

<p>Deutscher Bundestag Ausschuss f. Umwelt, Naturschutz u. Reaktorsicherheit</p> <p>Ausschussdrucksache 17(16)270-B</p> <p>Öffentliche Anhörung - 08.06.2011</p> <p>06.06.2011</p>
--

**Stellungnahme des  
Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE)  
zum BMU-Referentenentwurf  
des Erneuerbare Energien Gesetzes 2012  
vom 17.5.2011**

**Bonn, 23.05.2011**

## Einleitung

Die folgende Stellungnahme des BBE zum BMU-Referentenentwurf des EEG 2012 wurde der Übersichtlichkeit halber gegliedert in

- a) die thematisch strukturierten Abschnitte I - IV (Seite 2-5) sowie in
- b) einen Anhang mit Anmerkungen zu den einzelnen Vorschriften (Seite 6-20).

## I. Zusammenfassende Bewertung

Der Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE) sieht in dem vorliegenden EEG-Referentenentwurf **erheblichen inhaltlichen Nachbesserungsbedarf**. Mit einem novellierten EEG wie im Referentenentwurf vorgeschlagen, würde der Ausbau der Bioenergie im Strombereich zum Stillstand kommen. Ein Einstieg in die neue Rolle der Bioenergie im Bereich der bedarfsgerechten Erzeugung wird damit verfehlt werden.

## II. Regelungen zur Markt- und Systemintegration von Bioenergie

Der BBE unterstützt die Absicht, die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien voran zu treiben. Der Bioenergie kommt dabei eine Schlüsselrolle zu.

### Marktprämie

Der BBE lehnt das Modell der gleitenden Marktprämie ab, da es in seiner vorliegenden Ausgestaltung für Bioenergieanlagen keinen Anreiz bietet, in die Direktvermarktung zu wechseln.

- **Managementprämie** 0,1 ct/kWh absinkend auf 0,025 ct/kWh **ist zu niedrig**. Die dahinter stehende Annahme, dass für die planbare Bioenergie keine Ausgleichsenergiekosten anfallen, ist falsch. Das zeigen die Erfahrungen mit denjenigen Bioenergieanlagen, die derzeit direktvermarkten. Die Handelsanbindung ist ebenfalls teurer (angemessen wären ca. 0,4 - 0,55 ct/kWh).
- Die Vorschrift, dass der Strom tatsächlich eingespeist und von einem Dritten abgenommen werden muss, und die Regelung, dass der Strom in einem speziellen Bilanzkreis bilanziert werden muss, **verhindern**, dass mit der Marktprämie **Eigenversorgungs- oder Contractingkonzepte** wie nach dem KWKG umgesetzt werden können.

### Grünstromprivileg

Die Regelungen zum Grünstromprivileg kommen einer Abschaffung desselben gleich.

- Die **Einhaltung der Anteile** an Strom aus EEG-Anlagen und Strom aus fluktuierenden EEG-Anlagen gem. § 39 Abs. 1 Nr. 1 **auf Monatsbasis ist nicht umsetzbar**, da es zu unvorhersehbaren Leistungseinbrüchen durch technische Störungen oder Windflauten kommen kann, die

aufgrund der Notwendigkeit, Anlagen mit einem Vorlauf von einem Monat umzumelden, nicht ausgeglichen werden können.

- Die **geplante Aberkennung der Herkunftsnachweise** durch die Verordnungsermächtigung nach § 64d konterkariert den Zweck des Grünstromprivilegs nach § 33b Nr. 2. Dieser liegt in der Marktintegration des Stroms aus EEG-Anlagen durch die Vermarktung von grünem Strom an Letztverbraucher. Wenn der Strom jedoch nicht mehr als grüner Strom verkauft werden darf, wird die Regelung sinnlos.
- Die Festlegung der Verringerung auf 2 ct/kWh in Verbindung mit der Anforderung, 25 % der Strommenge aus fluktuierenden (= Wind + PV) Anlagen zu liefern, und der Aberkennung der vermiedenen Netzentgelte bedeutet, dass das Modell nicht mehr wirtschaftlich umsetzbar ist.

Der BBE fordert daher, das Grünstromprivileg wie folgt auszugestalten:

- Einhaltung der Anteile gem. § 39 Abs. 1 Nr. 1 auf Jahresbasis
- Absenkung des Mindestanteils an Strom i.S. der §§ 20 bis 33 auf 15 %
- Verringerung der EEG-Umlage um 3 ct/kWh
- Gewährung der Boni (für Einsatzstoffe, KWK und Gasaufbereitung) und Flexibilitätsprämie auch während der Direktvermarktung nach dem Grünstromprivileg, damit ein weiterer Bereich von Bioenergieanlagen das Instrument nutzen kann
- Definition von Anforderungen an den restlichen Strom: KWK oder EE gem. EU-Richtlinien

## Flexibilitätsprämie

Der BBE begrüßt die Einführung einer Flexibilitätsprämie. Sie gestattet es den Anlagenbetreibern, in den Aufbau zusätzlicher Kapazitäten, die zum Lastgangbetrieb befähigen, zu investieren.

- **Nutzung der Kapazitätsprämie sollte auch während der EEG-Vergütung** möglich sein, bspw. in Verbindung mit einer tageszeitlich gestaffelten Vergütung, wie diese in der Verordnungsermächtigung nach § 64f Nr. 3 vorgesehen sind.
- Gewährung der Kapazitätsprämie **für alle Bioenergieanlagen**, also für neue, wie auch für **Bestandsanlagen** und sowohl für Biogas wie auch für **andere Bioenergieanlagen**. Insbesondere der Bestand an Altholzkraftwerken, der derzeit unter Brennstoffmangel leidet, könnte einen wichtigen Beitrag zur bedarfsgerechten Erzeugung leisten, wenn sich die Anlagen leisten könnten, die Volllaststunden zu reduzieren. Das Gleiche gilt für Pflanzenöl-BHKW.

## Direktvermarktung allgemein

- Die in den §§ 17 und 33f **Bestrafung der Anlagenbetreiber** durch eine Verringerung des Vergütungsanspruchs über einen Zeitraum von vier Monaten benachteiligen den Anlagenbetreiber unangemessen gegenüber dem Netzbetreiber und **erhöhen das Risiko der Direktvermarktung** erheblich.
- Eine Aus- oder Nachrüstung von **technischen Einrichtungen** zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung ist bei Anlagen, die aus einer ständig besetzten Leitwarte gefahren werden **in der Regel nicht möglich**. Solche Anlagen, wie z.B. Holzgefeuerte Dampfturbinenkraft-

werke, werden durch die Regelungen der § 6 Abs. 1 Nr.1 und § 33c Abs. 2 Nr. 1 b) von der Direktvermarktung ausgeschlossen.

## III. Regelungen zu Bioenergie

### Degression der Boni

In § 20 Abs. 2 Nr. 4 regelt entgegen der Empfehlung des Erfahrungsberichts, dass die **Vergütungen und Boni** jährlich um 2 % **verringert** werden. Diese Regelung lehnt der BBE mit der im Erfahrungsbericht ausgeführten Begründung, dass die Einsatzstoffe keiner Kostendegression unterliegen, ab.

### KWK-Bonus und Mindestwärmenutzung

Eine **Abschaffung des geltenden KWK-Bonus** und stattdessen die Einführung einer Mindestwärmenutzungspflicht sind nicht sachgerecht und werden **abgelehnt**. Der KWK-Bonus hat sich bewährt. Er reizt die Wärmenutzung an und belohnt denjenigen, der viel Wärme nutzt. Missbräuchliche Wärmenutzungen müssen sowohl bei einem KWK-Bonus wie auch bei einer Mindestnutzungspflicht über eine Positiv/Negativ-Liste verhindert werden. Auch hinsichtlich Messung und Nachweis stellt eine Mindestnutzungspflicht keine Vereinfachung dar.

Die Anforderung, über fünf Jahre die Wärmenutzung sicherstellen zu müssen, ist ein **unkalkulierbares Risiko**. Solche Anlagen werden **nicht mehr finanzierbar** sein. Außerdem können neue Wärmeversorgungsgebiete unter diesen Bedingungen nicht mehr entwickelt werden, da sich bei diesen der Wärmeabsatz durch allmählichen Anschluss von Kunden erst über die Zeit entwickelt. Zudem bringt die Vorschrift den Anlagenbetreiber in eine starke Abhängigkeit von dem oder den Wärmeabnehmern, weil für ihn nicht nur der KWK-Bonus, sondern die gesamte EEG-Vergütung auf dem Spiel steht. Faire Wärmepreise werden auf dieser Basis nicht verhandelt werden.

Da der BBE die Forderung der Politik nach einer Sicherstellung der Wärmenutzung aus Bioenergieanlagen jedoch nachvollziehen kann, schlägt er vor, die **Auszahlung des KWK-Bonus an** die Kriterien des § 27 Abs. 2 (**Mindestwärmenutzung** oder mind. 60 % Gülleinsatz) zu **koppeln**.

### Holz und feste Biomasse

- Die **Absenkung der Vergütung für Waldrestholz** bis 500 kW von 6 auf 2,5 ct/kWh ist nicht begründet und **wird abgelehnt**. Im Erfahrungsbericht gibt es dafür keine Argumente. Eine Differenzierung nach Waldrestholz unter- und oberhalb der **Derbholzgrenze ist praxisfremd** und nicht umsetzbar. Waldrestholz muss **ohne Einschränkungen in der Einsatzstoffvergütungs-kategorie I** zugeordnet und mit 6 ct/kWh vergütet werden.
- ORC-Anlagen, die mit fester Biomasse befeuert werden, und Holzvergasungsanlagen benötigen weiterhin eine erhöhte Vergütung. Aus Abb. 3-9 des Erfahrungsberichts geht hervor, dass derzeit nur kleine Holz-HKW (mit ORC) wirtschaftlich realisiert werden können. Dies bestätigen auch die Erfahrungen des Jahres 2010. Im Bereich der Holzvergasung darf es nicht zu einer Einstellung der Technologieentwicklung kommen.

## Biogas (Vor-Ort-Verstromung) und Biomethan

- Die **Begrenzung** des Einsatzes von **Mais/Getreidekorn auf 60 %** bezogen auf den Energiegehalt ist nicht sachgerecht und **wird abgelehnt**, da die Problematik auf wenige viehreiche Regionen beschränkt ist und nicht in vielen Regionen auftritt, wie dies auf S. 74 im EB ausgeführt wird. Richtig wäre die Durchsetzung der guten fachlichen Praxis im Fachrecht sowie ggf. eine Verschärfung der Regelungen dort.
- Die **nachträgliche Kürzung des Güllebonus** für Anlagen, die vor 2009 in Betrieb genommen wurden, verletzt den Vertrauensschutz der Investoren, weil es zahlreiche Betreiber gibt, die im Vertrauen auf die Regelung in die Güllenutzung investiert haben (z.B. Abdeckung von und zusätzliche Lagerbehälter). Der Vertrauensschutz der Investoren ist ein hohes Gut und muss gewahrt werden.
- Der BBE begrüßt, dass durch die Gewährung der Einsatzstoffboni in voller Höhe bis 5 MW Biomethan künftig auch in größeren BHKW ermöglicht wird. Der Gewährung der Einsatzstoffboni in Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung in voller Höhe bis 5 MW lehnt der BBE jedoch ab.

## Pflanzenöl-BHKW

Flüssige Biomasse ist der einzige Bereich im EEG, für den es eine Nachhaltigkeitsregelung gibt. Daher ist die Streichung der EEG-Vergütung nicht nachzuvollziehen. Pflanzenöl-BHKW können jedoch einen wichtigen Beitrag zur bedarfsgerechten Stromerzeugung leisten. Die im EEG 2009 enthaltene Begrenzung des Nawaro-Bonus für Pflanzenöl auf 150 kW sollte ebenfalls entfallen.

## IV. Allgemeine Regelungen

### Anlagenbegriff

Durch die Nichtanwendung einer Empfehlung der Clearingstelle durch die Netzbetreiber, entsteht eine inakzeptable Rechtsunsicherheit. Eine **Klarstellung und eindeutige Formulierung des Anlagenbegriffs** (§ 3 Nr. 1 i.V.m. § 19) durch den Gesetzgeber im Zuge der EEG-Novelle ist daher notwendig.

## Anlage zur Stellungnahme des BBE zum BMU-Referentenentwurf des EEG 2012

### Stellungnahmen und Forderungen zu den einzelnen Vorschriften

Bei den nachfolgenden Vorschriften handelt es sich um diejenigen, deren Anwendungsbereich die Stromerzeugung aus Biomasse betreffen kann.

#### **zu § 6 Abs. 1: Technische Einrichtung zur ferngesteuerten Lastreduzierung**

Eine ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung von großen (Heiz-) Kraftwerken, die für den Betrieb über eine Leitwarte verfügen, die täglich über 24 h besetzt ist (z.B. holzgefeuerte Dampfturbinenkraftwerke), ist nicht möglich.

Die Einbeziehung von Anlagen auf Basis von Technologien, die sich an der Schwelle zur Markteinführung befinden, wie bspw. Holzvergaseranlagen, in diese Regelung (und in das Einspeisemanagement) erschwert die Technologieentwicklung und Markteinführung dieser Anlagen zusätzlich. Da es sich nur um eine überschaubare Anzahl von Anlagen handelt, sind sie für das Einspeisemanagement nicht von Bedeutung.

#### **Forderung:**

- Zulassung von betrieblichen Einrichtungen bei Anlagen, die über eine Leitwarte verfügen, die täglich über 24 h besetzt ist. (Ggf. ist, vergleichbar zum Abruf von Regelleistung, eine elektronische Übertragung des Signals zur Lastreduzierung, das dann von der Leitwartenbesetzung umgesetzt wird, denkbar).
- Ausnahme von Anlagen auf Basis von Technologien, die sich im F&E-Stadium oder an der Schwelle der Markteinführung befinden, von den Regelungen des § 6 Abs. 1.

#### **zu § 6 Abs. 4 Nr. 1: Gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers**

Das hinter der Regelung stehende Ziel, Methanemissionen aus Gärrestlagerbehältern zu vermeiden, wird unterstützt. Durch diese zu allgemein gehaltene Vorschrift werden jedoch zahlreiche großvolumige Lagerbecken, die fachlich positiv zu bewertende, lange Lagerzeiträume ermöglichen, nicht mehr nutzbar sein, obwohl nach einer ausreichend langen Verweilzeit nur noch eine im Hinblick auf den Klimaschutz vernachlässigbare Methanfreisetzung stattfindet.

#### **Forderung:**

- Der Anlagenbetreiber muss ein Lagervolumen in gasdicht abgedeckten Behältern nachweisen, das eine festzulegende Mindestverweilzeit des Gärrests in diesen sicherstellt, bevor es in anderen Behältern gelagert werden darf.

## **§ 17 Abs. 1 Nr. 5: Verringerung des Vergütungsanspruchs / Vorbildfunktion**

Soweit es sich bei Anlagen, die zur Erfüllung der Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude auf Grund einer landesrechtlichen Regelung nach § 3 Abs. 4 Nr. 1 EEWärmeG dienen, um KWK-Anlagen handelt, würde diesen durch eine Absenkung der Vergütung auf den energieträgerspezifischen Referenzmarktwert die wirtschaftliche Grundlage entzogen. Damit würden bspw. Biomethan-BHKW verhindert und der Nutzung von Biomethan zur reinen Wärmeerzeugung Vorschub geleistet.

### **Forderung:**

- Eingrenzung der Vorschrift auf Anlagen, die nicht in KWK betrieben werden.

## **zu § 17 Abs. 2: Verringerung der Vergütung bei fehlerhafter Wechselmeldung**

Eine Bestrafung einer Anlage nach einer fehlerhaften Wechselmeldung aus der Direktvermarktung in die EEG-Vergütung mit der Verringerung der Vergütung über einen Zeitraum von vier Monaten, stellt für die Direktvermarktung ein großes Risiko dar und wird abgelehnt. Die Ummeldung einer Anlage über ein automatisiertes Verfahren wird regelmäßig nicht vom Anlagenbetreiber selbst durchgeführt werden können, sondern vom Vermarktungspartner übernommen werden. Zur Absicherung des Risikos wird der Anlagenbetreiber vom Vermarktungspartner eine Bürgschaft in Höhe der zu erwartenden Vergütungsdifferenz fordern müssen, da eine entsprechende Vergütungsabsenkung regelmäßig eine Insolvenz des Anlagenbetreibers zur Folge haben würde. Nach einer fehlerhaften Ummeldung die Anlage einen weiteren Monat direkt vermarkten zu müssen, stellt für den Vermarkter bereits ein erhebliches Risiko dar.

In der Vorschrift ist von „dem Monat, für den **keine** Meldung vorliegt“ die Rede. Wie soll ein Wechsel erfolgen, wenn keine Meldung vorliegt? Impliziert die Formulierung, dass für jeden Monat eine Meldung erfolgen muss, auch wenn kein Wechsel erfolgt, oder ist damit eine fehlerhafte Meldung gemeint?

### **Forderung:**

- Streichung der Vorschrift

## **zu § 20 Abs. 2: Absenkungen von Boni**

Eine Absenkung der Vergütungen **und** Boni widerspricht der Handlungsempfehlung Nr. 6 im Kap. 3.3.3 des Entwurfs des Erfahrungsberichts, künftig die Degression nur noch auf die Grundvergütung anzuwenden. Aus den dort genannten Gründen (keine Kostensenkungspotenziale) ist eine Absenkung der Boni nicht sachgerecht.

### **Forderung:**

- Keine Degression der Boni

## zu § 27 Abs. 1 Nr. 1: Vergütungsstufe 50 kW für kleine Gülleanlagen und Mini-BHKW-Anlagen

Vergütungsstufe 150 kW passt weder zu kleinen Hofbiogasanlagen zur Güllevergärung (unter der Voraussetzung, dass es politischer Wille ist, die hofnahe Verwertung von Gülle in Biogasanlagen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen zu forcieren), noch zu anderen kleinen Bioenergieanlagen (z.B. Holzvergasungsanlagen oder Pflanzenöl-Mini-BHKW) zur Objektversorgung (z.B. in großen Wohngebäuden).

### Forderung:

- Ersatz der Vergütungsstufe 150 kW/11,43 ct/kWh durch 50 kW/16,5 ct/kWh für Anlagen, die folgende Bedingungen erfüllen:
  - bei Biogas-vor-Ort-Verstromung nur in Verbindung mit überwiegendem Gülleinsatz
  - bei Biomethanverstromung und sonstigen Bioenergieanlagen nur in Verbindung mit vollständiger Wärmenutzung, um den Einsatz von Mini-KWK-Anlagen zu ermöglichen

## zu § 27, Abs. 2: Begrenzung der Einsatzstoffboni auf 5 MW

Der mit der Anlagengröße verbundenen Kostendegression wird bereits durch die Staffelung der Grundvergütung in § 27 Abs. 1 ausreichend Rechnung getragen. Die erhöhte Vergütung gemäß der Einsatzstoffvergütungsklassen I und II soll die Verwendung von kostenintensiveren Rohstoffen anreizen, deren Preis aber von der Anlagenleistung weitestgehend unabhängig ist. Die Deckelung dieser Einsatzstoffboni bei 5 MW für ist für die feste Biomasse nicht notwendig, weil es bei Anlagen für feste Biomasse nicht zu Flächenkonkurrenzen oder Auswirkungen auf Pachtpreise kommt.

### Forderung:

- Keine Begrenzung der Einsatzstoffboni für feste Biomasse auf eine Bemessungsleistung von 5 MW
- Für andere Bioenergieformen: Klarstellung, dass bei einer Überschreitung der Bemessungsleistung von 5 MW nur der anteilige Strom über 5 MW keine erhöhte Vergütung erhält

## zu § 27 Abs. 2 Nr. 1 b): Vergütungshöhe für Waldrestholz

Im geltenden EEG 2009 wird Waldrestholz über den Nawaro-Bonus für Anlagen bis 500 kW mit 6 ct/kWh gefördert. Die Absenkung der Vergütung für Waldrestholz im EEG-Referentenentwurf von 6 auf 2,5 ct/kWh ist nicht begründet. Auch im Erfahrungsbericht zum EEG gibt es dafür keine inhaltlich nachvollziehbaren Argumente. Ökonomisch ist eine Absenkung der Vergütung für Waldrestholz nicht darstellbar: neue Anlagen, insbesondere Holzheizkraftwerke im kleinen und mittleren Leistungsbereich, lassen sich mit dieser Vergütungsreduzierung nicht mehr realisieren. Bei den derzeitigen Preisen auf den Holzbeschaffungsmärkten ist für einen ökonomischen Anlagenbetrieb eine Vergütungshöhe von 6 Cent/kWh notwendig (wie im geltenden EEG).

### Forderung:

- Vergütung für Waldrestholz muss 6 Cent/kWh betragen

## **zu § 27 Abs. 2 Nr. 1 b) in Verbindung mit Art. 5 Änderung der Biomasseverordnung Anl. 2, Nr. 22 und Nr. 23: Vergütungshöhe für Waldrestholz unterhalb der Derbholzgrenze**

Die Regelung, dass Waldrestholz unterhalb der Derbholzgrenze von 7 cm mit 6 ct/kWh Einsatzstoffbonus vergütet wird (Nr. 23 der Anlage 2 der Biomasseverordnung), hingegen Waldrestholz oberhalb der Derbholzgrenze von 7 cm (Nr. 22 der Anlage 2 der Biomasseverordnung) mit 2,5 ct/kWh, ist völlig sachfremd und in der Praxis nicht handhabbar. Ein transparenter Nachweis wird hier nicht möglich sein. Der BBE hält daher die Unterscheidung von Waldrestholz in den Nummern 22 und 23 für nicht handhabbar und plädiert wie bereits oben beschrieben für eine einheitliche Vergütung von Waldrestholz in Höhe von 6 ct/kWh (wie im bisherigen EEG, s.o.).

Zudem kann man bei den Energieholzsortimenten den anheftenden Rindenanteil nicht ausschließen und ein Nadel-/Blattanteil ist bei der Aufbereitung von Kronenderbholz unvermeidlich. Daher wird zusätzlich zu den forstwirtschaftlichen Segmenten ein Maximalanteil (von z.B. 15%) von Nadeln und lose Rinde vorgeschlagen.

### **Forderung:**

- Vergütung für Waldrestholz muss einheitlich 6 Cent/kWh betragen (wie bisher); Differenzierung von Waldrestholz ist nicht sachgerecht.
- Zulassung eines Maximalanteils von 15 % an Nadeln und loser Rinde

## **zu § 27 Abs. 2 Nr. 1 b) in Verbindung mit Art. 5: Änderung der Biomasseverordnung Anl. 2, Nr. 23: Nachhaltigkeitsanforderungen für Waldrestholz unterhalb der Derbholzgrenze**

Der BBE befürwortet grundsätzlich Nachhaltigkeitsanforderungen für die feste Biomasse. Dabei sollte auch richtigerweise auf die bestehenden Zertifizierungssysteme PEFC und FSC Bezug genommen werden. Solche Anforderungen sollten jedoch im Fachrecht und nicht im EEG geregelt werden.

### **Forderung:**

- Nachhaltigkeitsanforderungen für die feste Biomasse im Fachrecht regeln und nicht im EEG (Überfrachtung und Verkomplizierung des EEG)

## **zu § 27 Abs. 2 und Abs. 3 in Verbindung mit Art. 5: Änderung der Biomasseverordnung Anl. 2, Nr. 20 und Anl. 3, Nr. 15: Vergütungshöhe für KUP-Holz**

KUP-Holz kann zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Erweiterung der Rohstoffbasis bei der festen Biomasse spielen. Gegenwärtig spielt KUP-Holz mit einer bundesweiten Anbaufläche von knapp

4.000 ha nur eine untergeordnete Rolle. Ziel muss es sein, die bundesweite Anbaufläche von KUP-Holz durch gezielte ökonomische Anreize im EEG deutlich auszuweiten. KUP-Holz sollte daher einheitlich in der Einsatzstoffvergütungsklasse II mit einer Vergütung von 8 ct/kWh versehen werden. Eine Unterscheidung in KUP-Holz gemäß der Anlage 2, Nr. 20 und Anlage 3, Nr. 15 mit unterschiedlichen Vergütungshöhen ist angesichts der zögerlichen Entwicklung und der in zahlreichen Studien belegten ökologischen Verträglichkeit des KUP-Anbaus nicht notwendig und angemessen.

## **Forderung:**

- Vergütung für KUP-Holz einheitlich mit 8 ct/kWh in der Einsatzstoffvergütungsklasse II (Anl. 3 Nr. 15) ohne weitere Anforderungen an Naturschutz oder Größe der Anbaufläche

## **zu § 27 Abs. 2 und Abs. 2 in Verbindung mit Art. 5: Änderung der Biomasseverordnung Anlage 1 Nr. 62: Vergütungshöhe für Sägenebenprodukte, insbes. Rinde**

Die Clearingstelle EEG hat am 24.11.2010 ein Votum abgegeben, welche Rinde unabhängig von seiner Herkunft in die Positivliste des Nawaro-Bonus einordnet. Diesbezüglich ist eine Klarstellung des EEG 2012 wünschenswert, um eine Investitionssicherheit und Rechtsklarheit sicherzustellen. Umso unverständlicher ist es, dass der EEG-Referentenentwurf entgegen dem Votum der Clearingstelle Rinde in die Grundvergütungsklasse ohne Anspruch auf einsatzstoffbezogen Vergütung eingruppiert.

## **Forderung:**

- Aufnahme von Rinde unabhängig von deren Herkunft in die Einsatzstoffvergütungsklasse I

## **zu § 27 in Verbindung mit Art. 5: Änderung der Biomasseverordnung Anl. 1 Nr.21 und Anl. 3 Nr. 16: Grünschnitt und Baum- und Strauchschnitt**

Grünschnitt aus der privaten öffentlichen Park- und Gartenpflege (Anl. 1 Nr. 21) erfüllt als biogener Reststoff in vorbildlicher Weise die im Erfahrungsbericht genannten Kriterien für die Einsatzstoffvergütungsklasse II, wird jedoch unter den Einsatzstoffen ohne Anspruch auf eine einsatzstoffbezogene Vergütung einsortiert.

Bei Baum- und Strauchschnitt aus Gärten und Parks handelt es sich um ein mengenmäßig bedeutendes Sortiment, das ebenfalls in vorbildlicher Weise die im Erfahrungsbericht genannten Kriterien für die Einsatzstoffvergütungsklasse II erfüllt. Als „Garten- und Parkabfälle“ werden diese Stoffe jedoch aus der Einsatzstoffvergütungsklasse II explizit ausgeschlossen (Anl. 3 Nr. 16).

Die Erfahrungen zeigen, dass Grün-, Baum- und Strauchschnitt bisher zu wenig mobilisiert werden und dass deren Nutzung eines besonderen Anreizes durch eine erhöhte Vergütung bedarf. Sie sollten daher in der Einsatzstoffvergütungsklasse II eingruppiert, bzw. aus dieser nicht ausgeschlossen werden.

## **Forderung:**

- Verschiebung der Anl. 1 Nr. 21 in (Grünschnitt aus der privaten öffentlichen Park- und Gartenpflege) in die Anl. 3 (Einsatzstoffvergütungsklasse II)
- Streichung des letzten Satzes in Anl. 3 Nr. 16 und Ersatz durch die Formulierung: „Hierzu gehört auch der Baum- und Strauchschnitt aus Gärten und Parks.“

## **zu § 27 in Verbindung mit Art. 5: Änderung der Biomasseverordnung Anl. 1: Tierische Nebenprodukte (außer Gülle)**

Durch die Förderung des gemeinsamen Einsatzes von Energiepflanzen und Abfällen in Biogasanlagen, werden Betreiber von Gülle- und NawaRo-Anlagen verleitet, wieder solche organische Abfälle anzunehmen, nachdem diese infolge der mit dem EEG 2004 eingeführten Trennung in Abfall- und NawaRo-Anlagen aus vielen landwirtschaftlichen Anlagen verdrängt wurden. Dies hat dazu geführt, dass die als tierische Nebenprodukte außer Gülle einzustufenden Abfälle in spezialisierten und entsprechend ausgerüsteten Anlagen eingesetzt wurden. Damit wird eine Verwertung auf einem hohen hygienischen Qualitätsniveau sichergestellt. Diese Entwicklung sollte nicht gefährdet werden. Daher sollten Anlagen, die erhöhte Vergütungen für Einsatzstoffe in Anspruch nehmen, weiterhin keine tierischen Nebenprodukte einsetzen dürfen.

## **Forderung:**

- Keine Zulassung des Einsatzes von tierischen Nebenprodukten außer Gülle in Anlagen, die erhöhte Vergütungen für Einsatzstoffe in Anspruch nehmen

## **zu § 27 Abs. 3 Nr. 1 b: Mindestanforderung an Wärmenutzung**

Eine Abschaffung des geltenden KWK-Bonus und stattdessen die Einführung einer Mindestwärmenutzungspflicht sind nicht sachgerecht und werden abgelehnt. Der KWK-Bonus hat sich bewährt. Er reizt die Wärmenutzung an und belohnt denjenigen, der viel Wärme nutzt. Missbräuchliche Wärmenutzungen müssen sowohl bei einem KWK-Bonus wie auch bei einer Mindestnutzungspflicht über eine Positiv/Negativ-Liste verhindert werden. Auch hinsichtlich Messung und Nachweis stellt eine Mindestnutzungspflicht keine Vereinfachung dar.

Die Anforderung, über fünf Jahre die Wärmenutzung sicherstellen zu müssen, ist ein unkalkulierbares Risiko. Solche Anlagen werden nicht mehr finanzierbar sein. Außerdem können neue Wärmeversorgungsgebiete unter diesen Bedingungen nicht mehr entwickelt werden, da sich bei diesen der Wärmeabsatz durch allmählichen Anschluss von Kunden erst über die Zeit entwickelt. Zudem bringt die Vorschrift den Anlagenbetreiber in eine starke Abhängigkeit von dem oder den Wärmeabnehmern, weil für ihn nicht nur der KWK-Bonus, sondern die gesamte EEG-Vergütung auf dem Spiel steht. Faire Wärmepreise werden auf dieser Basis nicht verhandelt werden

Da der BBE die Forderung der Politik nach einer Sicherstellung der Wärmenutzung aus Bioenergieanlagen jedoch nachvollziehen kann, schlägt er vor, die Auszahlung des KWK-Bonus an die Kriterien des § 27 Abs. 2 (Mindestwärmenutzung oder mind. 60 % Gülleinsatz) zu koppeln.

## **Forderung:**

- Beibehaltung des bisherigen KWK-Bonus in Höhe von 3 ct/kWh für Strom aus KWK (bezogen auf externe Wärmenutzung)
- Korrektur der Grundvergütungssätze um den eingerechneten KWK-Bonus
- Festlegung der Anforderungen des § 27 Abs. 3 als Voraussetzungen für die Auszahlung des KWK-Bonus

## **zu § 27 Abs. 3 in Verbindung mit Anl. 2 Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung Nr. 3 c: Holztrocknung**

Der BBE begrüßt, dass die Trocknung von Holz unter Einhaltung von Effizienzkriterien in die Positivliste der Wärmenutzungen aufgenommen worden ist. Der BBE schlägt jedoch vor, diese Regelung auf die Trocknung von Biomasse zur stofflichen und energetischen Nutzung auszuweiten, da auch andere Biomassen für notwendige Trocknungsprozesse in Frage kommen, z.B. die Produktion von Biomasse-Mischpellets. Das Effizienzkriterium pro kg Holz bzw. Biomasse sollte sich zudem auf Holz atro bzw. Biomasse-Trockensubstanz beziehen.

## **Forderung:**

- Trocknung von Biomasse zur stofflichen und energetischen Nutzung in die KWK-Positivliste aufnehmen
- Effizienzkriterium auf kg Holz (atro) bzw. Biomasse-Trockensubstanz beziehen

## **zu § 27 Abs. 4 Nr. 1: Begrenzung des Einsatzes von Mais und Getreidekorn auf 60 % (energetisch)**

Die Regelung ist nicht sachgerecht, da die Problematik auf wenige viehreiche Regionen beschränkt ist und nicht in vielen Regionen auftritt, wie dies auch auf S. 74 im EEG-Erfahrungsbericht ausgeführt wird. Richtig wäre die Durchsetzung der guten fachlichen Praxis im Fachrecht sowie ggf. eine Verschärfung der Regelungen dort (z.B. durch eine 3 gliedrige-Fruchtfolge).

Wenn als politisches Signal jedoch eine Regelung im EEG benötigt wird, dann sollte bei der Begrenzung des Maiseinsatzes auf Masse-% abgestellt und der Wert erhöht werden. Der Bezug auf die Energie würde den Einsatz von „energiearmen“ Substraten erschweren, was sich nachteilig auf die Nutzung von Gülle, Landschaftspflegematerial etc. auswirken würde.

## **Forderung:**

- Streichung der Vorschrift (keine Überfrachtung und Verkomplizierung des EEG)
- Regelung der Produktion von Biomasse im Fachrecht, Durchsetzung des Fachrechts

## **zu § 27 Abs. 4 Nr. 3: Streichung der Förderung von Strom aus flüssiger Biomasse**

Flüssige Biomasse ist der einzige Bereich im geltenden EEG, für den es eine Nachhaltigkeitsregelung gibt. Daher ist die Streichung der EEG-Vergütung inhaltlich nicht nachzuvollziehen. Die Beurteilung, ob Pflanzenöl-BHKW wirtschaftlich sind, sollte den Betreibern überlassen bleiben. Die im EEG-Erfahrungsbericht angesprochenen Effekte auf die Flächeninanspruchnahme durch das EEG sind im Vergleich zum Flächenbedarf für die Erfüllung der Biokraftstoffziele zu vernachlässigen. Pflanzenöl-BHKW können jedoch einen wichtigen Beitrag zur bedarfsgerechten Stromerzeugung leisten.

Durch die vorgenommene Streichung der flüssigen Biomasse aus der EEG-Vergütung sind zudem nicht nur Pflanzenöl-BHKW betroffen, sondern auch zukünftige innovative Anlagenkonzepte, die z.B. Pyrolyseöl als flüssige Biomasse einsetzen (flüssige Biomasse entstanden durch die Kondensation von Gasen aus thermochemischer Vergasung). Damit wird der Einsatz von Pyrolyseöl aus heimischem Waldrestholz und heimischen Restabfällen und damit die Entwicklung eines innovativen Technologiepfades verhindert.

Ferner ist die im EEG 2009 eingeführte Begrenzung des Nawaro-Bonus für Pflanzenöl auf 150 kW nicht mehr angemessen, da sie aus Sorge um die nachhaltige Bereitstellung flüssiger Bioenergieträger eingeführt wurde. Das Problem besteht nicht mehr, da die Nachhaltigkeitsverordnung Biostrom in Kraft getreten ist und praktiziert wird.

## **Forderung:**

- Flüssige Biomasse muss weiterhin durch das EEG gefördert werden, da Pflanzenöl-BHKW einen wichtigen Beitrag zur bedarfsgerechten Stromproduktion liefern und nur nachhaltig produzierte Biomasse einsetzen.
- Innovative Technologiepfade mit flüssiger Biomasse (z.B. Pyrolyseöl) müssen durch das EEG weiterhin ermöglicht werden.
- Aufhebung der 150 kW-Grenze beim Nawaro-Bonus für flüssige Biomasse

## **zu § 27a Vergärung von Bioabfällen**

Die höhere Vergütung von neuen Biogasanlagen, die Abfälle vergären, wird zu einer Anhebung des Marktpreisniveaus für Bioabfälle führen und somit zu erheblichen Mitnahmeeffekten in der Abfallwirtschaft führen. Bestehende, auf die Vergärung von Abfällen spezialisierte Biogasanlagen werden die Preissteigerungen jedoch nicht mitgehen können und damit ihrer Rohstoffbasis beraubt werden. Nennenswerte zusätzliche Mengen an bisher nicht vergorenen Reststoffen werden hierdurch nicht in Biogasanlagen gelenkt werden.

## **Forderung:**

- Keine Besserstellung von Neuanlagen gegenüber Altanlagen bei der Vergärung von Bioabfällen

## **zu § 27b Abs. 1: Massenbilanzsystem für Biomethan**

Der BBE unterstützt die Forderung nach der Anwendung eines Massenbilanzsystems für den Transport und Vertrieb des Biomethans von der Erzeugung bis zur Entnahme aus dem Gasnetz. Im EEG 2009 war diese Forderung noch nicht enthalten. Für das Biomethan, das vor dem 1.1.2012 eingespeist wurde, muss es daher eine Übergangsregelung geben.

## **Forderung:**

- Einführung einer Ausnahmeregelung hinsichtlich des Biomethans, das vor dem 1.1.2012 in das Erdgasnetz eingespeist wurde.

## **zu § 33a: Definition der Direktvermarktung**

Die Direktvermarktung sollte nicht auf die Vermarktung des Stroms an Dritte abstellen, um auch Eigenversorgungs- und Contractingkonzepte mit EEG-Anlagen möglich zu machen.

## **Forderung:**

- Definition der Direktvermarktung als Veräußerung an Dritte und Eigenversorgung

## **zu § 33c Abs. 1 Nr. 2 b: Vermiedene Netznutzungsentgelte**

Das Versagen der vermiedenen Netznutzungsentgelte für Anlagen, die Strom in Form des Grünstromprivilegs vermarkten, ist nicht sachgerecht. Vermiedene Netzentgelte sind bei jeder Art der dezentralen Einspeisung zu erstatten. Im Falle der EEG-Vergütung und der Vermarktung mit der Marktprämie, die dem Anlagenbetreiber ebenfalls die EEG-Vergütungshöhe sicherstellt, werden sie als Teil der EEG-Vergütung an den Anlagenbetreiber weitergegeben. Bei der Direktvermarktung mit dem Grünstromprivileg gibt es keinen Mechanismus, der dem Anlagenbetreiber eine Mindestvergütung sicherstellt. Daher ist es nicht nachvollziehbar, wieso ihm die vermiedenen Netznutzungsentgelte verweigert werden.

## **Forderung:**

- Streichung der Vorschrift für Strom, der nach § 33b Nr. 2 direkt vermarktet wird.

## **zu § 33c Abs. 2 Nr. 2: Technische Einrichtung zur ferngesteuerten Lastreduzierung**

Die Forderung nach technischen Einrichtungen zur Reduzierung der Einspeiseleistung ist für große Kraftwerke, die über eine ständig besetzte Leitwarte verfügen, nicht erfüllbar. Hierdurch würden beispielsweise große holzgefeuerte Dampfturbinenkraftwerke von der Direktvermarktung ausgeschlossen. (Näheres in der Anmerkung zu § 6)

## **Forderung:**

- Streichung des Wortes „technischen“ und Verweis auf Einrichtungen im Sinne des § 6 Nr. 1 und Nr. 2

## **zu § 33f Abs. 3: Verringerung der Vergütung bei fehlerhafter Meldung der anteiligen DV**

Eine Bestrafung einer Anlage nach einer fehlerhaften Meldung der anteiligen Direktvermarktung mit der Verringerung der Vergütung über einen Zeitraum von vier Monaten, ist nicht sachgerecht und stellt für die Direktvermarktung ein großes Risiko dar. Die Meldung über ein automatisiertes Verfahren wird regelmäßig nicht vom Anlagenbetreiber selbst durchgeführt werden können, sondern vom Vermarktungspartner übernommen werden. Zur Absicherung des Risikos wird der Anlagenbetreiber vom Vermarktungspartner eine Bürgschaft in Höhe der zu erwartenden Vergütungs-differenz fordern müssen, da eine entsprechende Vergütungsabsenkung regelmäßig eine Insolvenz des Anlagenbetreibers zur Folge haben würde. (siehe auch zu § 17 Abs. 2)

### **Forderung:**

- Streichung der Vorschrift

## **Zu § 33g in Verbindung mit Anl. 4: Marktprämie**

Die Einspeisung von regenerativ erzeugten und direkt vermarkteten Strom in ein privates Netz zur Eigenversorgung oder zum Verbrauch durch einen Dritten, ist eine praxisgerechte und wirtschaftliche Lösung, die den Zielen des EEG nicht entgegensteht. Vielmehr werden Umspannungs- und Übertragungsverluste vermieden und Contracting- und Eigenversorgungslösungen möglich gemacht.

### **Forderung:**

- Streichung der Erfordernis der tatsächlichen Einspeisung und Abnahme durch einen Dritten

## **zu § 39: Ausgestaltung des Grünstromprivilegs**

Das Grünstromprivileg hat sich als Direktvermarktungsinstrument bewährt und sollte so weiterentwickelt werden, dass es von möglichst vielen Bioenergieanlagen genutzt werden kann.

### **Forderung:**

- Verringerung der EEG-Umlage um 3 ct/kWh (Abs. 1 Satz 1)
- Einhaltung der Anteile gem. § 39 Abs. 1 Nr. 1 auf Jahresbasis
- Absenkung des Mindestanteils an Strom i.S. der §§ 20 bis 33 auf 15 %
- Gewährung der Boni (für Einsatzstoffe, KWK und Gasaufbereitung) und Flexibilitätsprämie auch während der Direktvermarktung nach dem Grünstromprivileg, damit ein weiter Bereich von Bioenergieanlagen das Instrument nutzen kann
- Definition von Anforderungen an den restlichen Strom: KWK oder EE gem. EU-Richtlinien

## **zu §§ 64 - 64f: Verordnungsermächtigungen ohne Zustimmung des Bundestages**

Die Ermächtigung für die Bundesregierung, ohne Zustimmung des Bundestages Verordnungen zu erlassen oder zu ändern, ist insbesondere in Bezug auf die Herkunftsnachweise (§ 64d) und die Regelungen zur Direktvermarktung (§ 64 f Nr. 4-6) zu weitgehend. Eine solche Regelung bedeutet für Betreiber und Investoren eine erhebliche Unsicherheit und ist daher nicht akzeptabel.

### **Forderung:**

- Grundsätzlich bedürfen alle Verordnungen der Zustimmung des Bundestags.

## **zu § 64b, Nr. 1 a): Verordnungsermächtigung zu Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse**

Die Verordnungsermächtigung umfasst die Definition von Anforderungen zur Vermeidung indirekter Landnutzungsänderungen. Der BBE lehnt die zusätzliche Aufnahme von Anforderungen zur Vermeidung indirekter Landnutzungsänderungen in die Verordnungsermächtigung ab.

### **Forderung:**

- Streichung der zusätzlichen Aufnahmen von Anforderungen zur Vermeidung indirekter Landnutzungsänderungen in die Verordnungsermächtigung

## **zu § 64d: Verordnungsermächtigung zu Herkunftsnachweise**

Bei der Direktvermarktung nach §33b Nr. 2 in Verbindung mit §39 geht es für Grünstromhändler um die Vermarktung von Grünstrom aus EEG-Anlagen an Endkunden in Deutschland. Dafür ist es Voraussetzung, dass der vermarktete Strom auch durch Herkunftsnachweise als Grünstrom ausgewiesen werden kann. In §64d Nr. 1 wird das Bundesumweltministerium ermächtigt, diese Herkunftsnachweise abzuschaffen („... oder Herkunftsnachweise nicht für Strom ausgestellt werden dürfen, der in der Form nach §33b Nummer 2 direkt vermarktet wird, ...“). Aus welchem Grund die Bundesregierung ermächtigt werden soll, Strom aus deutschen EEG-Anlagen, der physisch an Letztverbraucher geliefert wird, den Herkunftsnachweis als Grünstrom zu versagen, ist nicht nachvollziehbar. Da die Eigenschaft Grünstrom für die Nutzung des §39 EEG und die Planbarkeit eines solchen Geschäftsmodells jedoch unabdingbar ist, ist der entsprechende Passus in §64d zu streichen.

- Streichung der Formulierung „... oder Herkunftsnachweise nicht für Strom ausgestellt werden dürfen, der in der Form nach §33b Nummer 2 direkt vermarktet wird, ...“

## **zu § 66 Abs. 1 Nr. 3: Übergangsregelung zu Gasverbrauchseinrichtungen für Altanlagen**

In dieser Regelung wird festgelegt, dass Altanlagen (Anlagen, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen wurden) ab dem 01.01.2014 mit einer zusätzlichen Gasverbrauchseinrichtung zur

Vermeidung einer Freisetzung von Biogas ausgestattet sein müssen. Problematisch könnte diese Regelung für kleine Anlagen sein, für die eine solche Nachrüstung eine beträchtliche Investition und damit eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit darstellen würde.

## **Forderung:**

- Begrenzung der Verpflichtung auf Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 150 kW

## **zu § 66 Abs. 1 Nr. 5: Übergangsregelung zu Einspeisemanagement bei Altanlagen**

Die Regelungen der §§ 11 und 12 beinhalten grundsätzlich wünschenswerte Konkretisierungen und Verbesserung bei einer Abschaltung von Anlagen aus Gründen der Netzkapazität. Begrüßenswert ist insbesondere die Regelung, dass auch bei einer Abschaltung nach den §§ 13 und 14 EnWG ein Entschädigungsanspruch besteht. Diese grundsätzlich positive Regelung, dass die §§ 11 und 12 auch auf Anlagen anzuwenden sind, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen wurden, sofern für Sie eine Verpflichtung zur Ausrüstung mit einem Netzmanagement System nach § 6 Nr. 1 a EEG 2009 bestand, sollte nicht nur auf die genannten Anlagen beschränkt bleiben. Vielmehr sollten auch die Anlagen erfasst werden, die beispielsweise aufgrund vertraglicher Verpflichtung oder tatsächlicher Einrichtung ein solches Einspeisemanagement System bei ihren Anlagen installiert haben. Die Übergangsregelung in § 66 Abs. 5 a ist daher auch auf Anlagen anzuwenden, die - aus welchen Gründen auch immer - tatsächlich über ein solches Einspeisemanagement System verfügen.

## **Forderung:**

- Im § 66 Abs. 1 Nr. 5 a ist nach dem Wort „bestand“ folgendes einzufügen: „oder diese Anlagen tatsächlich über ein Einspeisemanagementsystem verfügen“.
- An § 66 Abs. 1 Ziffer 5 soll folgender Satz angefügt werden: Abweichend sind bereits bestehende betriebliche Maßnahmen den technischen Maßnahmen im Sinne des § 6 gleichgestellt.

## **zu § 66 Abs. 1 Nr. 7: Übergangsregelung zu Methanemissionen bei Gasaufbereitungsanlagen**

In dieser Übergangsvorschrift wird festgelegt, dass Bestandsanlagen, die für die Erdgasnetzeinspeisung aufbereitetes Gas einsetzen, ab dem 01.05.2012 maximale Methanemissionen in die Atmosphäre von 0,2 % einhalten müssen. Bislang beträgt dieser Grenzwert 0,5 %. Damit werden Bestandsanlagen verpflichtet, Investitionen durchzuführen, um diese Methanemissionswerte einzuhalten. Auch wenn der Gesetzgeber damit eine Harmonisierung der Rechtslage für Bestandsanlagen mit § 36 Abs. 1 Satz 4 Gasnetzzugangsordnung anstrebt, ist diese Regelung kritisch zu hinterfragen. Eine Absenkung des Methanemissionsgrenzwertes ist grundsätzlich begrüßenswert, jedoch sind hier längere Übergangsfristen notwendig, um den Bestandsanlagen eine Einhaltung der neuen Grenzwerte zu ermöglichen.

## **Forderung:**

- In § 66 Abs. 1 Nr. 7 ist die Angabe „01.05.2012“ durch die Angabe „01.05.2013“ zu ersetzen.

## **zu § 66 Abs. 2: Bestandsschutz für Altanlagen**

In § 66 Abs. 2 wird der Bestandsschutz für Altanlagen, die Altholz bzw. Pflanzenölmethylester einsetzen, aufrechterhalten. Dies ist sehr begrüßenswert.

## **zu § 66 Abs. 4: Nachträgliche Kürzung des Güllebonus**

Die nachträgliche Kürzung des Güllebonus für Anlagen, die vor 2009 in Betrieb genommen wurden, verletzt den Vertrauensschutz der Investoren, weil es zahlreiche Betreiber gibt, die im Vertrauen auf die Regelung in die Güllenutzung investiert haben (z.B. Abdeckung von und zusätzliche Lagerbehälter). Die geplante Halbierung des Güllebonus führt bei vielen Anlagenbetreibern, die diesen Bonus generieren und Investitionen ihrer Anlagen getätigt haben, dazu, dass sich diese Investitionen nicht mehr amortisieren können. Die geplante Halbierung des Güllebonus für Anlagen, die vor dem 06. Juni 2008 Strom aus Biogas erzeugt haben, soll ersatzlos entfallen.

## **Forderung:**

- kein Eingriff in den Bestandsschutz: Streichung des § 66 Abs. 4

## **zu § 66 Abs. 5: Bestandsschutz hinsichtlich Maiseinsatz**

Die in § 27 Abs. 4 Nr. 1 neu eingeführte Beschränkung, dass Biogasanlagen maximal 60 % Mais einsetzen dürfen, gilt für Bestandsanlagen nicht. Soweit dieser § 27 Abs. 4 Nr. 1 beibehalten wird, obwohl dies der BBE für insgesamt schädlich hält (siehe oben), so ist diese Ausnahme für Bestandsanlagen unbedingt beizubehalten. Darüber hinaus sollte dies analog zu § 66 Abs. 7 nicht allein für Anlagen mit einer Inbetriebnahme vor 01.01.2012 gelten, sondern für alle Anlagen, die bis zu diesem Zeitpunkt emissionschutzrechtlich genehmigt wurden. Die vorgeschlagene Übergangsregelung ist nicht ausreichend, um alle Anlagen, die sich bereits in Planung bzw. Umsetzung befinden, hinsichtlich der geplanten Einsatzstoffe auf die neue Rechtslage umzustellen. Die Übergangsvorschrift ist wie die Regelung in § 66 Abs. 7 zu fassen.

## **Forderung:**

- In § 66 Abs. 5 wird der Satzteil „für Strom aus Biomasseanlagen die Biogas zur Stromerzeugung einsetzen,“ durch den folgenden Passus ersetzt: „Für Strom aus Anlagen, die Biogas zur Stromerzeugung einsetzen, nach dem Bundesemissionsschutzgesetz genehmigungsbedürftig sind, vor dem 01.01.2012 nach dem Bundesemissionsschutzgesetz genehmigt worden und vor dem 01.01.2013 in Betrieb genommen werden,“.

## **zu § 66 Abs. 7: Übergangsregelungen für Anlagen für feste Biomasse in Planung**

Die grundsätzlich begrüßenswerte Übergangsvorschrift im § 66 Abs. 7 ist von den Fristen her jedoch zu kurz bemessen. Im Gegensatz zu Biogasanlagen sind Anlagen, die Strom aus fester Biomasse erzeugen, mit einem deutlich höheren Planungs- und Investitionsaufwand verbunden. Darüber hinaus ist der Markt für solche Anlagen viel kleiner als der Markt für Biogasanlagen, die in Serie produziert werden. Erfahrungsgemäß liegen zwischen der Erteilung der BImSchG-Genehmigung und der Inbetriebnahme einer Anlage zwei bis drei Jahre. Hintergrund hierfür ist, dass die BImSchG-Genehmigung Voraussetzung dafür ist, dass die Investitionsmittel, die sich bei größeren Anlagen schnell im zweistelligen Millionenbereich bewegen können, eingeworben werden können. Die vorgesehenen Übergangsvorschriften sind daher zu verlängern. So sollte die Frist für die Genehmigung bis zum 30.06.2012 laufen und die Frist zur Inbetriebnahme bis zum 30.06.2014.

### **Forderung:**

- In § 66 Abs. 7 wird die Angabe „01.01.2012“ durch „30.06.2012“ und die Angabe 01.01.2013“ durch die Angabe „30.06.2014“ ersetzt.

## **zu § 66: Ergänzung um Abs. 11: Übergangsregelung für die Mischung von Einsatzstoffen**

Mit dem EEG 2012 bzw. den zeitgleichen Änderung der Biomasseverordnung wird das Ausschließlichkeitsprinzip des „alten“ NAWARO- Bonus aufgehoben werden. Das ist als eine zeitgemäße Entwicklung zu begrüßen, die aber auch den Betreibern von Altanlagen zugute kommen muss, weil diese auf den gleichen Märkten mit den Betreibern der neuen Anlagen um die Einsatzstoffe konkurrieren. Daher ist in den § 66 eine gesetzestechnisch bzw. rechtssystematisch angepasste Regelung aufgenommen aufzunehmen, die es den Betreibern von Altanlagen ermöglicht, Strom aus Einsatzstoffe nach den neuen Einsatzstoffvergütungsklassen auch anteilig zu nutzen und entsprechend höher vergütet zu bekommen.

### **Forderung:**

- § 66 ist um folgenden Absatz 11 zu ergänzen:  
(11) Für Strom aus Anlagen, die Strom aus fester Biomasse erzeugen und die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, besteht ergänzend zu Nummer I.1 Buchstabe a der Anlage 2 zu dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung ab dem 1. Januar 2012 der Anspruch auf den Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen auch dann, wenn der Strom ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen oder in einer Kombination mit Einsatzstoffen der Anlagen 1 bis 3 zur Biomasseverordnung erzeugt wird. Nummer I.3 der Anlage 2 zu dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung gilt entsprechend.

## **zu Artikel 12: Änderung der Stromnetzentgeltverordnung**

Etliche Netzbetreiber sind dazu übergegangen, auch für nicht-physikalische Entnahmen Netzentgelte zu erheben. Beispielsweise dann, wenn EEG-Strom nicht physikalisch sondern nur kaufmännisch-bilanziell an den Netzbetreiber verkauft wird (§ 8 Abs. 2 EEG). In einem solchen Fall werden weder der EEG-Strom, noch der als Ersatz für den verkauften EEG-Strom bezogene so genannte EEG-Ersatzstrom durch das Netz des Netzbetreibers geleitet. Das Netz des Netzbetreibers wird dadurch insgesamt weniger in Anspruch genommen.

Obwohl die Regelungen der StromNEV stets auf Entnahmen abstellen und hierunter nur die tatsächlichen Entnahmen zu verstehen sind, erheben Netzbetreiber auch für lediglich „kaufmännisch-bilanzielle Entnahmen“ die vollen Netzentgelte, da diese der tatsächlichen physikalischen Entnahme gleichzustellen sei. Einige Gerichte folgen dieser Ansicht (OLG Düsseldorf).

Hierdurch wird das gesetzgeberische Ziel, wie es in der Begründung zu § 17 StromNEV (Bundsrats-Drucksache 245/05, Seite 39), ausgeführt wird,

*„Mittel- bis langfristig kann die dezentrale Einspeisung tendenziell zu einer Reduzierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen in den vorgelagerten Netzebenen und somit zu geringeren Gesamtnetzkosten führen.“*

unterlaufen, denn es besteht bei Fortführung dieser Praxis kein Anreiz, dezentrale Netze zu errichten. Um dieses Ziel, das für die Umsetzung des Energiekonzeptes der Bundesregierung von entscheidender Bedeutung ist nicht zu gefährden, ist die Klarstellung geboten.

Insgesamt ist die kaufmännisch-bilanzielle Einspeisung ein stark förderwürdiges Ziel, da hierdurch Stromverluste durch Transport über lange Leistungswege vermieden wird.

Daher sollte in den Gesetzentwurf im Artikel 12 eine Klarstellung aufgenommen werden.

## **Forderung:**

- In § 17 Absatz 2 in Satz 2 Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005, zuletzt geändert durch Artikel 6 der Verordnung vom 3. September 2010, BGBl I S. 1261, wird vor dem Wort „Entnahme“ das Wort „physikalischen“ eingefügt.

Bonn, den 23. Mai 2011

Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE)  
Godesberger Allee 142-148  
53175 Bonn

Tel.: +49 (0) 228 8 10 02 - 22  
Fax: +49 (0) 228 8 10 02 - 58  
Internet: [www.bioenergie.de](http://www.bioenergie.de)

**Positionspapier des  
Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE)  
zur Novellierung  
des Erneuerbare Energien Gesetzes 2012**

**EEG 2012 - Den Wandel einleiten:  
Die neue Rolle der Bioenergie  
in der Stromversorgung**

**Bonn, 11.05.2011**

Positionspapier des Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE)

## EEG 2012 - Den Wandel einleiten: Die neue Rolle der Bioenergie in der Stromversorgung

### 1. Leitlinien für die Novellierung des EEG 2012

Das EEG ist ein Erfolg. Es hat seit seinem Bestehen Rahmenbedingungen geschaffen, unter denen eine Vielzahl von Unternehmen und Bürgern in Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien investiert haben. Hierdurch wurde ein dynamischer und volkswirtschaftlich effizienter Marktausbau erreicht. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch beträgt inzwischen 17 %. Die Struktur der Akteure im Bereich der Stromerzeugung ist im Zuge dieser Entwicklung vielfältiger geworden.

Die Erneuerbaren Energien haben das Nischendasein verlassen und sich auf den Weg gemacht, eine tragende Rolle im Strommarkt zu übernehmen. Es ist breiter politischer Konsens, dass diese neue Rolle der Erneuerbaren im Zuge der Überarbeitung des Energiekonzepts und der Beschleunigung des Atomausstiegs forciert werden soll. Aus diesen Entwicklungen ergeben sich neue Herausforderungen, insbesondere in den Bereichen Systemtechnik und Strommärkte, die sich in der Weiterentwicklung des gesetzlichen Rahmens widerspiegeln müssen. Dies betrifft neben dem EEG insbesondere das EnWG.

Die Bioenergie steuert ein Drittel zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei. Sie ist insgesamt die wichtigste und im Strombereich nach der Windenergie die mit Abstand bedeutendste regenerative Energieform. Durch ihre Fähigkeit zur bedarfsgerechten Stromerzeugung wird ihr Stellenwert in Zukunft zunehmen. Dieser wird in ihrem Beitrag zu einer stabilen und zuverlässigen Stromversorgung und weniger im mengenmäßigen Anteil an der Stromerzeugung liegen. Die Novellierung des EEG muss diesen Wandel einleiten. Dabei ist es von großer Bedeutung, die Vielzahl von Akteuren, die im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse tätig ist, auf diesem Weg mitzunehmen.

Mit diesem Positionspapier will der BBE aufzeigen, wie das EEG aus der Sicht der Bioenergiebranche weiterentwickelt werden sollte, damit die Bioenergie ihre neue Rolle wahrnehmen kann. Daneben werden Vorschläge gemacht, wie Probleme und Fehlentwicklungen, die sich aus dem bisherigen Gesetzestext ergeben haben, beseitigt werden können.

#### Grundpfeiler des EEG erhalten

Die Grundpfeiler des EEG sind der Einspeisevorrang und die garantierten Einspeisevergütungen über 20 Jahre. Durch diese werden sichere Rahmenbedingungen geschaffen, die Investitionen ohne hohe Risikoaufschläge erlauben. Sie haben sich bewährt und sind wesentlich für den Erfolg des EEG. An diesen Grundprinzipien darf nicht gerüttelt werden.

Ebenso wichtig ist das große Vertrauen, das das EEG bei Investoren genießt. Nur wenn dieses erhalten bleibt, können die immensen Investitionen, die für den Umbau unseres Energieversorgungssystems notwendig sind, mobilisiert werden. Das bedeutet, dass der Bestandsschutz nicht in Frage gestellt werden darf. Bestehende Anlagen dürfen nicht schlechter gestellt werden; das gilt ebenso im Vergleich zu ihrem bisherigen Status wie auch im Vergleich zu Neuanlagen. Bestandsanlagen müssen beispielsweise in der Lage sein, mindestens die gleichen Preise für Einsatzstoffe zu bezahlen, wie neue Anlagen.

Zum Vertrauensschutz gehört auch die Einhaltung des Zeitplans für die EEG-Novellierung. Die Bauzeit von Bioenergieanlagen beträgt zwischen sechs und 12 Monaten. Mit Beginn des Anlagenbaus kann jedoch die Auslegung nicht mehr angepasst werden. Ein Bauherr benötigt zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe also über Sicherheit, wie die künftige Vergütungssituation sein wird. Die Novellierung des EEG, insbesondere infolge der öffentlichen Ankündigung des Bundesumweltministeriums vom 2.2.2011, dass sich Betreiber von Biomasse- und Biogasanlagen auf eine Kürzung der Vergütung einstellen müssen, hat daher zur Folge, dass bis zum Abschluss des parlamentarischen Verfahrens keine Neuaufträge mehr vergeben werden. Viele Hersteller werden durch diese lange Durststrecke in ihrer Existenz bedroht. Am geplanten Inkrafttreten des novellierten EEG zum 1.1.2012 darf daher nicht gerüttelt werden. Bei einer späteren Verabschiedung wären zahlreiche Arbeitsplätze in Deutschland gefährdet.

## **Bedarfsgerechte Stromerzeugung: die neue Rolle der Bioenergie**

Bioenergie ist speicherbar. Strom und Wärme aus Bioenergieanlagen kann verlässlich und bedarfsgerecht bereitgestellt werden. Es wird daher mittel- und langfristig eine der herausragenden Aufgaben der Bioenergie sein, einen Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung von Wind und Sonne zu leisten und Dienstleistungen für die Stabilität der Stromnetze bereitzustellen. Dieser Herausforderung stellt sich die Bioenergiebranche. Sie begreift sie als Chance.

Die System- und Marktintegration der erneuerbaren Energien hat zwei Dimensionen: Einerseits sollen EEG-Anlagen angereizt werden, in die **Direktvermarktung** und damit in (normale) Bilanzkreise zu wechseln und sich damit in das Planungssystem für Bedarf und Erzeugung zu integrieren. Andererseits ist es auch notwendig, dass erneuerbare Energieanlagen Dienstleistungen für die Systemstabilität übernehmen und insbesondere **Regelenergie** anbieten. Dadurch kann der Sockel an konventionellen Kraftwerken, die aus Gründen der Systemstabilität am Netz bleiben müssen, verkleinert werden. Die Integration der Anlagen in den Strommarkt wird jedoch nicht ausreichen, eine Fahrweise der Bioenergieanlagen anzureizen, die die fluktuierende Erzeugung von Wind und Sonne ausgleicht. Da die Vergütungssätze im EEG bisher auf der Kostenbasis eines ganzjährigen Volllastbetriebs berechnet wurden, können sich die Anlagenbetreiber die zusätzlichen Ausrüstungen, die sie zu einer lastabhängigen Fahrweise befähigen, derzeit nicht leisten. Dies muss durch eine **Kapazitätsprämie**, die Investitionen in solche Ausrüstungen fördert, ausgeglichen werden.

Das **Grünstromprivileg** hat sich zur Marktintegration von EEG-Anlagen bewährt und wird von den Marktteilnehmern angenommen. Als Vertriebsinstrument erfordert es, Grünstrom an Endkunden zu liefern. Prognose, Planung und Ausgleich von Bedarf und Erzeugung sind damit wesentliche

Merkmale dieses Instruments. Es stellt eine Verbindung zwischen Kunden und EEG-Anlagen her und erlaubt beispielsweise die Strombelieferung aus benachbarten EE-Anlagen. Dies kann wesentlich Steigerung der Akzeptanz von Anlagen beitragen. Durch das Grünstromprivileg wird die Deckungslücke auf dem EEG-Konto der Übertragungsnetzbetreiber verkleinert. Durch die parallele Verkleinerung der Letztverbraucher-Strommenge erhöht es jedoch die EEG-Umlage geringfügig (2011 real um weniger als 0,1 ct/kWh). Das Modell ist ideal für den Markteinstieg kleiner Akteure ohne eigene Handelsabteilung und ist daher für die Bioenergiebranche besonders geeignet. Es wird von Bioenergieanlagenbetreibern genutzt (657 MW von 2.665 MW Direktvermarktung im Mai 2011), allerdings ist es für einen Großteil der Bioenergieanlagen derzeit nicht zugänglich. Daher muss das Instrument so weiterentwickelt werden, dass es auch für Anlagen, die Boni nutzen, zugänglich wird, ohne dass dies einen wesentlichen Effekt auf die EEG-Umlage hat.

Das als Alternative diskutierte Modell „**gleitende Marktprämie**“ bevorzugt hingegen systematisch große Portfolien. Es erfordert keinen Ausgleich von Bedarf und Erzeugung, sondern stellt ausschließlich auf die Handloptimierung am Spotmarkt ab. Darüber hinaus ist es durch die ex-post-Berechnung aufwändig in der Abwicklung und risikoreich für die Vermarkter. Der BBE lehnt die gleitende Marktprämie daher ab. Ob sie im Falle einer Einführung im Markt und insbesondere bei Betreibern von Bioenergieanlagen Akzeptanz finden würde, hängt wesentlich von der Bemessung der sogenannten Managementprämie, die zusätzlich zur gleitenden Marktprämie gezahlt werden soll, ab. Grundsätzlich verringert das Modell im Gegensatz zum Grünstromprivileg die Deckungslücke auf dem EEG-Konto nicht, so dass eine großzügige Bemessung der Managementprämie die Deckungslücke vergrößert und die EEG-Umlage erhöht. Eine weitere Voraussetzung für die Schaffung von Akzeptanz für dieses Modell bei kleinen, auf Grünstromprodukte ausgerichteten Stromvertrieben wäre, dass die Grünstromeigenschaft bei der Vermarktung von EEG-Strom erhalten bleibt. Dies wird jedoch nur schwierig mit dem Konzept, den Strom über die Strombörse zu vermarkten, in Einklang zu bringen sein.

## Probleme und Fehlentwicklungen korrigieren

Die größten Fehlentwicklungen im Bioenergiebereich sind eindeutig die **Flächenkonkurrenz und die Pachtpreisproblematik**, die in einigen wenigen Veredelungsregionen durch die Quersubventionierung des Nawaro-Anbaus durch den Güllebonus entstanden sind. Nachdem es im EEG 2004 einen großen Anreiz gab, Biogasanlagen für den Einsatz von Energiepflanzen ohne Gülle zu errichten, war es ein wesentliches Ziel des EEG 2009, den Einsatz von Gülle in Biogasanlagen zu steigern, weil durch die Vergärung von Gülle erheblich Treibhausgasemissionen eingespart werden. Dies war der Grund für die Einführung des sog. Güllebonus, der auch zu einer deutlichen Ausweitung des Gülleeinsatzes in Biogasanlagen geführt hat. Die Gewährung des Güllebonus auf den gesamten erzeugten Strom und seine Kopplung an den Nawaro-Bonus haben Anlagenbetreiber dazu angereizt, aus wirtschaftlichen Gründen den Substrateinsatz auf die notwendigen 30 % Gülle zu optimieren und im übrigen Energiepflanzen, in der Regel also Maissilage, einzusetzen. Dies hat dazu geführt, dass in einigen wenigen Regionen, die sehr vieh- und damit sehr güllereich sind, erheblicher Bedarf an zusätzlichem Anbau von Energiepflanzen entstanden ist. Die Folgen sind härterer Wettbewerb um die Anbauflächen und steigende Pachtpreise sowie eine Zunahme des Maisanteils am Anbau in diesen Regionen. Hierdurch wurde die Akzeptanz des Maisanbaus insgesamt beschädigt. Dieses Phänomen tritt in Ackerbauregionen, in denen wenig Gülle vorhanden

ist, nicht auf. Dort trägt der Anbau von Mais oftmals zur Auflockerung der Fruchtfolge bei und ist aus fachlicher Sicht daher eher zu begrüßen.

Diese Probleme, die durch die Entkopplung von Gülle- und Nawaro-Bonus leicht gelöst werden können, dürfen nicht dazu führen, den Einsatz von Energiepflanzen in Biogasanlagen in Frage zu stellen. Die Branche erwartet daher im Zuge der Novellierung des EEG ein **klares Bekenntnis zum Anbau und Einsatz von Energiepflanzen**. Neben der Entkopplung der Boni sollte künftig auch stärker über die Durchsetzung des geltenden Fachrecht dafür gesorgt werden, dass es nicht zu einer unzulässigen Verengung von Fruchtfolgen kommt. Dieses Phänomen ist kein energiepflanzen-spezifisches Problem. Mais-Monokulturen entsprechen nicht der guten, fachlichen Praxis. Eine Überfrachtung des EEG mit Fachrecht oder gar eine Beschränkung des Maiseinsatzes an Biogasanlagen wird dem Problem dagegen nicht gerecht. Mais ist derzeit die Energiepflanze mit der höchsten Effizienz, sowohl hinsichtlich Energieertrag je Fläche wie auch hinsichtlich Kosten. Eine pauschale Begrenzung des Maiseinsatzes würde daher zu einer unnötigen Ausweitung der erforderlichen Anbaufläche und Steigerung der Kosten führen.

Sofern die Politik einen stärkeren Einsatz von alternativen Energiepflanzen, deren Anbau mit einem besonderen Umweltnutzen verbunden sind, wünscht, steht die Bioenergiebranche diesem Anliegen offen gegenüber. Die damit verbundenen Kosten können jedoch nicht den Betreibern von Bioenergieanlagen aufgebürdet werden. Möglich wäre dagegen die Förderung des **freiwilligen Einsatzes von Energiepflanzen mit besonderem Umweltnutzen** durch einen höheren Bonus.

Der Wechsel zwischen Perioden der Marktüberhitzung und Perioden des Markteinbruchs stellt für die Hersteller im Bereich Biogas eine große Belastung dar. Zu dieser Entwicklung trägt die Praxis der EEG-Novellierung neben den schwankenden Agrarpreisen in erheblichem Maße bei. Es ist aus Sicht der Branche daher von großer Bedeutung, den **Novellierungszyklus** wieder auf vier Jahre zu verlängern. Außerdem muss bei der Novellierung des Gesetzes die **Kontinuität erhalten** bleiben. Es macht beispielsweise keinen Sinn bei einer Novellierung einen starken Akzent auf die Förderung sehr kleiner Biogasanlagen zu legen und bei der nächsten Novelle das Gewicht vollkommen auf große Anlagen zu verschieben.

Die Situation im Bereich feste Biomasse ist durch eine mangelnde Verfügbarkeit von Brennstoff, insbesondere im Bereich Altholz gekennzeichnet. Es sollten daher keinen neuen Anlagen zu Verwertung von Altholz der Kategorien A II - A IV mehr gefördert werden. Den bestehenden Anlagen sollte die **Flexibilisierung des Brennstoffeinsatzes** ermöglicht werden. Daneben sind außerhalb des EEG Maßnahmen zu ergreifen, um den Anbau von Holz in Kurzumtriebsplantagen in den Markt einzuführen.

## 2. Anpassungsvorschläge im Detail

### Bedarfsgerechte Stromerzeugung

#### Allgemein

- Bereitstellung von positiver und negativer Regelenergie parallel zur EEG-Vergütung zulassen (§ 17 und § 56)
  - Beitrag von Bioenergieanlagen zur Systemstabilität und Ersatz konventioneller „Must-run-Kraftwerke“ ermöglichen
- Klarstellung, dass bei Teilmengenvermarktung nur die nach EEG vergütete Strommenge zur Berechnung der Leistung für die Zuordnung zu den Vergütungsstufen berücksichtigt wird (§ 18 Abs. 2)

#### Kapazitätsprämie (ehem. Kombikraftwerks-/Stetigkeitsbonus)

- Finanzierung von technischer Ausrüstung für Lastgangbetrieb (Wärmespeicher, Gasspeicher ggf. zusätzliche Stromerzeuger; Technologiekomponente des Kombi-KW-Bonus)
- Gewährung während Direktvermarktung (sowohl in Verbindung mit Grünstromprivileg wie auch mit gleitender Marktprämie) und EEG-Vergütung (z.B. durch zeitlich variable Einspeisevergütung)
- Einbeziehung neuer und bestehender sowie aller Arten von Bioenergieanlagen

#### Weiterentwicklung des Grünstromprivilegs (§ 37 Abs. 2)

- Begrenzung auf 3 ct/kWh (statt 2 ct/kWh wie im EAG EE beschlossen)
- Einführung von Qualitätsanforderungen an die Strommenge, die nicht EEG-fähig ist: Strom aus Erneuerbaren Energien oder KWK gem. EU-Richtlinien
- Gewährung der Boni für Bioenergieanlagen auch während der Direktvermarktung nach dem Grünstromprivileg

#### Begründung:

- Eine Begrenzung des Grünstromprivilegs auf 2 ct/kWh ist zu niedrig, weil zu viele Anlagen aus der Direktvermarktung herausfallen würden.
- Boni werden für zusätzliche Qualitätseigenschaften bzw. Technologieaspekte, die über die Qualität „Grünstrom“ hinausgehen, gewährt. Sie können vergleichbar dem KWK-Zuschlag gem. KWK-Gesetz auch während der Direktvermarktung vergütet werden.
- Ein wesentlicher Effekt auf die EEG-Umlage resultiert daraus nicht, weil durch die Deckelung auf 3 ct/kWh die Grundvergütung der Anlagen im Bereich der Wirtschaftlichkeitsgrenze des Grünstromprivilegs liegt. Damit gibt es keine Mitnahmeeffekte.
- Durch die vorgeschlagenen Regelungen könnten die meisten Bioenergieanlagen (insbesondere die Nawaro-Biogasanlagen) das Grünstromprivileg nutzen.

- Das eingeführte und vom Markt angenommene Instrument wird nicht zerstört und Anlagenbetreiber und Stromversorger können weiterhin Geschäftsmodelle für die Versorgung von Letztverbrauchern mit Strom aus heimischen EEG-Anlagen umsetzen.
- Dies trägt wesentlich zur Akzeptanz von Bioenergieanlagen, insbesondere im Rahmen regionaler Geschäftsmodelle bei.

## Grundvergütung (§ 27)

- Größenstaffelung in Grundvergütung ist sinnvoll, angemessen und soll erhalten bleiben.
  - Eine Abschaffung würde entweder zu Mitnahmeeffekten bei großen oder zu nicht auskömmlichen Vergütungen bei kleinen Anlagen führen.
- Da Ausschließlichkeitsprinzip hinsichtlich des Einsatzes Erneuerbarer Energien (§ 16 Abs. 1) soll erhalten bleiben
  - keine Förderung der Mitverbrennung von Biomasse/Biogas in konventionellen Kraftwerken
  - Mitverbrennung würde Flächenkonkurrenz und Probleme mit Brennstoffverfügbarkeit bei bestehenden Anlagen verschärfen
  - Förderung der Mitverbrennung birgt hohes Risiko von Mitnahmeeffekten: Förderung müsste in kurzen Abständen an Strom- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise angepasst werden
- Vergütungsstufe 150 kW passt nicht zu kleinen Hofanlagen (Voraussetzung ist politischer Wille, die hofnahe Verwertung von Gülle in Biogasanlagen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen zu forcieren)
  - Ersatz der Vergütungsstufe 150 kW/11,43 ct/kWh durch 50 kW/16,5 ct/kWh
  - bei Vor-Ort-Verstromung nur in Verbindung mit überwiegendem Gülleeinsatz oder
  - bei Biomethanverstromung kann durch die geänderte Vergütungsstufe der Einsatz von Mini-KWK-Anlagen in großen Wohngebäuden gefördert werden
- Einführung einer Eigenverbrauchsregelung
  - nach dem Vorbild der Regelung bei Fotovoltaik (§ 33 Abs. 3)

## NaWaRo-, Gülle-, Landschaftspflege-Bonus

- Trennung von Nawaro- und Güllebonus
- Nawaro-Bonus ist angemessen
  - 7 ct/kWh entspricht 31 €/t Maissilage frei Fermenter
- Güllebonus nur für den Stromanteil, der auf Gülleeinsatz entfällt
  - Bestimmung über Standardgaserträge
  - nur für flüssige Wirtschaftsdünger (Nawaro-Bonus für Festmist/HTK)
  - Absenkung ab 50 kW
  - Gewährung auch für Biomethan

- Aufhebung der Restriktionen beim Biomethaneinsatz in größeren BHKW, jedoch keine generelle Aufgabe der Größendegression beim Nawaro-Bonus
- Landschaftspflegebonus: Positivliste mit Standardgaserträgen einführen
- Ausschließlichkeitsprinzip beim Nawaro-Bonus für feste Biomasse lockern
  - Ziel: Verbreiterung der Brennstoffbasis
  - gemeinsamen Einsatz von Wald-, Landschaftspflege-, KUP-, Industrierest- und Altholz zulassen
  - Zahlung anteilig für eingesetzten Brennstoff
  - Nachweis Mengen/Heizwerte über Einsatzstofftagebuch
  - für Bestands- und Neuanlagen
- Aufnahme von Rinde unabhängig von deren Herkunft in die Positivliste zum Nawaro-Bonus
  - Klarstellung im Sinne des Votums der Clearingstelle
- Aufhebung der 150 kW-Grenze beim Nawaro-Bonus für flüssige Biomasse
  - Grenze wurde aus Sorge um nachhaltige Bereitstellung flüssiger Bioenergieträger eingeführt
  - Problem besteht nicht mehr, da die Nachhaltigkeitsverordnung Biostrom ist in Kraft getreten ist und praktiziert wird

## **KWK-Bonus**

- KWK-Bonus erhalten
  - KWK-Bonus ist erfolgreich und praktikabel
  - keine Aufgabe zugunsten einer Wärmenutzungspflicht in Verbindung mit teilweiser Einbeziehung in die Grundvergütung
  - dies würde Projekte mit geringer (Mindest-) Wärmenutzung bevorzugen und Anlagen mit vollständiger Wärmenutzung benachteiligen
  - zusätzlich: unkalkulierbares Risiko, dass Wärmenutzung ohne Einflussmöglichkeit des Anlagenbetreibers nach Inbetriebnahme wegbricht
- Trocknung von Biomasse in die KWK-Positivliste aufnehmen
  - nicht nur Holzpellets, sondern alle Biomassebrennstoffe und Holz zur Weiterverarbeitung
  - Voraussetzung: Einhaltung von Effizienzkriterien
  - wissenschaftliche Studie (Ifeu) belegt ökologische Vorteilhaftigkeit der Holztrocknung
- Korrektur der Verbrauchsobergrenzen für Stallbeheizung (Anl. 3 Nr. III.5)
  - Werte sind zu niedrig angesetzt
  - Korrektur auf auf KTBL-Empfehlungswerte
- Einführung von Effizienzkriterien für die Gärresttrocknung (Anl. 3 Nr. III.7)
  - Missbrauch verhindern

- Effizienzkriterium für Nahwärmenetze lockern (Anl. 3 Nr. III.2)
  - Kriterium ist für viele Bioenergiedörfer problematisch
  - Wärmenetze mit Verlusten > 25 % sollten nicht komplett ausgeschlossen werden, sondern
  - Netzverluste von mehr als 25 % sollten nicht als Wärmeneutzung anerkannt werden (d.h. keine Gewährung des KWK-Bonus für über 25 % hinausgehende Netzverluste)

## Sonstiges

- Klärung und eindeutige Formulierung des Anlagenbegriffs (§ 3 Nr. 1 i.V.m. § 19)
  - Durch die Nichtanwendung einer Empfehlung der Clearingstelle durch die Netzbetreiber, entsteht eine inakzeptable Rechtsunsicherheit.
- Einspeisemanagement
  - Ausnahme von Technologien, die sich im F&E-Stadium oder in der Markteinführung befinden (für diese reicht § 13 Abs. 2 EnWG aus)
  - Denkanstoß: Einführung eines Ausschreibungssystems für das Einspeisemanagement (vergleichbar zum Regelenergiemarkt)
- keine Überfrachtung des EEG mit Fachrecht

Bonn, den 11. Mai 2011

Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE)

Godesberger Allee 142-148  
53175 Bonn  
Tel.: +49 (0) 228 8 10 02 - 22  
Fax: +49 (0) 228 8 10 02 - 58  
Internet: [www.bioenergie.de](http://www.bioenergie.de)

# Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE)

www.bioenergie.de



## Den Wandel einleiten: Die neue Rolle der Bioenergie in der Stromversorgung

Bewertung des Referentenentwurfs v. 30.5.11 für das EEG 2012

## Inhalt

- Fazit
- Regelungen zur Markt- und Systemintegration
  - Fakten zur Direktvermarktung im derzeitigen EEG
  - Grünstromprivileg
  - Marktprämie
  - Flexibilitätsprämie
  - allgemeine Regelungen zur Direktvermarktung
- Weitere wichtige Forderungen
  - Wärmenutzung / KWK-Bonus
  - Holz/feste Biomasse
  - Biogas
  - Pflanzenöl und Sonstiges

## Fazit: Entwicklung der Bioenergie kommt zum Stillstand

- Absicht, der Bioenergie den Einstieg in die neue Rolle im Bereich der bedarfsgerechten Stromerzeugung zu ermöglichen, wird begrüßt
  - Umsetzung der Marktintegration ist jedoch nicht geeignet
    - **Marktprämie** ist auf große Akteure zugeschnitten, verursacht sinnlose Mehrkosten bei der Windenergie und ist **für Biomasseanlagen nicht attraktiv**
    - **Grünstromprivileg wird faktisch abgeschafft** (monatliche Anteile nicht machbar, Risiko der Abschaffung der Herkunftsnachweise, Anteil an fluktuierenden zu hoch, Begrenzung auf 2 ct/kWh zu niedrig, vermiedene Netzentgelte gestrichen)
    - Flexibilitätsprämie ist zu restriktiv (keine Bestandsanlagen, nur Biogas)
    - derzeit **erfolgreiche Direktvermarktung von 15 % des Stroms aus Bioenergieanlagen wird eingestellt werden!**
  - Bedingungen für Bioenergie verschlechtern sich dramatisch
    - Mindestwärmenutzung gefährdet Finanzierbarkeit
    - drastische Vergütungsabsenkung für Waldrestholz + Stopp für Pflanzenöl-BHKW
    - 50 % Mais-Deckel (Masseprozent)
- **Ausbau der Bioenergie wird zu Stillstand kommen**
- **Einstieg in die neue Rolle der Bioenergie im Strommarkt wird verfehlt**

## Tatsachen: Praxis und Auswirkungen der Direktvermarktung

- Seit 2011 werden erstmals relevante Strommengen direkt vermarktet
  - Juni 2011: 2.885 MW, davon
    - **712 MW Biomasse** und
    - 1.323 MW Wind onshore
  - Hochrechnung\* für 2011
    - 9,3 TWh in 2011 = 8,4 % der EEG-Strommenge, davon
      - **4,0 TWh Biomasse = 15 % des Biomassestroms = 44 % der DV-Menge** und
      - 2,2 TWh Wind = 4 % des Windstroms = 24 % der DV-Menge
- ➔ Durch das Grünstromprivileg werden **fluktuierende und planbare** Erneuerbare Energien **gemeinsam in den Markt integriert!**
- Umlagenerhöhung: 0,085 ct/kWh\* (= 345 Mio. €/a)
  - aber auch: **volkswirtschaftlicher Nutzen** gem. Erfahrungsbericht (S. 15/16): volkswirtschaftlicher Nutzen (425 - 670 Mio. €) der Marktprämie (Anm.: und des Grünstromprivilegs) resultiert **aus** veränderter Einspeisung v. **Bioenergieanlagen**
- Aber: Direktvermarktung von Strom aus Nawaro-Biogas- und Biomethan-anlagen ist derzeit nicht rentabel

## Grünstromprivileg: „Weiterentwicklung“ kommt Abschaffung gleich

- **Einhaltung der Anteile** an Strom aus EEG-Anlagen und Strom aus fluktuierenden EEG-Anlagen gem. § 39 Abs. 1 Nr. 1 ist **auf Monatsbasis nicht umsetzbar**
    - unvorhersehbare Leistungseinbrüche (technische Störungen, Windflauten) können nicht ausgeglichen werden, weil alternative Anlagen mit einem Monat Vorlauf angemeldet werden müssen
  - geplante **Aberkennung der Herkunftsnachweise** (§ 64d) macht Vertrieb von Grünstrom an Endverbraucher unmöglich
    - Prinzip des Grünstromprivilegs: Marktintegration des Stroms aus EEG-Anlagen durch die Vertrieb von grünem Strom an Endkunden, wird sinnlos, wenn der Strom nicht mehr als grüner Strom verkauft werden darf!
  - Anrechnung je Viertelstunde nur maximal in Höhe der Abgabe an Endkunden
  - **Wirtschaftliche Grundlage wird entzogen** durch Kombination von
    - Begrenzung der Umlagebefreiung auf 2 ct/kWh
    - 30 % der Strom aus fluktuierenden (= Wind + PV) Anlagen
    - Aberkennung der vermiedenen Netzentgelte
- Folge: Die derzeit in der Direktvermarktung befindlichen **Biomasseanlagen können nicht mehr direkt vermarktet werden!**

## Marktprämie verursacht sinnlose Mehrkosten

- kein Anreiz für Bioenergieanlagen in das Modell zu wechseln
    - **Managementprämie** 0,1 ct/kWh absinkend auf 0,025 ct/kWh **ist zu niedrig** bzw. Wertigkeit von 100 % ist zu hoch
    - keine Anlage läuft 24/7 konstant, auch für planbare Anlagen fällt Ausgleichsenergie an
  - **hohes Risiko** durch ex-post-Berechnung nur für großen Akteure beherrschbar
  - sinnlose **Erhöhung der EEG-Kosten** durch **systematische Mitnahmeeffekte für Windparks** mit (standortbedingten) guten Profilmfaktoren ohne Mehrwert für die Markt- und Systemintegration
    - ohne volkswirtschaftlichen Nutzen, da Biomasseanlagen Direktvermarktung einstellen werden!
  - **Eigenversorgungs- oder Contractingkonzepte** wie im KWKG sind **nicht möglich**
    - Definition der Direktvermarktung als Veräußerung an Dritte
    - Strom muss tatsächlich eingespeist und von einem Dritten abgenommen werden
    - Strom muss in speziellem Bilanzkreis bilanziert werden
- Der **BBE lehnt** das Modell der gleitenden **Marktprämie daher ab**

## Vorschläge für die sinnvolle Weiterentwicklung des Grünstromprivilegs

- Einhaltung der Anteile gem. § 39 Abs. 1 Nr. 1 auf **Jahresbasis**
- Mindestanteil von **15 %** an Strom **aus fluktuierenden EE**
- Verringerung der EEG-Umlage um **3 ct/kWh**
- **Vergütung der vermiedenen Netznutzungsentgelte** an den Einspeiser
- Einbeziehung von allen mittleren und größeren Bioenergieanlagen: Gewährung von
  - **Boni** (für Einsatzstoffe, KWK und Gasaufbereitung) und
  - **Flexibilitätsprämie**auch **während der Direktvermarktung** nach dem Grünstromprivileg
- Wichtig: Anforderungen an den restlichen Strom
  - KWK oder EE gem. EU-Richtlinien

## Flexibilitätsprämie wird begrüßt, ist aber zu restriktiv

- Anlagenbetreibern können in den **Aufbau zusätzlicher Kapazitäten**, die zum Lastgangbetrieb befähigen, investieren

### Aber: **Ausgestaltung zu restriktiv**

- Nutzung **auch während der EEG-Vergütung** mit tageszeitlich gestaffelter Vergütung (wie in der Verordnungsermächtigung nach § 64f Nr. 3 vorgesehen)
- Gewährung **für alle Bioenergieanlagen**,
  - neue Anlagen und **Bestandsanlagen**
  - Biogas und **andere Bioenergieanlagen**
    - bestehende **Altholzkraftwerke** (leiden derzeit unter Brennstoffmangel) könnten Volllaststunden zu reduzieren
    - bestehende **Pflanzenöl-BHKW** könnten reaktiviert werden

## Regelungen zur Direktvermarktung sind praxisfremd

- Lieferung von Einspeisung bis Entnahme über **exklusive Bilanzkreise** (§ 39 Abs. 2 Nr. 2) ist bei Direktvermarktung **nicht möglich**, da Zählpunkt des Kunden nur einem Bilanzkreis zugeordnet werden kann
  - Regelung entspricht der Verpflichtung 100 % EEG-fähigen Strom nach dem Grünstromprivileg zu liefern
- **ferngesteuerten Reduzierung** der Einspeiseleistung mit technischen Einrichtungen ist bei Anlagen, die aus einer ständig besetzten Leitwarte gefahren werden in der Regel **nicht möglich**.
  - gilt sowohl für Erstausrüstung wie auch für Nachrüstung
  - z.B. holzgefeuerte Dampfturbinenkraftwerke
  - diese Anlagen, besonders die heute in der Direktvermarktung befindlichen **Alt-holzkraftwerke**, werden durch §§ 6 Abs. 1 Nr.1 und 33c Abs. 2 Nr. 1 b) von der **Direktvermarktung ausgeschlossen**
- **Bestrafung der Anlagenbetreiber** (§§ 17, 33f) durch Verringerung des Vergütungsanspruchs über vier Monate
  - benachteiligt den Anlagenbetreiber unangemessen gegenüber dem Netzbetreiber (diese machen derzeit häufiger Fehler bei der Ummeldung)
  - **erhöht Risiko und Kosten** der Direktvermarktung erheblich.

## Wärmenutzung und KWK-Bonus

- KWK-Bonus hat sich bewährt
  - reizt Wärmenutzung an und belohnt denjenigen, der viel Wärme nutzt
  - Abschaffung bringt keine Vereinfachung
- Mindestwärmenutzungspflicht gefährdet Finanzierbarkeit von Anlagen
  - **Sicherstellung der Wärmenutzung** über fünf Jahre, ist ein **unkalkulierbares Risiko**
- Entwicklung neuer Wärmeversorgungsgebiete oder **Bioenergiedörfer nicht mehr möglich** (Wärmeabsatz entwickelt sich durch allmählichen Anschluss von Kunden)
- Große **Abhängigkeit** des Anlagenbetreibers **vom Wärmeabnehmer**
  - nicht nur KWK-Bonus, sondern gesamte EEG-Vergütung steht auf dem Spiel
  - faire Wärmepreise können auf dieser Basis nicht verhandelt werden
- **Alternativvorschlag zur Sicherstellung der Wärmenutzung**
  - KWK-Bonus auf KWK-Strom bleibt bestehen (Grundvergütung wird korrigiert)
  - **Auszahlung des KWK-Bonus** an die **Mindestwärmenutzung** (gem. § 27 Abs. 2) **koppeln**

## Holz und feste Biomasse

- **Absenkung der Vergütung für Waldrestholz** bis 500 kW von 6 auf 2,5 ct/kWh ist nicht begründet und **wird abgelehnt**.
  - Keine Argumente dafür im Erfahrungsbericht
  - Differenzierung nach Waldrestholz unter- und oberhalb der **Derbholzgrenze ist praxisfremd** und nicht umsetzbar
  - Zuordnung von Waldrestholz ohne Einschränkungen in die **Einsatzstoffvergütungsklasse I** und Vergütung mit 6 ct/kWh
- Zulassung der **Mischung verschiedener Biomassequalitäten** in einer Anlage wird begrüßt, **muss jedoch auch für bestehende Anlagen ermöglicht werden**, da Bestandsanlagen bei der Brennstoffbeschaffung sonst benachteiligt werden
- ORC-Anlagen (mit fester Biomasse befeuert) und Holzvergaser benötigen weiterhin eine erhöhte Vergütung
  - Abb. 3-9 des Erfahrungsberichts: derzeit sind nur kleine Holz-HKW (mit ORC) wirtschaftlich
  - wird auch die Erfahrungen in 2010 bestätigt
  - Einstellung der vielversprechenden Technologieentwicklung bei der Holzvergasung kann nicht gewollt sein

## Biogas und Biomethan

- **Begrenzung von Mais/Getreidekorn auf 50 %** (Masse) ist nicht sachgerecht und **wird abgelehnt**,
  - Probleme sind auf wenige viehreiche Regionen beschränkt
  - Durchsetzung der guten fachlichen Praxis im Fachrecht sowie Verschärfung der Regelungen dort, falls notwendig
- **verpflichtende Direktvermarktung** für Biogasanlagen > 500 kW ab 2014 **wird abgelehnt**
  - macht kleine Anlagenbetreiber abhängig von großen Vermarktungspartnern
  - wird Anlagenfinanzierung erschweren und verteuern
- **nachträgliche Kürzung** des Güllebonus für Anlagen, die vor 2009 in Betrieb genommen wurden, **verletzt den Vertrauensschutz** der Investoren
  - zahlreiche Betreiber haben im Vertrauen auf die Regelung in die Güllenutzung investiert (z.B. Abdeckung von und zusätzliche Lagerbehälter)
  - Vertrauensschutz der Investoren ist ein hohes Gut und muss gewahrt werden
- **Tierische Nebenprodukte** müssen in spezialisierten Anlagen (hoher hygienischer Standard) verwertet und dürfen **nicht mit Nawaro** (Einsatzstoffklassen I + II) **vermischt werden**

## Pflanzenöl und Sonstiges

- **Pflanzenöl-BHKW weiterhin zulassen**

- Flüssige Biomasse ist einziger Bereich im EEG mit Nachhaltigkeitsregelungen
- Streichung der EEG-Vergütung ist daher nicht nachzuvollziehen
- Pflanzenöl-BHKW können wichtigen Beitrag zur bedarfsgerechten Stromerzeugung leisten
- Begrenzung auf 150 kW im EEG 2009 sollte ebenfalls entfallen

- **Anlagenbegriff**

- Nichtanwendung einer Empfehlung der Clearingstelle durch die Netzbetreiber, verursacht inakzeptable Rechtsunsicherheit
- **Klarstellung und eindeutige Formulierung des Anlagenbegriffs** (§ 3 Nr. 1 i.V.m. § 19) im Zuge der EEG-Novelle ist daher notwendig

## Kontakt

### **Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE)**

#### **Büro Berlin:**

Claire-Waldoff-Straße 7, 10117 Berlin

Tel.: +49 (0) 30 31904 224

E-Mail: [wiehler@bioenergie.de](mailto:wiehler@bioenergie.de)

#### **Geschäftsstelle:**

Godesberger Allee 142-148, 3175 Bonn

Tel.: +49.(0) 228 81002 22

Fax: +49.(0) 228 81002 58

E-Mail: [info@bioenergie.de](mailto:info@bioenergie.de)

Internet: [www.bioenergie.de](http://www.bioenergie.de)