

BEE- Position

EEG 2014

Mit der Novellierung des EEG möchte die Bundesregierung die Kosten der Energiewende senken und den Ausbau Erneuerbarer Energien planbarer machen. Doch anstatt eines Neustarts führt die Reform zu klimaschädlichen Verlangsamung der Energiewende.

Was ändert sich ab
August 2014?

Berlin, 25. Juli 2014



Das EGG 2014 in der Kurzbewertung

Die EEG-Novelle 2014 bremst den Ausbau der Erneuerbaren Energien und damit das Tempo der Energiewende. An einigen Stellen dürften die Kosten durch höhere Finanzierungsrisiken und bürokratischen Aufwand steigen. Dennoch wird der Ausbau bei den meisten Erneuerbaren Energien auch nach der Novelle weitergehen. Bei der Bioenergie wird es wichtig sein, die Rahmenbedingungen für einen Ausbau in Zukunft wieder herzustellen.

Die EEG-Novelle 2014 **deckelt erstmalig den Ausbau** der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Der Ausbau von Windenergie-Onshore soll beibehalten und der von Bioenergie im Stromsektor weitgehend beendet werden. Der Zubau von Photovoltaik wird weiter reduziert und von Wind-Offshore ebenfalls gedeckelt. Das Tempo der Energiewende wird damit im Vergleich zu den letzten Jahren reduziert.

Die Novelle sieht darüber hinaus eine Reihe weiterer Verschlechterungen vor:

- Der **Eigenverbrauch** von selbsterzeugtem Strom – auch aus Erneuerbaren Energien – wird oberhalb einer Bagatellgrenze mit einem Teil der EEG-Umlage beaufschlagt. Die Besserstellung der Nahstromversorgung u.a. für Mieter wird gestrichen.
- Die **Grünstromvermarktung** (mittels sog. Grünstromprivileg) wird abgeschafft, immerhin gibt es hier eine Verordnungsermächtigung für ein mögliches Nachfolgemodell für Ökostrom.
- Die Festvergütung wird für Anlagen oberhalb einer Bagatellgrenze auf die **gleitende Marktprämie** umgestellt. Diese ist künftig verpflichtend und nicht mehr optional.
- Die Ermittlung der Vergütungshöhen wird von gesetzlich festgelegten Sätzen auf Ausschreibungen umgestellt. **Erste Ausschreibungen** gibt es bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen ab 2015. Ab 2017 soll es auch für die anderen Erneuerbaren Energien Ausschreibungen geben, mit möglichen negativen Folgen für Kosten und Akteursvielfalt.
- Es gibt einen **Vergütungsstopp ab aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Strompreisen**. Vorteilhaft ist der Wegfall des sog. Marktintegrationsmodells für Photovoltaikneuanlagen.

Inhalt

- EEG-Novelle 2014 – Bremse für Erneuerbare Energien
- Ziele der Bundesregierung zu Energiewende und Ausbaukorridor
- Zur Markt- und Systemintegration
- Zu Ausschreibungen
- Zur Verringerung der Förderung bei negativen Strompreisen
- Zu Übergangsfristen
- EEG-Umlagebefreiung des Eigenverbrauchs (§ 58)
- Zur Bestimmung des Netzverknüpfungspunktes (§ 8 RefE)
- Zum Monitoringbericht
- Weitere Positionen zu den einzelnen Sparten der Erneuerbaren Energien

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

EEG-Novelle 2014 – Bremse für Erneuerbare Energien

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:

- Wichtiger Beitrag zum Klimaschutz, sowohl zum Erreichen nationaler und europäischer Ziele als auch zur Technologieentwicklung als Grundlage für den internationalen Klimaschutz;
- 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 Preisrlichkeit 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 CO₂-Ausstoßes zu internalisieren. Tatsächlich liegt der **Emissionshandel am Boden**, und in seinem Gefolge werden durch die zu niedrigen Zertifikatspreise die Stromgroßhandelspreise, darunter auch der Spotmarkt-Börsenpreis, gedrückt, wodurch die EEG-Differenzkosten steigen.

Der BEE weist darauf hin, dass die EEG-Gesetzesnovelle **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 ergäbe 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.

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

→ Ein CO₂-Zertifikat ist bereits für 6 bis 7 Euro pro Tonne zu haben.

→ Die wahren CO₂-Kosten betragen laut Bundesumweltministerium (BMUB) und Umweltbundesamt (UBA) 70 bis 80 Euro je Tonne.

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

Jede EEG-Novelle, die die Verzerrung durch den Merit-Order-Effekt nicht behebt, kuriert nur die Symptome.

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 schaffen Flexibilitätsoptionen für Investitionsanreiz und Marktbedingungen, die notwendig sind, um die schwankende Einspeisung auszugleichen. Dieses Modell änderte aber auch nichts an der Tatsache, dass die Kostendegression der Erzeugung Erneuerbarer Energien weiter vorangetrieben werden muss.

Die Echtzeitwälzung 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.

Ziele der Bundesregierung zu Energiewende und Ausbaukorridor

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**. Die Gesetzesnovelle 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 werden.

Der BEE geht davon aus, dass die Bundesregierung mit dem vorgesehenen Ausbaukorridor für Erneuerbare Energien sowie den vorgesehenen Maßnahmen eine **Reihe energiepolitischer Ziele nicht erreichen** wird:

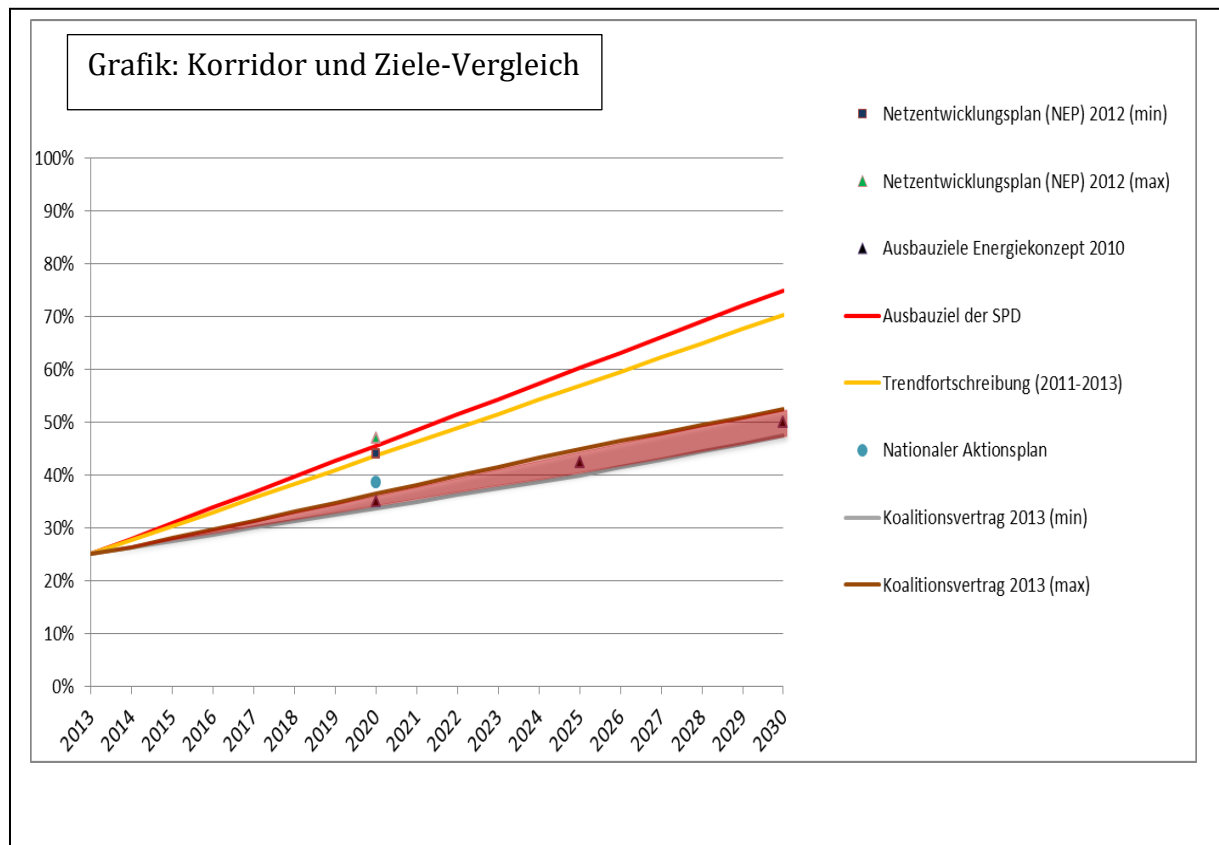
- Das nationale Klimaschutzziel von 40% bis 2020 wird deutlich verfehlt werden (siehe dazu die Studie von Dr. Joachim Nitsch vom Februar 2014 im Auftrag des BEE, abrufbar unter <http://bee-ev.de/Publikationen/Studien.php>)
- Das europarechtlich verpflichtende (!) sektorübergreifende Ausbauziel für Erneuerbare 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 von einer Vorreiterrolle Deutschlands nicht mehr die Rede sein. 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.

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 Bioenergie ist der Korridor so niedrig angesetzt, dass schon kleine Repoweringmengen dazu führen würden, dass kein Platz mehr für einen Nettozubau vorhanden wäre. Ohne Korrekturen

in der Zukunft wird der Nettozubau im nächsten Jahrzehnt sogar negativ werden; d.h. die Stromerzeugung aus Bioenergie wird dann zurückgehen.

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. Ein Korridor, der die installierte Leistung deckelt, begrenzt darüber hinaus die Flexibilisierung von Biomasseanlagen.

Die Gesetzesnovelle 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.

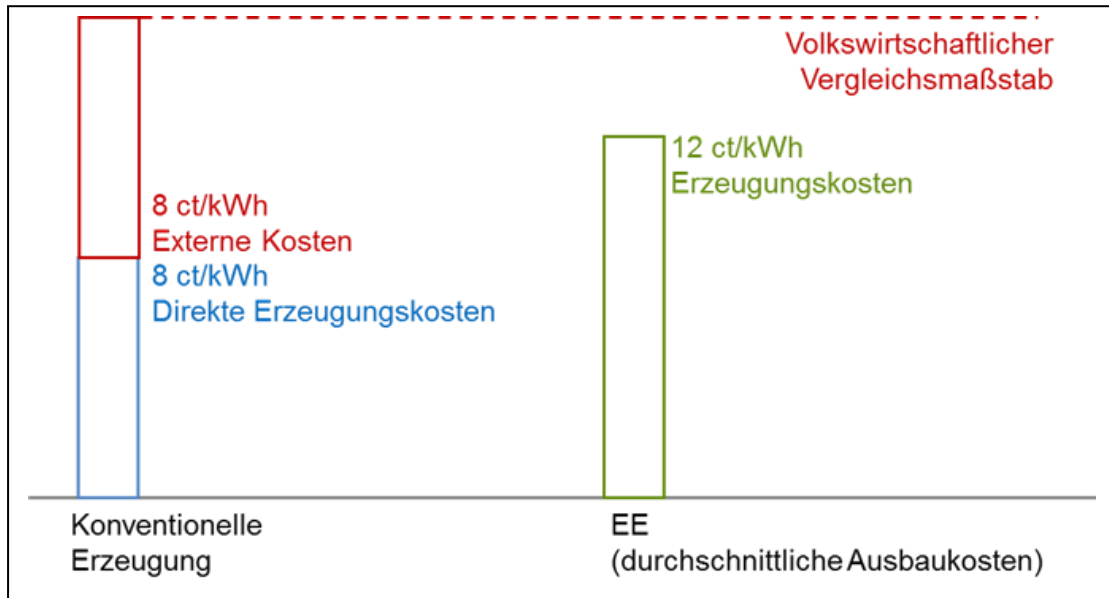


Die Zielmarken des neuen Ausbaukorridors hält der BEE für eindeutig falsch. Die Zahlen sind zu gering und werden den Erfordernissen der Energiewende nicht gerecht.

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 Vergleichsmaß-

stab 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 Ausbaurkosten bei gerade einmal 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 zugrunde gelegt.

Die Deckelung des Ausbaus Erneuerbarer Energien hat 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 Ausbaurwert 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 Ausbaurwerte erreicht, wird Deutschland sein verpflichtendes Ausbaurziel für Erneuerbare Energien aller Wahrscheinlichkeit nach nicht einlösen. Auch die Klimaziele würden verfehlt. Schließlich werden die Akzeptanz und der Zeitplan des

Netzausbau 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.

Zur Markt- und Systemintegration

Direktvermarktung

Die bisherigen Erfahrungen mit der (optionalen) Direktvermarktung zeigen, dass die Inanspruchnahme **technologiespezifisch 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, wurden Bagatellgrenzen eingeführt, die es Bürgern und Kleinunternehmen weiterhin ermöglichen, EEG-Stromanlagen zu errichten. Die im Gesetz festgelegten **Bagatellgrenzen sind zu niedrig**. Zudem liegen sie deutlich unter den Spielräumen, die die Europäische Kommission in ihren Leitlinien gewährt.

Es ist jetzt sehr wichtig, 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 grundsätzlich in die richtige Richtung.

Ebenfalls in die richtige Richtung geht die Einführung eines Übergangszeitraums von einem Monat für den Zeitpunkt, ab dem die Marktprämie verpflichtend wird. Bekanntlich *Übergangszeitraum von einem Monat* liegen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme 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 ist es richtig, einen Übergangszeitraum zu gewähren, der es dem Anlagenbetreiber ermöglicht, die erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen. Ein Monat ist knapp bemessen, aber eine deutliche Verbesserung gegenüber dem Gesetzesentwurf, der noch keine Übergangsfrist vorsah.

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.¹ 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 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 die Akzeptanz der Energiewende existenziell, dem Bürger einen nachvollziehbaren direkten Bezug von grünem Strom zu ermöglichen.

Der BEE begrüßt daher, dass das neue EEG eine Verordnungsermächtigung enthält, die es ermöglicht, ein **Ökostrommodell** einzuführen. Entscheidend ist jetzt, dass das BMWi von dieser Verordnungsermächtigung auch möglichst bald Gebrauch macht.

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 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. Ziel sollte es sein, im künftigen Ökostrommarktmodell lokale und regionale Vermarktungsmodelle auch im Nahbereich zu ermöglichen.

Der BEE begrüßt, dass das neue EEG eine Verordnungsermächtigung enthält, die es ermöglicht, ein Ökostrommodell einzuführen. Entscheidend ist jetzt, dass das BMWi von dieser Verordnungsermächtigung möglichst bald Gebrauch macht.

¹ TSN Emnid im Erhebungszeitraum März 2014, Ergebnis abrufbar unter <http://www.oekostrom-marktmodell.de>

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

Die aktuelle IZES-Studie zu Ausschreibungen im Auftrag des BEE ist abrufbar unter: <http://www.bee-ev.de/Publikationen/Publikationen.php>

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. 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 besonders wichtig, dass eine **direkte Beteiligung der Bürger** an der Anlage und nicht an einem vermittelnden Unternehmen gegeben ist und dass auf die Motivation privater Investoren 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 auszuschreibenden 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“.

Die Förderhöhen sollten ab 2018 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.

Zur Verringerung der Förderung bei negativen Strompreisen

Für Neuanlagen (Inbetriebnahme ab 2016) soll es in Stunden mit negativen Strompreisen (ab der sechsten Stunde [auch für die vorangegangenen 6h]) keine Förderung mehr geben. Ausgenommen sind Anlagen unter 500 kW (bei Wind 3 MW, wobei hier der Windpark als Anlage gerechnet wird).

Die Regelung, die aus den neuen Europäischen Beihilferichtlinien abgeleitet ist, **hebelt das Vorrangprinzip für Erneuerbare Energien aus**, die ab der sechsten Stunde prioritär abgeregelt werden sollen. Zudem greift die Regelung in die Strommärkte ein, indem sie negative Strompreise zeitlich befristet. Es handelt sich damit um einen künstlichen Eingriff Brüssels in das Strommarktdesign über den Hebel Beihilferecht.

In der Vergangenheit kam es an nur wenigen Tagen des jeweiligen Jahres zu negativen Strompreisen, die über sechs Stunden anhielten. Für die Zukunft gibt es gute Gründe anzunehmen, dass die Zahl der Stunden mit negativen Strompreisen zunehmen würde, wenn es keinen künstlichen Eingriff gäbe. Dieser künstliche Eingriff ist mit dieser Vorgabe allerdings gegeben. Es ist folglich anzunehmen, dass Marktteilnehmer jeweils genügend Anlagen runterregeln werden, um die wegfallenden Marktprämien zu vermeiden. Der **negative Effekt der Vorgabe dürfte sich somit in Grenzen halten**.

Zu Übergangsfristen

Es ist bei den im Gesetzentwurf enthaltenen sehr kurzen Übergangsfristen geblieben, die für eine Reihe laufender Projekte nicht mehr gehalten werden können. Der Investitions- und Vertrauensschutz werden dadurch empfindlich getroffen. Zu kritisieren ist zudem, dass das EEG 2014 nicht anerkennt, **dass unterschiedliche EE-Technologien unterschiedlich langen Planungsvorlauf** erfordern.

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 ist daher im Hinblick auf die Höhe der EEG-Umlage in den nächsten Jahren **kontraproduktiv** und konterkariert die Bemühungen der Branche, durch Entwicklung neuer Ge-

schäftsmodelle die Förderabhängigkeit Schritt für Schritt weiter zu verringern. Zudem wirkt sich die Eigenverbrauchsbelastung negativ auf die deutsche Technologieführerschaft im Bereich der Systemtechnik (smart home, Energiemanagementsysteme, Batteriespeichersysteme etc.) aus.

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). 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 Bundesverfassungsgerichts eine „besondere Sach- und Verursachernähe“ zu der zu bewältigenden Aufgabe sein. Diese ist hier nicht 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.

Die Gesetzesnovelle enthält eine **abrupte Bagatellgrenze**, die zu ungewollten Effekten führt. Die Anlagen werden 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 werden 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“ sind insbesondere zum Schaden der Anlagenhersteller und Anlagenbetreiber, die gerade in der betroffenen

Die abrupte Bagatellgrenze wird zu ungewollten Effekten führen: Die Anlagen werden 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.

Leistungsklasse anbieten bzw. produzieren. Leider konnte dieser handwerkliche Fehler im Gesetzgebungsverfahren nicht mehr bereinigt werden, indem die Frage der Bagatellgrenze grundsätzlich diskutiert worden war.

Entschärft wurde hingegen die 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. Im Satz 2 wird jetzt klargestellt, dass eine **Lastgangmessung** nur erforderlich ist, wenn der zeitgleiche Verbrauch nicht schon technisch sichergestellt ist, z.B. weil sich mehrere Eigenversorger gegenseitig beliefern. Das bedeutet, dass man in vielen Versorgungskonstellationen die gebotene Zeitgleichheit hinbekommen kann, ohne eine teure RLM zu installieren. Dies zumindest dann, wenn nur z.B. eine Kleinwindanlage und nur ein Kunde an der Kundenanlage angeschlossen ist und am dahinter liegenden Netzverknüpfungspunkt mit einem Zwei-Richtungs-Zähler gezählt wird. Denn dann ist eine „gegenseitige Belieferung“ ausgeschlossen bzw. ausgeschlossen, dass der nicht „raus fließende“ eigenerzeugte Strom nicht zeitgleich in der Kundenanlage verbraucht wurde.

[weitere Informationen zum Eigenverbrauch siehe insb. unter „Photovoltaik“]

Zur Bestimmung des Netzverknüpfungspunktes (§ 8 RefE)

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

http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/bwe-stellungnahme-zum-referentenentwurf-zur-ee-reform/20140602_bwe_stellungnahme_eeg.pdf

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. Damit ist fraglich, ob die Berichterstattung auch die Einhaltung der gegenüber der EU verpflichtenden nationalen Ausbauziele für Erneuerbare Energien bis 2020 beinhaltet.

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 es in Deutschlands politischem Interesse ist, dass die dahinter stehende Industrie auch in Zukunft ihrer Aufgabe gerecht werden kann. Die Gesetzesnovelle lässt sicherheitspolitische und strategische Gesichtspunkte vollkommen außen vor und reduziert den Wert der Bioenergie auf die Kosten für die Kilowattstunde, anstatt eine Gesamtbetrachtung widerzuspiegeln.

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 herausgedrängt würden, wenn es bei anderen Technologien zu einem stärkeren Ausbau käme.

Der im neuen EEG festgeschriebene Ausbaudeckel für Biomasse von 100 MW installierter Leistung pro Jahr ist viel zu niedrig und falsch ausgestaltet.

Der Ausbaudeckel für Biomasse von 100 MW installierter Leistung pro Jahr ist viel zu niedrig.

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 Streichung der Einsatzstoffvergütungsklassen I und II machen die Biogaserzeugung mit Anbaubiomasse sowie die Stromerzeugung in Biomasseheizkraftwerken und Biomassevergasungsanlagen auf Basis von Waldrest- und Landschaftspflegehölzern schlagartig unwirtschaftlich und hat einen weitgehenden **Ausbaustopp für Bioenergieanlagen** zur Folge. Selbst der sehr niedrig angesetzte Deckel wird unter dieser Voraussetzung nicht erreicht werden.

Die Streichung des Gasaufbereitungsbonus bewirkt, dass die Gaseinspeisung nicht mehr wirtschaftlich ist und damit dem **Biomethan als Alternative zum Erdgas die wirtschaftliche Grundlage entzogen** wird. Die Streichung der Biomethanziele wird zu einer stärkeren Abhängigkeit von fossilen Energieimporten führen.

Die Gefahr ist jetzt groß, dass es zu einem technologischen Fadenriss kommt und Deutschland seine **Technologieführerschaft im Bioenergiebereich aufgeben** muss. Dies kann weder im energiepolitischen noch im geostrategischen Interesse Deutschlands sein.

Die Flexibilisierung der Stromerzeugung wird ausschließlich beim Biogas angereizt. Sämtliche weiteren Bioenergien werden nicht erfasst. Nach Ansicht des BEE sollte die Flexibilisierung jedoch sämtliche Bioenergien umfassen. Zudem sollte die Flexibilisierung nicht gedeckelt werden.

An verschiedenen Stellen im EEG 2014 sind weiterhin Eingriffe in den Bestand der Bioenergie zu verzeichnen, die rückwirkende Vergütungskürzungen zur Folge haben. 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 nicht widerspiegelt.

Windenergie

Die Windenergie an Land ist die günstigste Form der Erneuerbaren Energien. Die Forderung nach Einsparungen um 10 bis 20% 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 überzogen und überschreitet in Extremfällen an manchen Standorten die Marke von 25%. 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.

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

Es ist noch absolut unklar, ob das Ausschreibungsmodell auf die Windenergie an Land übertragbar ist.

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.

Kleinwindanlagen oberhalb 10 kW werden künftig ebenso wie Photovoltaik-Anlagen mit 40% der EEG-Umlage belastet. Dies ist ein **deutlicher Rückschlag** für diese Technologie, da bereits ohne die Beaufschlagung die Wirtschaftlichkeit häufig nicht gegeben war. Es handelt sich hier um einen klassischen Kollateralschaden, da die Kosten der Kleinwindanlagen für die EEG-Umlage vollkommen nebensächlich sind.

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.

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.

Bei der künftigen Festlegung der Förderhöhe für Photovoltaik-Neuanlagen wird von der Bundesregierung am **Prinzip des „atmenden Deckels“** festgehalten. Je nach prognostizierter Marktgröße wird danach für Photovoltaik-Neuanlagen die Förderhöhe für jeweils 20 Jahre fixiert. Wächst die Nachfrage nach Solarstromanlagen schneller als politisch erwünscht, sinkt die Förderung für Neuanlagen ebenfalls schneller. Schrumpft der Markt, sinkt die Förderung langsamer, um den Photovoltaik-Markt in der Folge durch eine Verbesserung der Rentabilität wieder zu beleben. Der Fördersatz für Neuanlagen nimmt monatlich bei anhaltender Marktflaute künftig nur noch leicht ab, bleibt stabil oder wird bei starkem Rückgang des Photovoltaik-Zubaus zeitversetzt angehoben. So sinkt zum Beispiel bei einem Marktvolumen von jährlich 2,4 bis 2,6 Gigawatt der Fördersatz für Photovoltaik-Neuanlagen künftig nur noch halb so schnell wie bisher (um 0,5 statt 1% monatlich).

Positiv ist der **Wegfall des sog. „Marktintegrationsmodell“** zu bewerten, das erst 2012 eingeführt worden war, aber mit Marktintegration wenig zu tun hatte und vor allem zu einem höheren bürokratischen Aufwand führte.

Bisher galt für Ökostrom bei der lokalen Direktlieferung eine um zwei Cent reduzierte EEG-Umlage: Der Gesetzgeber hat diese Regelung jetzt gestrichen, wodurch die regionale Versorgung von Mietern mit Ökostrom erschwert wird. Allerdings steht noch die **Ökostrom-Verordnung** aus, deren Gestaltung möglicherweise auch für die lokale Direktlieferung die Rahmenbedingungen wieder verbessern wird.

Wer selbst erzeugten Solarstrom aus einer neuen Solarstromanlage auch selbst verbrauchen möchte, muss im Grundsatz darauf künftig 40% der EEG-Umlage entrichten. Der Übergang soll gleitend erfolgen: Bis Ende 2015 sind 30%, bis Ende 2016 dann 35% der jeweils gültigen Ökostrom-Umlage auf die Eigenversorgung mit Solarstrom zu entrichten. Für 2014 sind das rund 1,9 Cent je Kilowattstunde (kWh). Ab 2017 gelten die vollen 40% – auch für Photovoltaik-Anlagen, die zwischen August 2014 und Dezember 2016 errichtet wurden.

Der Eigenverbrauch von Kohlekraftwerken und Kohleberg- und Tagebau wird hingegen nicht mit der EEG-Umlage belastet, was einiges über die politische Schwerpunktsetzung aussagt.

Immerhin bleiben Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von maximal zehn Kilowatt – typische **Solarstromanlagen auf Eigenheimen** – von der Abgabe ausgenommen. In der Regel bleibt damit Solarstrom vom Dach eines Einfamilienhauses, der vor Ort verbraucht wird, auch unter dem EEG 2014 von der Ökostrom-Umlage befreit.

Die rund 1,4 Millionen Photovoltaik-Anlagen in Deutschland, die bereits vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, fallen unter den **Bestandsschutz**. Auf ihre Betreiber kommen keine Änderungen zu. Haben die Betreiber vor diesem Stichtag bereits Teile ihres Solarstroms selbst verwendet, bleibt der Eigenverbrauch auch künftig von der EEG-Umlage befreit. Das gilt auch bei Modernisierungen und Ersatzinvestitionen. Wichtig: Die Anlagenleistung darf dadurch um höchstens 30% gesteigert werden.

Tiefengeothermie

Tiefengeothermie ist noch eine sehr junge Energieform und hat ihre breite Markteinführung noch vor sich. Daher braucht die Branche noch Entwicklungszeit.

Degression: Eine Degression der EEG-Vergütung darf erst einsetzen, wenn sich Lerneffekte in niedrigeren Kosten widerspiegeln. Geothermie hat mit 5,0% eine sehr hohe Degressionsrate im Vergleich zu anderen Erneuerbaren Energien. Das neue EEG behält im Vergleich zum EEG 2012 sowohl den Absenkungsbeginn als auch die -rate bei.

Vergütungsbeginn ab erster Tiefbohrung: Von der ersten Planung bis zur Inbetriebnahme brauchen Geothermie-Kraftwerke bis zu sieben Jahre. Häufige Novellierungen des kurzfristig angelegten EEG bieten daher aufgrund des beschriebenen Vertrauensverlustes in die Konsistenz politischer Entscheidungen letztlich keine wirkliche Investitionssicherheit mehr. Eine Vergütungsgarantie ab der ersten Tiefbohrung – in die bereits hohe Millionenbeträge investiert werden – ist erforderlich. Die Bundesregierung hat es versäumt, hier Vertrauen wieder herzustellen und Bestandsschutz zu gewährleisten: Es gilt immer noch der Start der Stromeinspeisung des Kraftwerks als Stichtatum für die Einspeisevergütung.

Petrothermaler Bonus: Eine künstliche Begrenzung der Erdwärme-Nutzung auf wenige Regionen mit Thermalquellen ist nicht zielführend, weil 95% des geothermischen Potenzials in Wärme liegt, die in tiefem Gestein gespeichert ist (Petrothermie). Der Bericht des Büros für Technikfolgen-Abschätzung des Deutschen Bundestages von 2003 bestätigt das enorme Potenzial der Erdwärme allgemein: „Das technische Gesamtpotenzial zur geothermischen Stromerzeugung liegt bei ca. 1.200 Exa Joule (etwa 300.000 TWh), was etwa dem 600fachen des deutschen Jahresstrombedarfes von ca. 2 Exa Joule

entspricht.“ Der Wegfall des petrothermalen Bonus im EEG 2014 wird mit dem Hinweis begründet: „Petrothermale Forschungsprojekte können über die vorhandenen Forschungsprogramme gefördert werden.“ Die Bundesregierung steht nun in der Verantwortung, diese Forschungsprogramme mit genügend finanziellen Mitteln auszustatten, um die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom und Wärme aus Geothermie sicher zu stellen.

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.

Die im Gesetzentwurf vorgesehenen Verschlechterungen für die Kleine Wasserkraft konnten im parlamentarischen Verfahren überwiegend bereinigt werden. Das grundlegende Problem hoher ökologischer Auflagen und zu geringer Vergütungen, wie im Erfahrungsbericht dargestellt, löst auch das EEG 2014 nicht.

Folgende Veränderungen des EEG 2014 sind für die Wasserkraftnutzung wesentlich:

- **Degression:** Der Neubau oder auch die Modernisierung von Wasserkraftanlagen < 500 kW ist, wie auch der Zwischenbericht zur Evaluierung des EEG zeigt, mit der derzeitigen Vergütungshöhe nicht wirtschaftlich möglich. Daher ist es gut, dass die Degression auf 0,5% reduziert wurde.
- **Verhältnis EEG-WHG:** Voraussetzungen für den Erhalt der Vergütung: Es gibt keine ökologischen Anforderungen an die Vergütung mehr. Das EEG 2014 verknüpft nunmehr die Vergütungsvoraussetzungen lediglich mit Ertrüchtigungsmaßnahmen, die das Leistungsvermögen steigern. Damit sind die Regelungsbereiche EEG und Wasserhaushaltsgesetz (WHG) weitestgehend voneinander getrennt.
- **Vergütungsvoraussetzungen - Nutzung bestehender Querbauwerke:** Der geplante Artikel 12, welcher eine Änderung des WHG bewirkt und ein Neubauverbot für Wasserkraftquerverbauungen bedeutet hätte, wurde nicht in das EEG 2014 übernommen. Dafür wurde die ursprünglich gestrichene Regelung des EEG 2012 wieder aufgenommen, wonach nur Kraftwerke an vorhandenen Wasserkraft- oder neuen (Nicht-Wasserkraft-) Querbauwerken eine Vergütung erhalten. Damit ist die wenig sinnhafte Regelung zwar weiterhin gültig, ein totales Neubauverbot wurde aber verhindert.

Angaben ohne Gewähr

Der BEE verweist des Weiteren auf die Einschätzungen 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

Carsten Pfeiffer
Leiter Strategie und Politik
030 275 81 70-21
carsten.pfeiffer@bee-ev.de