen berücksichtigt werden, die nicht zuletzt eine zu hohe bürokratische Belastung verhindern würden. Als Bagatellgrenze sollten dann die ersten eigenverbrauchten 1,25 Mio. kWh genommen werden, was einer KWK-Anlage in der Größe von 250 kW (bei angenommenen 5.000 Jahresvolllaststunden) entspricht. Darüber hinaus sollte bei der Beteiligung von EE-Anlagen allenfalls nur eine geringe anteilige Beteiligung unter Berücksichtigung der Entwicklung der EEG-Umlage erfolgen. Die genannte Bagatellgrenze hätte zudem den Vorteil, dass auch Kleinwindanlagen sowie Brennstoffzellen nicht belastet würden, die bei einer Eigenverbrauchsbelastung keine Wirtschaftlichkeitschance hätten.

Der Gesetzentwurf enthält eine abrupte Bagatellgrenze, die zu ungewollten Effekten führen würde. Die Anlagen würden auf die maximale Bagatellgrenze optimiert werden, da bereits eine marginale Überschreitung der Bagatellgrenze dazu führen würde, dass der gesamte erzeugte Strom mit der EEG-Umlage (in Höhe des angelegten Prozentsatzes) beaufschlagt würde. So würden bei einer 11 kW-Anlage sämtliche Kilowattstunden mit der EEG-Umlage belastet und nicht nur die kWh, die die 10 MWh überschreiten würden. Die daraus zu erwartenden „Optimierungseffekte“ wären insbesondere zum Schaden der Anlagenhersteller und Anlagenbetreiber, die gerade in der betroffenen Leistungsklasse anbieten bzw. produzieren. Stattdessen sollte es vergleichbar der Regelung bei der Staffelung der Größenklassen bei den Vergütungssätzen im EEG eine gleitende Bagatellgrenze geben.

Ein weiteres konkretes Problem der sehr niedrigen Bagatellgrenze ergibt sich mit der Kombination der Vorgabe, dass bei der Berechnung der selbst verbrauchten Strommengen nach den Absätzen 2 bis 6 Strom nur bis zu der Höhe des aggregierten Eigenverbrauchs, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall (Zeitgleichheit), berücksichtigt werden darf. Anlagen unterhalb 100 kW Leistung verfügen aber nicht über eine registrierende Lastgangmessung (RLM), mit

der sie jedes 15-Minuten-Intervall messen könnten. Kleinanlagen bis 100 kW installierter Leistung müssen solche RLM-Zähler auch nicht installiert haben (vgl. § 6 EEG 2012 sowie § 9 des Entwurfes und in dezentralen Verbrauchskonstellationen: § 12 StromNZV). § 58 Abs. 8 würde die Anlagen mithin dann, wenn sie nicht bereits unter die Bagatellgrenze nach § 58 Absatz 5 fallen, besonders hart und „doppelt“ treffen, denn sie müssten nicht nur zukünftig EEG-Umlage auf ihren selbst oder durch Dritte in unmittelbarer Nähe selbst verbrauchten Strom zahlen, sondern auch die im Verhältnis zu ihren Kleinanlagen sehr hohen Kosten für RLM-Zähler aufwenden.

Der Gesetzentwurf sieht für die meisten bestehenden EEG-Anlagen weiterhin eine EEG-Umlagebefreiung für den Verbrauch von selbst erzeugtem Strom vor. Ausgenommen sind jedoch Bestandsanlagen, die ihre installierte Leistung um mehr als 30 Prozent erhöhen. Dies ist ein nicht zu rechtfertigender Eingriff in den Bestandsschutz und verhindert bei Biogasanlagen die Übernahme von Systemverantwortung. Bei der Umrüstung einer Biogasanlage auf eine flexible Fahrweise und bedarfsgerechte Stromproduktion wird die installierte Leistung einer Anlage aufgestockt, ohne dass sich die Menge geleisteter elektrischer Arbeit (Bemessungsleistung) erhöht. Die Umlagebefreiung von Eigenversorgung an die installierte Leistung zu binden, behindert folglich die politisch gewollte und aus Systemsicht sinnvolle Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen.

**Vorschlag:**



- Der Eigenverbrauch aus Erneuerbaren Energien sollte solange von der Einbeziehung in Umlagen und Abgaben befreit bleiben, solange der Eigenverbrauch die EEG-Umlage entlastet und nicht belastet. Schon aus diesem Grund muss in den meisten Fällen bis auf weiteres auf eine EEG-Mindestumlage verzichtet werden. Sonst würde die Eigenverbrauchsbelastung die EEG-Umlage anheben statt absenken. Erst wenn der Punkt überschritten ist, sollte Strom aus EE-Anlagen belastet werden, allerdings nur in einer Höhe, die eine Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle nicht gefährdet.“Sollte die EEG-Umlage auf Eigenverbrauch aus Erneuerbaren Energien eingeführt werden, muss eine angemessene Bagatellgrenze festgelegt werden. Dabei sollten die ersten 1,25 Gigawattstunden des erzeugten Stroms von der Eigenverbrauchsabgabe befreit bleiben (entspricht bei PV rund 1,2 Megawattpeak (MWp) und bei KWK-Anlagen bei zukünftig 5.000 Volllaststunden rund 250 Kilowattpeak (kWp) Leistung).
- Die Bagatellgrenze sollte unabhängig von der Größe fließend und nicht abrupt sein, d.h. dass auch für die Anlagen, die die Bagatellgrenze überschreiten, ein Freibetrag in Höhe der Bagatellgrenze vorhanden sein sollte, was man auch dem obigen Vorschlag zur Bagatellgrenze entnehmen kann.
- Anlagen oberhalb der Bagatellgrenze dürfen nicht höher belastet werden als Anlagen mit fossilen Energiequellen in privilegierten Branchen.
- Um die bestehende Ungleichbehandlung des lokalen Direktverbrauchs von Solarstrom bei z.B. Eigenheimbesitzern und Mietern ohne eigene Dachflächen oder Immobilien aufzuheben, sollte auch die Direktversorgung von Dritten im räumlichen Zusammenhang über Direktleitung in die Befreiung von der EEG-Umlage aufgenommen werden bzw. hier eine Gleichstellung erfolgen. Dies könnte neben notwendiger Änderungen im § 58 ergänzend über eine Änderung der Begriffsbestimmung des „Eigenversorgers“ in § 5 Nr. 12 mit entsprechender Einbeziehung der Versorgung Dritter im räumlichen Zusammenhang ohne Nutzung des öffentlichen Netzes umgesetzt werden.
- Die Vorgabe einer registrierenden Lastgangmessung sollte nur für Anlagen gelten, die idealerweise oberhalb der oben angegebenen Bagatellgrenze liegen bzw. hilfsweise oberhalb von 100 kW.
- Biogasanlagen, die zum Zwecke der Flexibilisierung ihre Leistung erhöhen, sollte eine Leistungserhöhung auch über 30% hinaus möglich sein, ohne dass es zu einer Neubewertung der Anlage und damit zu einer Eigenverbrauchsbelastung kommt. Der entsprechende Halbsatz in § 58 Abs. 3 Nummer 3 sollte daher gestrichen oder insofern ergänzt werden, dass klargestellt wird, dass die Erhöhung der installierten Leistung für die Flexibilisierung von Biogasanlagen nicht behindert wird.

## Zur „Besonderen Ausgleichsregelung“

Der BEE vertritt weiterhin die Auffassung, dass sich die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) auf die Unternehmen und Branchen konzentrieren sollte, die im internationalen Wettbewerb stehen.

Aber auch für die Begünstigungen für Unternehmen sollte die Besserstellung maximal soweit gehen, dass Mitnahmeeffekte vermieden werden. Die Erneuerbaren Energien haben in den letzten Jahren massiv dazu beigetragen, dass die Börsenstrompreise gesunken sind. Hiervon profitiert insbesondere die energieintensive Industrie. Folglich sollten Unternehmen mindestens in der Höhe an der EEG-Umlage solidarisch beteiligt werden, in der sie von dem Merit-Order-Effekt profitieren. Dieser liegt aktuell bei etwa einem Cent / kWh.

Darüber hinaus sollten Befreiungen daran gebunden werden, dass Unternehmen ihre Energieeffizienz verbessern sowie ihren Stromverbrauch systemdienlich flexibilisieren.

### **Vorschlag**

- Die Neugestaltung der Besonderen Ausgleichsregelung sollte zu einer Entlastung der EEG-Umlage in Höhe von mindestens einer Milliarde Euro führen.
- Die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) sollte sich auf die Unternehmen und Branchen konzentrieren, die im internationalen Wettbewerb stehen.
- Für die Begünstigungen für Unternehmen sollte die Besserstellung maximal soweit gehen, dass Mitnahmeeffekte vermieden werden. Die Erneuerbaren Energien haben in den letzten Jahren massiv dazu beigetragen, dass die Börsenstrompreise gesunken sind. Hiervon profitiert insbesondere die energieintensive Industrie. Folglich sollten Unternehmen mindestens in der Höhe an der EEG-Umlage solidarisch beteiligt werden, in der sie von dem Merit-Order-Effekt profitieren. Dieser liegt aktuell bei etwa einem Cent / kWh und dürfte künftig weiter ansteigen.
- Befreiungen sollten daran gebunden werden, dass Unternehmen ihre Energieeffizienz verbessern sowie ihren Stromverbrauch systemdienlich flexibilisieren.

## **Zur Bestimmung des Netzverknüpfungspunktes (§ 8 RefE)**

Hier verweist der BEE ausdrücklich auf die Vorschläge in der Stellungnahme des BWE.

## **Zum Monitoringbericht**

Der Monitoringbericht gemäß § 65a untersucht die Erreichung der Ziele nach § 1 Absatz 2. Dabei ist der Absatz 2 von der Logik her dem Absatz 3 unterstellt, da der Absatz 3 die verpflichtenden Ausbauziele Deutschlands beinhaltet und der Absatz 2 lediglich die politische Vereinbarung im Koalitionsvertrag.

### **Vorschlag:**

- Die Berichterstattung gemäß Absatz 1 sollte neben dem § 1 Absatz 2 auch den § 3 enthalten, der die Einhaltung der gegenüber der EU verpflichtenden nationalen Ausbauziele für Erneuerbare Energien bis 2020 beinhaltet.

- Der Monitoringbericht sollte darüber hinaus auch die Entwicklung der Versorgung mit Grünstrom enthalten.
- Der Monitoringbericht sollte die Zwischenstände zur Zielerreichung bei den Biome-thanzen der Bundesregierung in Höhe von 6 Mrd. Kubikmeter im Jahr 2020 und 10 Mrd. Kubikmeter im Jahr 2030 erfassen.

## Zur Fernsteuerbarkeit

Unter § 22 Gliederungspunkt 2 wird festgelegt, dass die Reduzierung der Einspeiseleistung über das Messsystem erfolgen muss. Hierdurch würde die Steuerbarkeit der Anlagen so erheblich eingeschränkt (Ansprechdauer), dass die Anlagen nicht mehr zur unmittelbaren Abwendung von systemkritischen Zuständen oder zur Teilnahme am Regelenergiemarkt genutzt werden könnten.

### **Vorschlag:**

- Die Anlagen sollten über eine einheitliche, vom FNN zu definierende Schnittstelle zur Abregelung verfügen und von verschiedenen Datenübertragungssystemen ansprechbar sein. Hierdurch würde gewährleistet, dass die Geräte auch durch zukünftige Datenübertragungstechnologien ansprechbar wären.

## Weitere Positionen zu den einzelnen Sparten der Erneuerbaren Energien

### Bioenergie

Die Bioenergie ist ein wesentlicher Bestandteil im Erneuerbare-Energien-Mix. Mit Bioenergie (Biogas, Biomasseheizkraftwerke und thermochemische Konversion von Biomasse) können die Schwankungen bei Wind- und Sonne flexibel ausgeglichen werden. In diese Richtung sollte das EEG weiterentwickelt werden. So sollte die Stromerzeugung aus Bioenergien auf den Bedarf ausgerichtet werden. Die richtigen Rahmenbedingungen sind hier vor allem die Optimierung der Flexibilitätsprämie, aber auch Vorgaben für die jährlichen Volllaststunden. Biogas, Biomasseheizkraftwerke, Biomassevergasungsanlagen und Pflanzenöl-BHKW können über die Regelenergie einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion der fossil-atomaren Must-Run-Kapazitäten erbringen. Da bei der Stromerzeugung aus Bioenergie zugleich auch Wärme anfällt, dient Bioenergie zugleich der Erfüllung des KWK- und des Erneuerbare-Wärme-Ziels. Richtig angereizt kann der Anbau von Pflanzen zur Biogaserzeugung einen Beitrag zur Erhöhung der Biodiversität und Bodenverbesserung in der Landwirtschaft leisten. Diese Chancen sollten ergriffen statt verschüttet werden.

Biogas, aber auch andere Bioenergien stellen zentrale Bestandteile einer energiepolitischen Differenzierungsstrategie dar, die die Abhängigkeit von Erdgasimporten aus Russland reduzieren soll. Bioenergien sind damit von strategischer Bedeutung sowohl für Deutschland als auch für Europa. Es liegt auf der Hand, dass in Deutschlands politischem Interesse ist, dass die dahinter stehende Industrie auch in Zukunft ihrer Aufgabe gerecht werden kann. Der Gesetzentwurf lässt sicherheitspolitische und strategische Gesichtspunkte vollkommen außen vor und reduziert den Wert der Bioenergie auf die Kosten für die Kilowattstunde, anstatt eine Gesamtbetrachtung widerzuspiegeln.

Der im Koalitionsvertrag zugesicherte Vertrauens- und Investitionsschutz muss uneingeschränkt gelten. Der EEG-Gesetzesentwurf leistet dies nicht. Dies gilt insbesondere für die Ausgestaltung der Begrenzung von Vergütung bei Bestandsanlagen. Anlagen der EEGs 2004 und 2009, die zwischen 2012 und 2014 hohe Summen in eine Erweiterung investiert haben, aber diese Erweiterung bis Ende 2013 nicht ausschöpfen konnten, könnten ihre Investitionen nicht refinanzieren und liefen in die Insolvenz. Anlagen des EEG 2012, deren Bemessungsleistung schon jetzt bis zu 95% betragen, würden mit der Regelung massiv Vergütungszahlungen gekürzt.

Die Einordnung sämtlicher Bioenergien in den gleichen Korridor ist nicht zielführend. Die einzelnen Technologien haben unterschiedliche Entwicklungsgrade. Die Einordnung in den gleichen Korridor würde dazu führen, dass einzelne Technologien ganz heraus gedrängt würden, wenn es bei anderen Technologien zu einem stärkeren Ausbau käme.

Der im Gesetzesentwurf vorgesehene Ausbaudeckel für Biomasse von 100 MW installierter Leistung pro Jahr ist viel zu niedrig und falsch ausgestaltet. Der Deckel für sich genommen würde bereits dafür sorgen, den Bioenergieanlagenherstellern den Markt weitgehend zu entziehen. Dass neue Biogasanlagen ab einer installierten Leistung von 100 MW nur für die Hälfte ihrer installierten Leistung eine Vergütung beanspruchen können, verschärft das Problem noch zusätzlich, da auf diese Weise der 100 MW-Deckel de facto einem 50 MW-Deckel entspricht.

Die im Gesetzesentwurf vorgesehene Streichung der Einsatzstoffvergütungsklassen I und II würde die Biogaserzeugung mit Anbaubiomasse sowie die Stromerzeugung in Biomasseheizkraftwerken und Biomassevergasungsanlagen auf Basis von Waldrest- und Landschaftspflegegehölzern schlagartig unwirtschaftlich machen und hätte einen weitgehenden Ausbaustopp für Bioenergieanlagen zur Folge. Selbst der sehr niedrig angesetzte Deckel würde unter dieser Voraussetzung nicht erreicht werden.

Es würde zu einem technologischen Fadenriss kommen und Deutschland würde seine Technologieführerschaft im Bioenergiebereich aufgeben. Wie oben erläutert kann dies weder im energiepolitische noch im geostrategischen Interesse Deutschlands sein.

Die Streichung des Gasaufbereitungsbonus) für die Gasaufbereitung hätte zur Folge, dass die Gaseinspeisung nicht mehr wirtschaftlich wäre, damit würde dem Biomethan als Alternative zum Erdgas die wirtschaftliche Grundlage entzogen werden.

Die Flexibilisierung wird ausschließlich beim Biogas angereizt. Sämtliche weiteren Bioenergien werden nicht erfasst. Vorschlag: Nach Ansicht des BEE sollte die Flexibilisierung jedoch sämtliche Bioenergien umfassen.

Beim Strom aus thermochemischer Konversion (insbesondere Holzgas) aus fester Biomasse gibt es andere Kostenstrukturen als beim Biogas und bei Holzheizkraftwerken, was sich in der Vergütungsstruktur widerspiegeln sollte.

**Vorschlag:**

- Der BEE schlägt vor, Anreize zum Einsatz ökologisch wertvoller Energiepflanzen fortzuführen und nicht abzuschaffen. Die Einsatzstoffvergütungsklasse II sollte daher nicht gestrichen werden.
- Sofern dies nicht umgesetzt wird, schlägt der BEE vor, die Vergütungsstruktur des Gesetzesentwurfs zu ergänzen, damit das politische Ziel der Konzentration auf Rest- und Abfallstoffe erreicht wird und ein moderater Zubau an neuen Biogasanlagen oberhalb 75 kW stattfinden kann. Die Einsatzstoffvergütungsklassen sollten gegebenenfalls ersetzt werden durch eine Anlagenklasse, welche den Einsatz von mindestens 60% Rest- und Abfallstoffen, die Einhaltung strenger ökologischer Standards sowie den Verzicht auf Mais erfordert. Anlagen dieser Klasse sollten eine angemessene Vergütung von 19 ct/kWh für kleine und mittlere Anlagen sowie 14,5 ct/kWh für größere Anlagen vorgesehen sein. Für Näheres siehe die Stellungnahme des Fachverbandes Biogas e.V.

- Für Anlagen zur thermo-chemischen Konversion fester Biomasse sollte eine weitere Anlagenklasse mit angemessener Vergütung eingeführt werden. Für Näheres hierzu siehe die Stellungnahme der Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e. V. (FEE).
- Die Höchstbemessungsleistung einer Bestandsanlagen sollte definiert werden als 95% der installierten Leistung am 31.12.2014.
- Der Ausbaukorridor für Biogas sollte auf 250 MW *Bemessungsleistung* angehoben. Holzgas und Holzheizkraftwerke sollten hingegen in die gleiche Kategorie fallen wie Grubengas, Deponiegas, Klärgas, Wasserkraft und Geothermie.
- Der Gasaufbereitungsbonus sollte beibehalten und bestenfalls, wenn politisch gewünscht, von 3 ct/kWh auf 2 ct/kWh abgesehen werden.
- Die Flexibilitätsprämie sollte auch für Anlagen gezahlt werden, die feste Biomasse einsetzen.

## Windenergie

Die Windenergie an Land ist die günstigste Form der Erneuerbaren Energien. Die Forderung nach Einsparungen um 10 bis 20 Prozent in Bezug auf die Vergütung des Jahres 2013 an ertragreichen Standorten, wie es in den von der Bundesregierung verabschiedeten Eckpunkten festgelegt wurde, wird mit dem vorliegenden Gesetzentwurf völlig überzogen und überschreitet an manchen Standorten die Marke von 25 Prozent. Aus Sicht des BEE müssen bei der Berechnung einer prozentualen Absenkung alle bereits angelegten und angedachten kostenrelevanten Maßnahmen (Auslaufen/Streichung der Boni, verpflichtende Direktvermarktung, Fünf-Prozent-Regelung des Koalitionsvertrages beim Einspeisemanagement etc.) mit eingerechnet werden.

Der BWE hat gemeinsam mit dem VDMA im Herbst 2013 eine umfassende Untersuchung zur Kostenstruktur der Windenergie an Land vorgelegt. Die Kostenstudie ist die aktuellste und fundierteste Untersuchung, die derzeit zu Stromgestehungskosten bei der Windenergie an Land zur Verfügung steht. Jegliche Diskussionen und Entscheidungen über eine Anpassung der Vergütungsstrukturen sollten auf den Studienergebnissen und der dort ausgewiesenen Kostenkurve basieren. Überschlägige prozentuale Kürzungen ignorieren vollständig standort-spezifische Besonderheiten und entbehren einer wissenschaftlichen Grundlage.

Der vorgeschlagene Ausbaupfad ist ungeeignet, um einen zielorientierten und nachhaltigen Ausbau der Windenergie an Land gewährleisten zu können. Der BEE lehnt daher diesen Vorschlag entschieden ab. Jegliche Dynamik, die die Windenergie in ihrem verlässlichen Wachstum in den letzten Jahren vorangebracht hat, würde abgewürgt.

Die Einführung eines gesetzlich fixierten Ausbaukorridors widerspricht damit den bisher im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) postulierten Mindestzielen. Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb ausgerechnet die kostengünstigste erneuerbare Energiequelle in ihrem Zubau begrenzt werden soll.

Bislang ist absolut unklar, ob das Ausschreibungsmodell überhaupt auf die Windenergie an Land übertragbar ist. So ist zum Beispiel nicht ersichtlich, wie bei Wind Onshore ein Ausschreibungsmechanismus mit den Eignungsflächen und der Raumplanung bei gleichzeitig hoher Marktliquidität effizient umgesetzt werden kann. Ein Systemwechsel bedarf sorgfältiger Prüfung anhand von klar definierten Kriterien, die ein neues Fördersystem zu erfüllen hat, bevor es operativ wird. Andernfalls birgt dessen Einführung die Gefahr, dass Marktverzerrungen zugunsten marktbeherrschender Unternehmen, Kostensteigerungen sowie Verwerfungen beim Ausbau der erneuerbaren Energien die Folge sein können.

Für Kleinwindanlagen im Größensegment zwischen 50 und 100 kW ist es wichtig, dass die Bagatell-Grenze in § 29 (3) auf 100 kW angehoben wird, sonst steht der bürokratische Aufwand für diese Anlagen in keinem Verhältnis zum Nutzen, zumal davon ausgegangen werden muss, dass diese Anlagen aufgrund ihrer geringen Höhe ohnehin keine überdurchschnittlichen Erzeugungswerte an den Standorten erreichen werden. Die Belange der Kleinwindanlagen sind darüber hinaus bei den Regelungen zum Eigenverbrauch zu berücksichtigen.

Im Bereich der Offshore-Windenergie wurden mit der Möglichkeit der Zuweisung von Anbindungskapazitäten in Höhe von 7,7 GW bis 31.12.2017 und der Anpassung der Degression im Kabinettsbeschluss wichtige Grundlagen für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie gelegt. Um einen kontinuierlichen Ausbau der Offshore-Windenergie zu sichern, schlagen wir vor, den für 2018 anvisierten großen Degressionsschritt auf die Jahre 2018 und 2019 und damit auf zwei kleinere Schritte zu strecken. Hierdurch würde für die Betreiber eine planbare Grundlage geschaffen. Gleichzeitig sehen wir den angestrebten Erhalt der Attraktivität des Basismodells durch die vorgeschlagene starke Degression nicht gewährleistet.

Die in §17 Abs4. EnWG-E als eine Möglichkeit vorgesehene Versteigerung für den Fall einer das Angebot an Anbindungskapazitäten übersteigenden Nachfrage steht im Widerspruch zum Ziel der Kostensenkung beim Ausbau der Offshore-Windenergie. Deshalb sollte die Politik gemeinsam mit den Akteuren der Offshore-Windenergie-Branche alternative Möglichkeiten bei der Zuweisung von Anbindungskapazitäten erörtern und umsetzen.

Darüber hinaus gilt es, die Investitionssicherheit nach 2020 zu wahren. Für Projekte mit geplanter Einspeisung vor 2020, aber mit Netzanschluss *nach* 2020 muss eine Übergangsregelung gefunden werden. Dies wäre z.B. möglich, indem die Vergütungshöhe nicht zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme festgelegt wird (wie bisher), sondern zum Zeitpunkt der Zuweisung von Anbindungskapazitäten durch die BNetzA.

**Vorschlag:**

- Als Bezugszeitraum des atmenden Deckels frühestens 2015 nutzen.
- Das Referenzertragsmodell soll zugleich Überförderungen verhindern und zugleich den Zubau von Windenergieanlagen auch im Binnenland ermöglichen.
- Bezugspunkt für die Gewährung des Vertrauensschutzes sollte der Zeitpunkt der Antragstellung sein.

- Bagatellgrenze für Kleinwindanlagen auf 100 kW erhöhen, Wirtschaftlichkeit von Kleinwindanlagen beim Eigenverbrauch nicht beeinträchtigen
- Bei Wind-Offshore den für 2018 vorgesehen Degressionsschritt beim Stauchungsmodell zeitlich auf zwei Jahre zu strecken
- Investitionssicherheit bei Offshore-Anlagen mit Netzanschlusszusage auch über 2020 hinaus wahren.



## **Photovoltaik**

Die spezifischen Kosten der Photovoltaik (PV) sind in den vergangenen Jahren deutlich gesunken. PV ist damit zur zweitgünstigsten Erneuerbaren-Energie geworden. Die Kostensenkungspotenziale sind weiterhin beachtlich und spiegeln sich in einer starken Degression der Fördersätze wider, die seit zwei Jahren aber deutlich stärker ist als die Kostensenkungen. Der anhaltende PV-Markteinbruch muss im Rahmen der EEG-Novelle gestoppt und ein vollständiger Fadenriss bei einzelnen Marktsegmenten verhindert werden. Andernfalls droht das politisch fixierte Mindestziel von 2.500 MWp/Jahr deutlich verfehlt zu werden.

Gleichzeitig sollten die Marktintegration und die schrittweise Abkehr der Photovoltaik von der EEG-Förderung durch möglichst hohe Eigenverbrauchsquoten und lokale Direktvermarktung befördert und nicht durch die geplante EEG-Umlage auf solaren Eigenverbrauch konterkariert werden.

Gewerbliche und industrielle Investoren zählen zu den wichtigsten Treibern, um die politisch gewollten Ausbauziele der PV zu erreichen. In der Folge einer EEG-Umlage auf solaren Eigenverbrauch würden sich die erzielbaren Amortisationszeiten in diesem Bereich auf 15-20 Jahre verschlechtern. Von Investitionsentscheidungen im PV-Bereich würde Abstand genommen werden.

Dies widerspricht den in Meseberg beschlossenen Eckpunkten, nach denen „das neue EEG die Wirtschaftlichkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen (...) wahren wird“ (vgl. Eckpunkt 10 b).

Nach Einschätzung von Verbraucherschützern und Wirtschaftswissenschaftlern lassen sich durch die geplante EEG-Umlage auf solaren Eigenverbrauch aus neuen PV-Anlagen keine Kosteneinsparungen für die Stromverbraucher erzielen. Zudem ist davon auszugehen, dass in Abhängigkeit von der Belastung des eigenverbrauchten Solarstroms es dazu führen wird, dass dieser Strom nicht mehr zum Eigenverbrauch genutzt wird, sondern stattdessen zu großen Teilen im Rahmen des EEG-Förderregimes eingespeist wird. Der BEE rechnet durch diesen Lenkungseffekt mit Mehrkosten von bis zu 300 Mio. Euro bis zum Jahr 2018. Solarer Eigenverbrauch sollte von zusätzlichen Belastungen befreit bleiben. Eine schrittweise Beteiligung solarer Selbstversorger an den Gemeinkosten des Energiesystems wird erst nach weiterer Marktentwicklung möglich, wenn PV-Investitionen dadurch wirtschaftlich selbsttragend bleiben.

Die im Gesetzentwurf vorgeschlagene einmalige Kompensationszahlung in Höhe von 0,4 Cent/kWh als Aufschlag auf die EEG-Vergütung für PV-Strom zum 1.8.2014 könnte den Schaden durch eine Umlage-Belastung des solaren Eigenverbrauchs nur zu einem Bruchteil kompensieren.

Dringend erforderlich ist neben der Befreiung von der EEG-Umlage eine Reparatur des PV-Vergütungsmechanismus. Der derzeitige EEG-Vergütungsmechanismus („atmender Deckel“)

wird in seiner jetzigen Ausgestaltung einen weiteren Markteinbruch auch unter die politisch gewollte Mindestzielgröße von 2,5 GWp hinaus nicht rechtzeitig auffangen können. Der Bezugszeitraum für die Ermittlung der regelmäßig anzupassenden Förderhöhe muss deshalb dringend von derzeit zwölf auf drei Monate reduziert werden. Anderenfalls droht im Falle eines anhaltenden Markteinbruchs im schlimmsten Falle ein Marktstillstand von bis zu zweieinhalb Jahren mit dramatischen Folgen für die Solarwirtschaft. Die im Gesetzentwurf angedachte leichte Verbesserung beim „Auffangmechanismus“ (Halbierung der Degressionssätze unterhalb 2,5 GWp) zeigt bei einem Markteinbruch hingegen keine spürbare Wirkung und sollte daher verstärkt werden.

Das Degressionstempo der PV-Vergütung muss sich zukünftig wieder an der für die nächsten Jahre zu erwartenden abflachenden technologischen Lernkurve orientieren. Die willkürliche Förderdeckelung der Photovoltaik auf 52 GW Solarstromleistung sollte zudem gestrichen werden. Für die PV-Freifläche ist ein kompletter Fadenriss und Markteinbruch zu verhindern. Parallel zum geplanten Pilotvorhaben zur Ausschreibung sollten Solarkraftwerke in relevanter Größenordnung regulär über das EEG weiter vergütungsfähig bleiben, nicht zuletzt, um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen. Ausnahmen bei den bestehenden Einschränkungen der Förderfähigkeit von PV-Freiflächenanlagen sollten insbesondere bei netzdienlichem und energiewirtschaftlich sinnvollem Betrieb erfolgen. Die willkürliche Größenbeschränkung auf 10 MWp Leistung sollte aufgehoben werden. Die Rahmenbedingungen für das Ausschreibungsmodell sollten in enger Abstimmung mit der Branche entwickelt werden. Die gesetzgeberisch festgelegte Ausschreibungsmenge spiegelt per definitionem nicht die Marktentwicklung wider und sollte daher bei der Berechnung des atmenden Deckels außen vor bleiben.

**Vorschlag:**

- Zum solaren Eigenverbrauch – siehe Kapitel zum Eigenverbrauch
- Um die Auffangwirkung des atmenden Degressionsmechanismus zu stärken und seine Stützfunktion für den PV-Markt bei fortgesetztem Markteinbruch zu beschleunigen, sollte der Bemessungszeitraum für die marktabhängige Korrektur der Basisdegression von 12 auf 3 Monate verkürzt werden. Die marktabhängige Korrektur der Basisdegression sollte monatlich erfolgen. Die Degression sollte bei Unterschreiten des Korridors sehr zeitnah ausgesetzt werden.
- Die vom Bundeswirtschaftsministerium im Gesetzentwurf für einen Jahreszubau im Bereich 2.400 bis 2.600 MW eingeführte Halbierung der monatlichen Basisdegression ist grundsätzlich richtig und trägt der abgeflachten Lernkurve der Photovoltaik Rechnung. Sie sollte aber nicht nur für dieses schmale Band des Jahreszubaus, sondern grundsätzlich für den weiteren Zubau wirken können. Die Halbierung der monatlichen Basisdegression sollte daher mindestens für den bisherigen Zielkorridor für den Ausbau bis zu einer Höhe von 3.500 MW p.a. gelten.
- Bei PV-Freiflächenanlagen soll es weiterhin parallel zu den Ausschreibungen Vergütungen geben, damit eine Vergleichbarkeit möglich ist. Die Ausschreibungsmenge sollte bei der Berechnung des „atmenden Deckels“ nicht berücksichtigt werden, da sie die Marktentwicklung nicht wiedergibt.

- Der 52-GW-PV-Deckel und die Größenbeschränkung auf 10 MWp sollten aufgehoben werden.

## **Tiefengeothermie**

Tiefengeothermie ist noch eine sehr junge Energieform und hat ihre breite Markteinführung noch vor sich. Daher braucht die Branche noch Entwicklungszeit. Eine Degression der EEG-Vergütung darf erst einsetzen, wenn sich Lerneffekte in niedrigeren Kosten widerspiegeln. Der Degressionsbeginn sollte deshalb verschoben und die Degressionsrate reduziert werden: *Degression um 1,0 Prozent oder alternativ eine Degression um 5,0 Prozent ab einer installierten elektrischen Leistung von etwa 500 MW verankert werden (§26).*

Die Tiefengeothermie-Branche benötigt aufgrund langjähriger Projektentwicklungszeiträume planbare Investitionsvoraussetzungen. Gegenwärtig befinden sich allein in Bayern zehn und bundesweit weitere vier Geothermieprojekte in einer Phase, in der erhebliche Investitionen von durchschnittlich 6,8 Millionen Euro pro Projekt getätigt wurden (deutschlandweit ca. 95 Millionen Euro). Diese Anlagen können aufgrund der langen Planungs- und Realisierungszeiträume Tiefer Geothermie weder bis Ende 2016 die aktuell in § 98 vorgesehene notwendige Zulassung der Förderung/Gewinnung bekommen noch bis Ende 2018 in Betrieb genommen werden. Hingegen ist eine bergrechtliche Zulassung der ersten Tiefenbohrung bis Ende 2016 möglich, wie auch die Inbetriebnahme bis Ende 2020. In Analogie zu der für die Windenergie auf See bereits vorgesehenen Sonderregelung (§ 98 Ziff. 1) muss - um die Investitionssicherheit für bereits laufende Geothermie-Projekte zu gewährleisten - in §98 EEG für Geothermieanlagen der genaue Zulassungstatbestand konkretisiert und der Zeitpunkt der Inbetriebnahme angepasst werden: *„2. Geothermieanlagen, die vor dem 1. Januar 2017 eine Zulassung des Betriebsplans für die erste Tiefbohrung nach Bundesberggesetz erhalten haben und vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind, oder...“.*

Für die Branche ist es aufgrund der langen Entwicklungszeiten von sechs bis zehn Jahren und des vergleichsweise zu anderen EE hohen Kapitaleinsatzes entscheidend, dass der Anspruch auf Förderung (§ 19 i. V. mit § 22 EEG 2014 (RegEntw)) nicht erst bei Inbetriebnahme sondern früher verankert wird. Sobald die seismische Vorerkundung des Untergrundes ansteht, werden z.B. in der Regel schon Millionensummen investiert. Um aber auch Mitnahmeeffekte auszuschließen, sollten Geothermieprojekte ab Beginn der ersten Tiefbohrung Bestandsschutz genießen. Sie sollten Strom zu dem Vergütungssatz verkaufen dürfen, der zu diesem Zeitpunkt gültig ist. Somit wäre der § 19 EEG 2014 zu ergänzen: *„Für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Geothermie besteht der Anspruch nach Absatz 1 ab dem Zeitpunkt des Beginns der ersten Tiefenbohrung.“*

Für eine schnellere Ausführung von Geothermieprojekten ist deren Privilegierung im Außenbereich im Baugesetzbuch (§ 35 Abs. 1) festzuschreiben. Diese genießen alle anderen erneuerbaren Energien bereits. Das Gesetzgebungsverfahren erzeugt auf Bundesebene

keinerlei Zusatzkosten, doch es kann die Projektlaufzeit deutlich verkürzen und die Projektkosten senken. In diesem Zusammenhang kann auch auf ein einschlägiges Urteil des Bundesverwaltungsgerichtes hingewiesen werden. Um in Neubaugebieten die Nutzung erneuerbar erzeugter Wärme zu steigern, ist im Baugesetzbuch ein klarer Verweis auf das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz notwendig.

Um die Tiefengeothermie im Praxisbetrieb zu optimieren, ist begleitende Forschung nötig. Bei Wegfall des Technologiebonus' für petrothermale Geothermie ist eine ergänzende Forschungsförderung wichtig, um die Fortentwicklung dieser Technologie zu ermöglichen. Ein Konzept zur Risikoabsicherung von Bohrungen gibt der eigenkapitalintensiven Tiefengeothermiebranche Investitionssicherheit.

#### **Vorschlag:**

- Degressionsbeginn (§ 26) erst ab 2020 um 1% oder ab 500 MW installierter Leistung um 5%
- Spezifische Übergangsfristen zur Ausschreibung (§98) für die Geothermie (Analogie zur Sonderregelung für Windenergie auf See)
- Tiefengeothermieprojekte sollen ab Beginn der ersten Tiefbohrung einen gesicherten Anspruch auf Förderung erhalten, um Vertrauensschutz zu genießen ; nicht wie gehabt ab der Inbetriebnahme. (§ 19 i.V.M. § 22)

#### **Wasserkraft**

Wasserkraft ist eine verlässliche, speicherbare und heimische Energiequelle, die auch dann Energie liefert, wenn nur wenig Wind- und Sonnenstrom verfügbar sind. Damit spielt sie eine wichtige Rolle im jetzigen und zukünftigen Energiemix.

Der Bau neuer und der Betrieb bestehender Wasserkraftwerke werden jedoch zunehmend durch sehr hohe ökologische Anforderungen erschwert. Die Vergütungen für kleinere Wasserkraftanlagen sind nicht ausreichend, um diese Auflagen vollumfänglich umzusetzen. Die Erfahrungsberichte zu den beiden letzten EEG-Novellen und andere Untersuchungen belegen dies.

Geht man den Weg der Trennung von EEG und Fachrecht konsequent weiter, muss der notwendige geldwerte Ausgleich für die gestiegenen ökologischen Anforderungen aus öffentlichen Mitteln gewährt werden. Die Bundesregierung sollte daher ein Bundesförderprogramm „Wasserkraft 2025“ auflegen als einen solchen Ausgleich. Nur wenn dies nicht umgesetzt werden kann, sollte alternativ die Vergütung für Strom aus Wasserkraft für Anlagen kleiner als 150 kW auf 18,7 ct/kWh erhöht werden. Gleichzeitig ist die Degression für Wasserkraftanlagen zu streichen. Vor dem Hintergrund zu hoher Auflagen und zu niedriger Vergütungen hat die Beibehaltung keinen Sinn.

EEG und WHG sollten rechtlich komplett getrennt werden. Das EEG soll die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien fördern. Im Falle der Wasserkraft beinhaltet dies den Neubau und die technische Modernisierung von Anlagen. Die Gewässerschutzbelange regeln die Fachgesetze. Am einfachsten ist dies durch eine Rückkehr zur Formulierung des § 23 (2) EEG 2012 zu erreichen.

**Vorschlag:**

- EEG und WHG rechtlich trennen – Rückkehr zur Formulierung des § 23 (2) EEG 2012
- Degression streichen
- Der Artikel 10, Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes sollte komplett gestrichen werden (Neubauverbot von Wasserkraftanlagen).
- Bundesförderprogramm „Wasserkraft 2025“ auflegen als geldwerten Ausgleich für die gestiegenen ökologischen Anforderungen. Alternativ Vergütung für Strom aus Wasserkraftanlagen < 150 kW auf 18,7 ct/kWh erhöhen.

**Der BEE verweist des Weiteren auf die Positionspapiere der Fachverbände für Windenergie, Solarenergie, Bioenergie, Geothermie und Wasserkraft sowie Wärmepumpen, die ebenfalls über die BEE-Geschäftsstelle bezogen werden können und die o.g. Positionen der einzelnen EE-Sparten ausführlich begründen und vertiefen sowie ergänzen.**

**Kontakt:**

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)  
Invalidenstraße 91  
10115 Berlin

Dr. Hermann Falk  
Geschäftsführer  
030 275 81 70-10  
[hermann.falk@bee-ev.de](mailto:hermann.falk@bee-ev.de)

Carsten Pfeiffer  
Leiter Strategie und Politik  
030 275 81 70-21  
[carsten.pfeiffer@bee-ev.de](mailto:carsten.pfeiffer@bee-ev.de)

## Anlage

### Vorschlag für eine **§ [64 h] Verordnungsermächtigung zur Grünstrom-Direktvermarktung<sup>4</sup>**

(1) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, zum Zweck der Verbesserung der Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien oder zum Zweck der Verringerung der Höhe der von allen Elektrizitätsversorgungsunternehmen erhobenen EEG-Umlage sowie zum Zweck der rechtssicheren Umsetzung des Art. 3 Abs. 9 Ziffer a) der Richtlinie 2009/72/EG nach Maßgabe dieser Vorschrift mit Zustimmung des Bundestages [und mit/ohne Zustimmung des Bundesrates] Regelungen zu treffen, die eine Direktvermarktung des Stroms unter Kennzeichnung der Grünstrom-Qualität ermöglichen (Grünstrom-Direktvermarktung).

(2) Die Verordnung kann zu diesem Zweck

- a) Kriterien und Anforderungen festlegen, die von Anlagenbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen erfüllt werden müssen, um an einem System zur Grünstrom-Direktvermarktung teilnehmen zu dürfen; die Verordnung kann insbesondere Anforderungen an das Lieferportfolio der teilnehmenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen stellen und Mindestanteile an Strom verlangen, der Anspruch auf eine Förderung nach § [16] hat oder aus Anlagen im Sinne der §§ [29 bis 32] stammt oder aus vergleichbaren Anlagen im europäischen Binnenmarkt; sie darf darüber hinaus die Teilnahme an einem System der Grünstrom-Direktvermarktung von näher zu bestimmenden Zahlungen der teilnehmenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen an die Übertragungsnetzbetreiber oder an Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber abhängig machen,
- b) abweichend von § [54] im Rahmen der Stromkennzeichnung Regelungen treffen, wonach Strom, der in der Form des § [33 b Nr. 1] vermarktet wird, als Strom aus „sonstigen Erneuerbaren Energien“ oder aus „Erneuerbare Energien, gefördert nach dem EEG“ gekennzeichnet werden darf,
- c) abweichend von § [55 Abs. 1] die Ausstellung von Herkunftsnachweisen oder Kennzeichnungsrechten für diesen Strom regeln,
- d) das Verfahren zur Erfüllung und zum Nachweis dieser Anforderungen regeln und hierbei soweit erforderlich Ergänzungen oder Abweichungen zu den in diesem Gesetz bestimmten Verfahrensregelungen vornehmen, insbesondere zu Melde-, Kennzeichnungs- und Veröffentlichungspflichten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Übertragungsnetzbetreiber.

(3) Die Verordnung kann Regelungen zulassen, nach denen für Elektrizitätsversorgungsunternehmen keine Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage besteht, soweit sich diese Unternehmen durch Zahlung der durchschnittlichen Kosten des EEG-Stroms an der Finanzierung der nach diesem Gesetz förderungsfähigen Anlagen äquivalent beteiligen und die Höhe der EEG-Umlage für andere Elektrizitätsversorgungsunternehmen dadurch nicht steigt. Soweit dies insbesondere zur Sicherstellung einer äquivalenten EEG-Kostentragung der teilnehmenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen erforderlich ist, kann die Verordnung gegenüber diesem Gesetz ergänzende oder abweichende Regelungen treffen im Hinblick auf Ausgleichsansprüche zwischen Übertragungsnetzbetreibern sowie zwischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Übertragungsnetzbetreibern.

---

<sup>4</sup> Die Bezeichnungen der §§ beziehen sich auf die Nummerierung im geltenden EEG und sind entsprechend anzupassen.

(4) Die Verordnung muss sicherstellen, dass

- a) die von allen Elektrizitätsversorgungsunternehmen geleisteten Beiträge zur Erreichung des Zwecks dieses Gesetzes, insbesondere in Form von Zahlungen der EEG-Umlage, sonstigen Zahlungen im Zusammenhang mit dem Erwerb von Strom aus nach diesem Gesetz förderfähigen Anlagen oder von Strom aus anderen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien sowie in Form von Leistungen zur Systemintegration der Erneuerbaren Energien, in einem insgesamt angemessenen Verhältnis zur Berechtigung der Kennzeichnung des im Wege der Grünstrom-Direktvermarktung vermarkteten Stroms als Strom aus „sonstigen Erneuerbaren Energien“ oder aus „Erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG“ stehen,
- b) eine Überförderung von Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreibern nicht stattfindet,
- c) über die von diesem Gesetz ausgehenden Beeinträchtigungen des europäischen Binnenmarktes hinaus keine weiteren erheblichen Beeinträchtigungen des europäischen Binnenmarktes ausgehen, die nicht aus Gründen des Umweltschutzes gerechtfertigt werden können.