

**BEE-Stellungnahme zum EEG-Referentenwurf vom 4. März 2014**

Berlin, 12. März 2014



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

Die Energiewende ist von großer Wichtigkeit für die Zukunft Deutschlands und Europas. 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 Preisfreiheit 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-Referentenentwurf 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 hat.

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 Referentenentwurf auf der anderen Seite. Der Referentenentwurf 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 vorgesehenen 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 Bundesregierung noch 2010 von einer deutlichen Übererfüllung ausgegangen war. Da das 18%-Ziel bereits deutlich unter dem durchschnittlichen EU-Ziel von 20% lag, kann

---

<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 in ihrer Regierungserklärung vom 31. Januar 2014

von einer Vorreiterrolle Deutschlands nicht mehr die Rede sein<sup>2</sup>. Insofern stehen die Absätze 2 und 3 des § 1 des Referentenentwurfs zum Zweck und Ziel des Gesetzes in klarem Widerspruch zueinander.

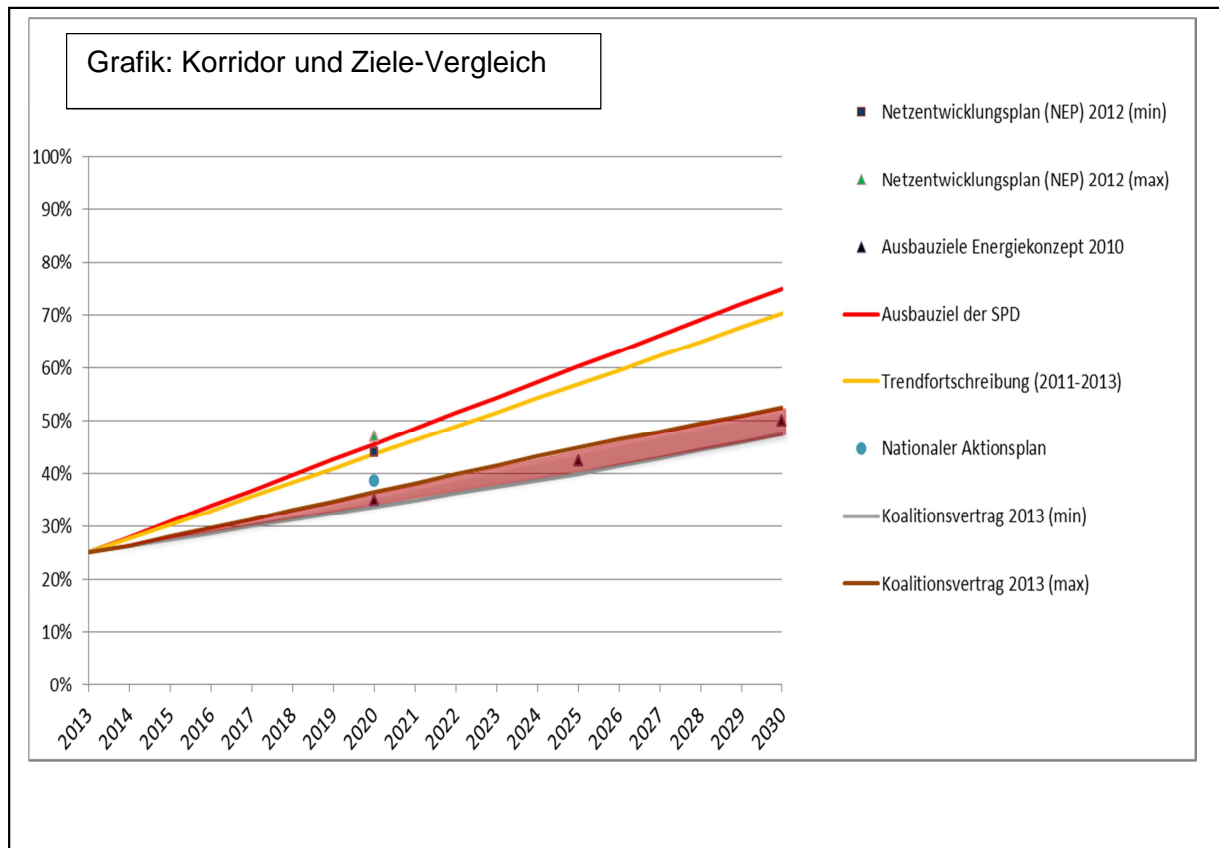
- Das KWK-Ziel von 25% wird gleich über zwei Maßnahmen in Frage gestellt. Zum einen wird der faktische Ausbaustopp von Biomasse den KWK-Neubau zurückwerfen, zum anderen die vorgesehene Eigenverbrauchsbelastung bei industrieller KWK.
- Der gedeckelte Ausbau für die Erneuerbaren Energien ist so gering, 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 Wind, Sonne und Biomasse sind im Koalitionsvertrag als Bruttowerte festgelegt. Dies bedeutet, dass das Repowering auf den Korridor angerechnet wird. Der Zubau der 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 ist schon in wenigen Jahren damit zu rechnen, dass jährlich mehr Windkraftkapazität vom Netz genommen wird als durch den vorgesehenen Bruttowert hinzukäme. 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 Referentenentwurf 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.

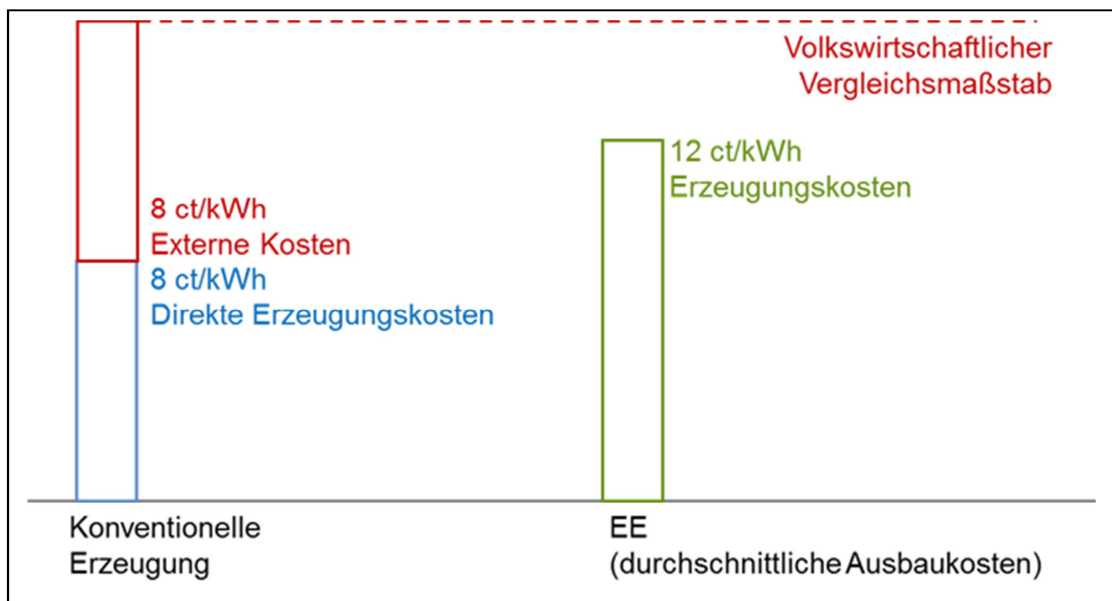
#### **Vorschlag:**

- 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 Ausbaukosten 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 Referentenentwurf 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 Referentenentwurf, 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 Referentenentwurf 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. 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

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 1.8.2014 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 entsprechenden Verordnungsermächtigung zur Entwicklung eines das EEG-Konto entlastenden Ökostromvermarktungsmodells unter § 64g EEG-NEU
- 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.
- Verschiebung der Streichung des sogenannten Grünstromprivilegs (§ 39) auf den 1.1.2015

## **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.

**Vorschlag:**

- ergebnisoffene Pilotverfahren mit Ausschreibungen bei 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

## 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 Realisierung 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 Referentenentwurf 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 Referentenentwurf 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

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.

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.

Gegen eine EEG-Umlage auf selbst verbrauchten EE-Strom sprechen zudem verfassungsrechtliche Bedenken. Sie dürfte sich als nicht gerechtfertigter Eingriff in das Grundrecht der allgemeinen Handlungsfreiheit darstellen (Art. 2 Abs. 1 GG). Sie ist als sogenannte „Indienstnahme Dritter für ihnen an sich nicht obliegende Aufgaben“ zu qualifizieren. Zweck der EEG-Umlage war es bisher nämlich, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom liefern, als Verursacher einer klima- und umweltgefährdenden Energieerzeugung heranzuziehen. 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. Vor diesem Hintergrund wäre die Belastung der Eigenerzeuger nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts nur zulässig, wenn diese Gruppe durch eine „besondere Sach- und Verursachernähe“ zu der zu bewältigenden Aufgabe qualifiziert wäre. Eine solche Sach- und Verursachernähe ist nicht ersichtlich. Des Weiteren gilt es zu berücksichtigen, dass zu erwartende Klagen das Risiko herbeiführen würden, dass die EEG-Umlage über Jahre hinweg nicht seriös kalkuliert werden könnte.

Sollte die Bundesregierung wider Erwarten zu anderen Erkenntnissen gelangen und erneuerbarer Eigenverbrauch dennoch belastet werden, obwohl dies zu einer Erhöhung der EEG-Umlage führen würde, sollten umfassende 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.

**Vorschlag:**

- Keine Eigenverbrauchsbelastung für den Strom aus Erneuerbaren Energien, bei der die Vergütung die EEG-Umlage stärker belasten würde als der Eigenverbrauch.
- Sollte ein vollständiger Verzicht wider Erwarten nicht realisierbar sein, sollte eine EEG-Umlage zumindest unterhalb einer Bagatellgrenze der jeweils ersten eigenverbrauchten 1,25 Mio. kWh nicht erhoben werden.

## 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.

## 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.

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 BEE schlägt daher vor, den § 1b Punkt 4 auf Biogas anzuwenden und auf 250 MW Bemessungsleistung anzuheben. Holzgas und Holzheizkraftwerke sollten hingegen in die gleiche Kategorie fallen wie Grubengas, Deponiegas, Klärgas, Wasserkraft und Geothermie.

Die im Referentenentwurf 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 100 MW-Deckel für Biomasse würde unter dieser Voraussetzung nicht erreicht werden. Dabei würde der Deckel für sich genommen bereits dazu beitragen, den Bioenergieanlagenherstellern den Markt weitgehend zu entziehen. Die Bruttoauslegung des Deckels verschärft das Problem noch zusätzlich. Deutschland, das jahrelang Vorreiter bei der Entwicklung der Bioenergie-technologie war, würde mit den vorgeschlagenen Regelungen einen technologischen Fadenriss herbeiführen. Dieser technologische Fadenriss hätte sowohl für Deutschland als auch für Europa strategische Folgen. Biogas, aber auch andere Bioenergien stellen zentrale Bestandteile einer 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 es ein Interesse gibt, dass die dahinter

stehende Industrie auch in Zukunft ihrer Aufgabe gerecht werden kann. Der Referentenentwurf lässt sicherheitspolitische und strategische Gesichtspunkte vollkommen außen vor und reduziert den Wert der Bioenergie auf die Kosten für die Kilowattstunde, anstatt eine Gesamtbetrachtung widerzuspiegeln.

**Vorschlag:**

- Damit das politische Ziel der Konzentration auf Rest- und Abfallstoffe erreicht wird und ein moderater Zubau an neuen Biogasanlagen oberhalb 75 kW stattfinden kann, schlägt der BEE folgende Regelung vor: Ersatz der EVK durch eine Anlagenklasse zwischen 75 und 500 kW mit 19 Cent/kWh sowie 14,5 Cent/kWh über 500 bis 5.000 kW, wenn mindestens 60 Masseprozent Gülle und Mist sowie rein pflanzliche Nebenprodukte eingesetzt werden. Für die verbleibenden 40% werden folgende ökologische Standards eingeführt: maximal 30 Masse-% am Input von einer Fruchtart, Verzicht auf gentechnisch veränderte Energiepflanzen sowie Mais und Verbot des Umbruchs von Dauergrünland, Fortführung und Optimierung von Anreizmechanismen für Energiepflanzen mit ökologischem Mehrwert. Dadurch würde zugleich eine Ökologisierung des Energiepflanzenanbaus erreicht werden, was mit der Abschaffung der Einsatzstoffvergütungsklassen nicht möglich wäre. Hier gilt folglich: Energiepflanzenanbau ökologisch optimieren anstatt abschaffen.

Die Streichung des Technologiebonus (§ 27 c) 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. Der BEE schlägt eine Absenkung des Bonus um einen Cent auf 2 Cent vor, um einerseits dem Wunsch nach Kostensenkungen gerecht zu werden und andererseits einen technologischen Fadenriss bei den Biogasaufbereitungstechnologien zu verhindern.

Die stärkere Bedarfsorientierung der Stromerzeugung aus Biomasse wird im Vorblatt des Gesetzentwurfs unter Punkt B zu Recht als wichtig angesprochen und es wird auch ein Flexibilisierungszuschlag als Anreiz dargestellt. Die Umsetzung in §32 c widerspricht allerdings diesem wichtigen Anliegen in mehreren Punkten.

Die Flexibilisierung wird ausschließlich beim Biogas angereizt. Sämtliche weiteren Bioenergien werden nicht erfasst. Vorschlag: Die Flexibilisierung sollte sämtliche Bioenergien umfassen.

Beim Biogas soll mit §32 c Absatz 2 Satz 1 die Möglichkeit zur Kapazitätserhöhung bei Bestandsanlagen an die Absenkung der Bemessungsleistung um mindestens 30% geknüpft werden. Damit ist eine Flexibilisierung nur noch bei einer Reduzierung der jährlich eingespeisten Kilowattstunden möglich. Damit sollen bestehende Biogaserzeugungskapazitäten durch erhebliche EEG-umlagererelevante Zahlungen stillgelegt werden. Dieses Vorgehen steht damit im Widerspruch zu den fachlichen Übereinkünften in den Arbeitsgruppen der Plattform Erneuerbare Energien, in denen Konsens darüber vorherrschte, dass Biogasanlagen ange-regt werden sollen, Biogas in Zeiten von einem hohem Angebot von Strom aus fluktuierenden



erneuerbaren Energien zu speichern und in Zeiten eines geringen Angebots einzuspeisen. Das offensichtliche Ziel, die Stromerzeugung von Biogasanlagen im Anlagenbestand zu reduzieren, widerspricht einer Reihe von Zielen der Bundesregierung wie dem Klimaschutzziel, dem Erneuerbare-Energien-Ziel, dem KWK-Ziel und es erhöht darüber hinaus die Abhängigkeit von Erdgasimporten. Die Lösung ist einfach: Die bewährte Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen sollte erhalten bleiben. Dabei gilt es, Details zu korrigieren; diesbezügliche Vorschläge des Fachverbandes Biogas liegen der Bundesregierung vor.

Die nicht sachgerechte Festlegung des Erweiterungsverbots (§ 67 Abs. 1) für Bestandsanlagen, die geplanten Eingriffe in den Anlagenbestand durch Streichung des Luftreinhaltebonus (§ 67 Abs. 2 Nr. 1) und die vergütungstechnische Zusammenfassung von sogenannten Satelliten-BHKW (§ 21 Abs. 1 Satz 2), die vor dem 01.01.2012 in Betrieb gegangen sind, widersprechen dem Koalitionsvertrag und gefährden Investitionen. Der Bestands- und Vertrauensschutz muss – wie im Koalitionsvertrag vereinbart – uneingeschränkt gelten.

Beim Strom aus thermochemischer Konversion (insbesondere Holzgas) aus fester Biomasse gibt es andere Kostenstrukturen als beim Biogas und bei Holzheizkraftwerken. Daher sollte ein eigener § 27 (neu) ergänzt werden, der diese unterschiedliche Kostenstruktur berücksichtigt. Näheres hierzu siehe die Stellungnahme der Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e. V. (FEE).

#### **Vorschlag:**

- Ausbaukorridor a) nur für Biogas und b) auf 250 MW netto erhöhen. Maßgeblich sollte die Bemessungsleistung sein
- Vergütungsklasse oberhalb 75 kW mit 19 Cent/kWh bis 500 kW und 14,5 Cent/kWh bis 5.000 kW, wenn die oben genannten Kriterien eingehalten werden
- Flexibilisierung für sämtliche Biomassen
- Flexibilisierungsprämie bei Neuanlagen fortführen
- Anreizmechanismen für Energiepflanzen mit ökologischem Mehrwert beibehalten und optimieren
- Echte Flexibilisierung bei Bestandsbiogasanlagen statt Abregelungsprämie mittels Fortbestand der Flexibilisierungsprämie
- Technologiebonus für Biogaseinspeisung um einen Cent absenken statt streichen
- Einführung eines eigenen § 27 (neu) für Strom aus thermochemischer Konversion aus fester Biomasse

#### **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.

Ein Deckel könnte allenfalls einen energiewirtschaftlichen Nettozubau von 2.500 MW Wind an Land/Jahr beschreiben, da sonst die Klimaschutz- und Erneuerbare-Energien-Ziele der Bundesregierung nicht erreicht werden. 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.

Die im Gesetzentwurf formulierten Regelungen zum Vertrauensschutz sind unter Berücksichtigung der Investitionsvorläufe und der finanziellen Vorleistungen für Windenergieprojekte an Land inakzeptabel. Sie gefährden von Unternehmen und Bürgern bereits investiertes Kapital in Millionenhöhe und bringen massive Verunsicherung in die Windenergiebranche. Aufgrund der Ungewissheit über die potenziellen Vergütungshöhen in einem neuen EEG ab dem 1. August 2014 sind noch nicht genehmigte Projekte ab sofort nicht mehr kalkulierbar, denn weder Projektierer noch Finanzierer (Banken, Investoren etc.) haben verlässliche Anhaltspunkte für eine Wirtschaftlichkeitsberechnung, solange der Gesetzentwurf noch nicht vom Bundestag verabschiedet wurde. Die Investoren, ob es sich nun um Unternehmen oder Bürger handelt, wären gezwungen, Projekte zu stoppen. Es würden mehr als die Hälfte der

bereits fertig projektierten Windenergieanlagen aus der Übergangsregelung fallen, ohne dass dies irgendeine positive Auswirkung auf die EEG-Umlage hätte. Eine solche Stichtagsregelung wäre damit völlig unverhältnismäßig und hätte nachhaltige Folgen für das Vertrauen in den Investitionsstandort Deutschland.

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 werden mit den vorgeschlagenen Regelungen die angestrebten 6,5 GW nicht erreicht werden können. Der BEE ist der Auffassung, dass bei der Vergabe der Netzanschlusskapazität durch die BNetzA die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Offshore-Windparks berücksichtigt werden sollte. Derzeit verfügen Projekte mit einer Kapazität von insgesamt 5,9 GW über eine unbedingte Netzanschlusszusage (uNAZ). Nach der Logik des Referentenentwurfs blieben lediglich 600 MW als zuweisbare Kapazitäten bis Ende 2020 für neue OWP-Projekte. Da ein signifikanter Anteil der Projekte mit unbedingter Netzanschlusszusage faktisch keine Realisierungsfortschritte erzielt, blockieren diese Projekte die Umsetzung neuer OWP, die auch tatsächlich ans Netz gehen sollen. Hierdurch wird eine Erreichung des Ausbauziels von 6,5 GW bis Ende 2020 unmöglich. Die in § 17d Abs. 6 EnWG-RefE festgeschriebene Möglichkeit für die Bundesnetzagentur (BNetzA), die zugewiesenen Kapazitäten im Falle fehlender Projektfortschritte zu entziehen, ist ein sinnvoller Ansatz, dieses Problem zu lösen. Jedoch erhalten die anderen Projekte aufgrund der zu erwartenden Rechtsstreitigkeiten auf lange Zeit keine Rechtssicherheit und können nicht vorangetrieben werden. Aus diesen Gründen ist es absolut notwendig, dass mehr als 6,5 GW Anbindungskapazitäten zugewiesen werden, um das Ausbauziel von 6,5 GW installierter Leistung bis Ende 2020 zu erreichen.

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:**

- Veränderung des „Bruttodeckels“ in einen „Nettodeckel“
- Als Bezugszeitraum des atmenden Deckels frühestens 2015 nutzen
- Rückkehr zu einer linearen Vergütungskurve, die den „Knick“ bei 95% nicht mehr enthält

- 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 Offshoreanlagen die Rahmenbedingungen bei den Vergütungen und der Vergabe der Netzanschlussregeln so gestalten, dass die angestrebten 6,5 GW bis 2020 auch erreicht werden
- Investitionssicherheit bei Offshoreanlagen 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 Referentenentwurf 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 Referentenentwurf angedachte leichte Verbesserung beim „Auffangmechanismus“ (Halbierung der Degressionssätze unterhalb 2,5 GWp) zeigt bei einem Markteinbruch hingegen keine spürbare Wirkung.

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:**

- Solarer Eigenverbrauch sollte von zusätzlichen Belastungen solange befreit bleiben, wie er EEG-umlagesenkend wirkt.
- Verfassungsrechtliche und etwaige europarechtliche Fragen sollten umfassend geprüft werden.
- Beim „atmenden Deckel“ sollte der Bezugszeitraum für die Ermittlung der regelmäßig anzupassenden Förderhöhe dringend von derzeit zwölf auf drei Monate reduziert werden.
- Bei PV-Freiflächenanlagen soll es weiterhin parallel zu den Ausschreibungen Vergütungen geben, damit eine Vergleichbarkeit möglich ist. Die Ausschreibungsmenge soll-

te 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. In § 20b Abs. 5 EEG 2014 sollte ab dem Jahr 2020 eine Degression um 1,0 Prozent oder alternativ eine Degression um 5,0 Prozent ab einer installierten elektrischen Leistung von etwa 500 MW verankert werden.

Ein Ausschreibungsmechanismus würde die Entwicklung eines funktionierenden, technologievielfältigen und wettbewerbsfähigen Marktes für die Tiefengeothermie verhindern. Aufgrund der noch geringen Marktgröße, derzeit speisen sieben Kraftwerke Strom für den freien Energiemarkt ein, ist ein Ausschreibungsmechanismus für die Tiefengeothermie daher nicht zielführend. Im Übrigen ist darauf hinzuweisen, dass sich nicht einmal die EU-Kommission für Ausschreibungen bei der Geothermie ausspricht.

Die Tiefengeothermie-Branche benötigt aufgrund langjähriger Projektentwicklungszeiträume zudem planbare Investitionsvoraussetzungen. Die im Referentenentwurf vorgesehene Streichung des Technologiebonus ist kontraproduktiv für die technologische Weiterentwicklung der petrothermalen Geothermie und sollte daher nicht stattfinden oder durch zusätzliche Forschungsmittel aus dem Bundeshaushalt ausgeglichen werden.

Für die Branche ist es aufgrund der langen Entwicklungszeiten von vier bis sechs Jahren und des vergleichsweise zu anderen EE hohen Kapitaleinsatzes entscheidend, dass der Anspruch auf Förderung (§ 16 i. V. mit § 18 EEG 2014) nicht erst bei Inbetriebnahme erwächst, 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 Bestandschutz genießen. Sie sollten Strom zu dem Vergütungssatz verkaufen dürfen, der zu diesem Zeitpunkt gültig ist. Somit wäre der § 16 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 Projekt-

kosten 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:**

- Technologiebonus für petrothermale Geothermie fortführen oder durch eine Aufstockung der Forschungsmittel für petrothermale Geothermie ausgleichen
- Degressionsbeginn erst ab 2020 um 1% oder ab 500 MW installierter Leistung um 5%
- Tiefengeothermieprojekte sollen ab Beginn der ersten Tiefbohrung Bestandsschutz und die damit gesicherte Vergütungshöhe des Einspeisetarifs erhalten, um Vertrauensschutz zu genießen. Nicht wie gehabt ab der Inbetriebnahme
- Tiefengeothermie muss als nicht etablierte Technologie im Sinne des Leitlinienentwurfs der Europäischen Kommission im § 1a Abs. 5 genannt und deshalb vorerst nicht einem Ausschreibungsverfahren unterworfen werden

#### **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:**

- 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
- Degression streichen
- EEG und WHG rechtlich trennen - Rückkehr zur Formulierung des § 23 (2) EEG 2012
- **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)