

## **Stellungnahme des BBE und des HEF zur Novellierung des Erneuerbare Energien Gesetzes EEG**

### **– Feste Biomasse –**

Kontakt:

Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE)

Godesberger Allee 142-148

53175 Bonn

Tel.: 0228.81 002-23

Email: [info@bioenergie.de](mailto:info@bioenergie.de)

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

Holzenergie Fachverband Baden-Württemberg e.V. (HEF)

Smaragdweg 6,

70174 Stuttgart

Tel: (07 11) 22 55 80 -0

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

Internet: [www.holzenergie-bw.de](http://www.holzenergie-bw.de)

# Inhalt

I.	Präambel .....	3
II.	Zusammenfassung .....	5
III.	Empfehlungen zur Bioenergie allgemein.....	7
	3.1 Beibehaltung der Befreiung des Eigenstromverbrauchs von Bioenergieanlagen von der EEG-Umlage .....	7
	3.2 Einführung einer Informationspflicht der Netzbetreiber bei längerfristig geplanten Netzarbeiten .....	8
IV.	Empfehlungen für das Marktsegment Biomasse(heiz)kraftwerke .....	10
	Hintergrund .....	10
	4.1 Ausweitung des Anwendungsbereiches der Flexibilitätsprämie auf alle Biomassearten, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie auf alle Bestandsanlagen zur Erschließung der Potentiale steuerbarer erneuerbarer Energieträger für eine bedarfsgerechte Stromeinspeisung.....	13
	4.2 Sicherstellung einer quotalen Vergütung des Bonus für nachwachsende Rohstoffe für Biomasseanlagen, welche im Geltungsbereich des EEG 2009 in Betrieb genommen wurden .....	16
	4.3 Das Ausschließlichkeitsprinzip im Anlagenbestand aufheben und den Brennstoffeinsatz flexibilisieren .....	20
	4.4 Eindeutige Definition und Harmonisierung des Biomassebegriffs zur Vereinfachung der Vergütungsregelung im EEG.....	23
	4.5 Eindeutige Definition des Anlagenbegriffs (Bestandteile, Abgrenzung Austausch und Erweiterung, Modernisierung) .....	26
	4.6 Einbeziehung von Altanlagen auf Basis biogener Festbrennstoffe in die Verbesserungen, die die EEG-Novellen i.d.R. nur für Neuanlagen bereithalten.....	27
	4.7 Ausweitung des Bonus für Wärmenutzung durch Trocknung von Holz/Holz hackschnitzel oder Gärresten auf alternative Biomasse, die zur Energieerzeugung aufbereitet und als Energieträger Verwendung finden .....	29
	4.8 Anerkennung der in § 27 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2009 festgelegt 5 MW-Grenze Bemessungsleistung .....	33

## I. Präambel

Erneuerbare Energien brauchen Verlässlichkeit. Vertrauen in die politischen Entscheidungen und Kontinuität der gesetzlichen Rahmenbedingungen sind unabdingbar für ihren Marktausbau, so auch für die Bioenergie: Der Planungshorizont von Biomasse(heiz)kraftwerken beträgt im Idealfall 3 Jahre, die Laufzeiten 20 Jahre und mehr, um zu den Rahmenbedingungen zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung, welche die Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnung darstellen, einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb zu gewährleisten und die Millionen schweren Investitionen sich amortisieren. Der Gesetzgeber hat mit dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) und seiner Vorgängerversionen einen verlässlichen und garantierten Rechtsrahmen geschaffen, der diese erforderliche Planungssicherheit bietet. Im Vertrauen auf den politischen Willen des Ausbaus erneuerbarer Energien wurden bis heute über 540 Kraftwerke auf Biomassebasis und 7.500 Biogasanlagen errichtet.

Dieses Vertrauen in die politisch gesetzten Rahmenbedingungen wurde jedoch gerade in den letzten Jahren mehrfach belastet. Der wechselhafte Kurs zur Laufzeit von Atomkraftwerken hat die Entscheidungsgrundlagen für Investitionen in den Strommarkt mehrfach verändert. Mit dem – im Kern zu begründenden – Beschluss zur sogenannten Energiewende im Sommer 2011 wurden zudem ohne objektive Entscheidungsgrundlage und qualifizierter Folgenabschätzung eilig Maßnahmenpakete beschlossen und Gesetzesinitiativen auf den Weg gebracht, deren unabgestimmte Auswirkungen bis heute den Ausbau erneuerbarer Energien hemmen.

Doch auch angekündigte Änderungen am System des Erfolgsmodells EEG haben den erneuerbare Energien-Markt nachhaltig beeinträchtigt. Zu nennen sei hier der Beschluss der Verkürzung der Novellierungsintervalle des EEG auf 3 Jahre im Koalitionsvertrag von 2009, welche gerade die Stärke des EEG, nämlich das kontinuierliche Monitoring der Wirkung der beschlossenen Rahmenbedingungen mit der darauf folgenden Anpassung des Systems an die Marktgegebenheiten, konterkariert. Mit Blick auf den Planungshorizont von 3 Jahren ist so eine logische Abfolge von Einführung neuer Regelungen, ihre Umsetzung, Evaluierung der Wirkung und schließlich die Fortschreibung von Zielen auf dieser Grundlage nicht (mehr) möglich. Fehlentwicklungen werden wahrscheinlich. Die öffentliche Ankündigung der sogenannten „Strompreisbremse“ mit dem damit verbundenen Vorschlag, den Vertrauensschutz aufzuheben und in geltende Rechtstatbestände einzugreifen, hat eines der wichtigsten Grundvoraussetzungen für

Investitionen in erneuerbare Energien, das Investoren- und Betreiber Vertrauen in die Politik, letztlich nachhaltig beschädigt.

Dieses Vertrauen muss nun in der bevorstehenden Novellierung des EEG mit einer besonnenen und sachbezogenen Weiterentwicklung des EEG wiedergewonnen werden. Die Facetten, die es hierbei zu berücksichtigen gilt – sowohl bei der Novellierung des EEG als auch dem übergeordneten Ziel des Gelingens der Energiewende – sind dabei vielfältig. Entsprechend sorgfältig, umfassend und ausgewogen muss daher vorgegangen werden. Dieser Prozess benötigt Zeit. Daher appelliert die Branche an die Politik, sich diese Zeit zu nehmen, um solide Rahmenbedingungen zu gestalten. Die Bioenergiebranche steht für einen konstruktiven Dialog zur Verfügung.



Helmut Lamp  
Vorsitzender des Vorstandes  
Bundesverband BioEnergie (BBE)



Dr. Rainer Schrägle  
Vorsitzender des Arbeitskreises  
Biomasse(heiz)kraftwerksbetreiber im BBE

## II. Zusammenfassung

Biomasse(heiz)kraftwerke sind ein unentbehrlicher Baustein für das Gelingen der Energiewende. Die Lager- und Speicherfähigkeit der Biomasse machen diese zu einem stets einsetzbaren und damit zuverlässigen Energieträger, der den weiteren Zubau fluktuierender erneuerbarer Energien durch Bereitstellung von Regelernergie und Systemdienstleistungen stützen kann. Gleichzeitig tragen Biomasse(heiz)kraftwerke auch zur Energiewende im Wärmemarkt bei und nehmen bereits heute eine unverzichtbare Entsorgungsfunktion, zum Beispiel für Altholz, wahr. Mit der Nährstoffrückgewinnung aus Holzaschen von NawaRo-Anlagen<sup>1</sup> können regionale Nährstoffkreisläufe geschlossen werden.

Die Stromerzeugung aus (fester) Biomasse, vornehmlich Holz, ist jedoch aufgrund gestiegener Brennstoffkosten, die nicht über die starren Vergütungssätze des EEG aufgefangen werden, unter Druck geraten, so dass ein Rückbau der derzeit sich in Betrieb befindlichen ca. 540 Anlagen zu befürchten ist, wenn nicht gegengesteuert wird. Dadurch würden nicht nur gesicherte Leistung regelbarer, erneuerbarer Energie verloren gehen, sondern auch die Gesamtkosten der Energiewende steigen, da wegbrechende Marktanteile erneuerbarer Energie über Ersatzinvestitionen kompensiert werden müssten. Die alternative Entsorgung von derzeit ca. 8 Mio. Tonnen im Bioenergiemarkt eingesetzten Altholzes würde eine derzeit ungelöste Herausforderung bedeuten.

Hintergrund der schwierigen wirtschaftlichen Situation sind vor allem starre Einsatzregeln für Biomasse in Biomasse(heiz)kraftwerken, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb gegangen sind. Diese bilden den überwiegenden Teil des Biomasse-Anlagenbestandes, können aber nicht von den Optimierungsmöglichkeiten sogenannter Neuanlagen, die im Geltungsbereich des EEG 2012 in Betrieb gegangen sind, Gebrauch machen. Dabei bieten insbesondere diese Biomasseanlagen ein großes Potenzial sowohl zur Brennstoffflexibilisierung als auch zum flexiblen Anlagenbetrieb und könnten bei entsprechenden Anpassungen der gesetzlichen Regelungen deutlich über die Mobilisierung kostengünstigerer Biomassen, deren anteiliger Einsatz in Bestandsanlagen und der bedarfsgerechten Stromproduktion zur Senkung der EEG-Umlagekosten und damit der Energiewende beitragen.

Zudem erschweren in vielen Fällen rechtlich unklare Bestimmungen einen problemfreien Anlagenbetrieb mit der Folge, dass zahlreiche Anlagen unter ihren Möglichkeiten bleiben, sowohl bezüglich der Brennstoff- und Kostenoptimierung als auch der Ausschöpfung des vollen Anlagenpotenzials.

---

<sup>1</sup> NawaRo: Nachwachsende Rohstoffe, hier: Biomasse(heiz)kraftwerke, die nachwachsende Rohstoffe als Brennstoff einsetzen

Um den vorhandenen Bestand von Biomasse(heiz)kraftwerken dennoch zu erhalten und gleichzeitig einen Beitrag zur Kostensenkung der Energiewende zu leisten möchte der BBE vorschlagen,

- den Anwendungsbereich der Flexibilitätsprämie auf alle Biomassen auszuweiten,
- die Rohstoffbasis vergütungsfähiger Biomassen um Biomassen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zu erweitern und hierfür einen abgesenkten Vergütungssatz zu gewähren,
- den zeitgleichen Einsatz unterschiedlicher Biomassefraktionen mit entsprechend anteiliger Vergütung des entsprechend erzeugten Stroms sicherzustellen und
- den Bonus für Wärmenutzung durch Trocknung von Holz/Holz hackschnitzel oder Gärresten auf alternative Biomasse, die zur Energieerzeugung aufbereitet und als Energieträger Verwendung finden, auszuweiten.

Zudem erachtet es der BBE für hilfreich, nicht nur dem Biomassebegriff mit der Europäischen Definition und dem Abfallrecht zu harmonisieren, sondern zudem auch den Anlagenbegriff eindeutig zu konkretisieren, um Planungssicherheit bei Investitionen in die Anlagenmodernisierung und –ergänzung zu schaffen. Ebenso sollten Altanlagen ebenfalls die Möglichkeit bekommen, für den gesamten in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom den KWK-Bonus zu erhalten. So würde nicht zuletzt auch ein Beitrag zur Erreichung des Ziels von 25% KWK-Strom in 2020 geleistet.

Rechtsunsicherheiten bestehen auch bezüglich des Vergütungsanspruches von Anlagen mit einer installierten Leistung größer 5 MW im Geltungsbereich des EEG 2009. Demnach besteht ein Anspruch auf die Vergütung nur, soweit der Strom aus Anlagen mit einer Leistung von über 5 MW stammt, wenn dieser Strom im Kraft-Wärme-Kopplungs-Modus erzeugt wird. Hier ist in der Praxis umstritten, ob diese 5 MW als installierte Leistung anzusehen sind oder als Bemessungsleistung. Es besteht kein Grund mehr, Anlagen mit einer größeren installierten Leistung als 5 MW von der Vergütung des gesamten Stroms auszuschließen, soweit der ab einer Bemessungsleistung von 5 MW erzeugte Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird. Um vorhandene Kraftwerksreserven, die insbesondere bei der Feststoffverbrennung vorhanden sind, auszunutzen, sollte nach Ansicht des BBE klargestellt werden, dass diese 5 MW-Grenze nicht für die installierte elektrische Leistung gilt, sondern für die Bemessungsleistung.

### III. Empfehlungen zur Bioenergie allgemein

#### 3.1 Beibehaltung der Befreiung des Eigenstromverbrauchs von Bioenergieanlagen von der EEG-Umlage

**Bezug:** § 37 EEG Vermarktung und EEG-Umlage

„[...]“

(3) Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher stehen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleich, wenn sie Strom verbrauchen, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird. Betreibt die Letztverbraucherin oder der Letztverbraucher die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger und verbraucht den erzeugten Strom selbst, so entfällt für diesen Strom der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage nach Absatz 2 oder Satz 1, sofern der Strom

1. nicht durch ein Netz durchgeleitet wird oder
2. im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird.

(4) Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, entfällt der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage nach Absatz 2 oder 3, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird. Satz 1 gilt auch für Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird, wenn das Speichergas unter Berücksichtigung der Anforderungen nach § 27c Absatz 1 Nummer 1 und 2 zur Stromerzeugung eingesetzt und der Strom tatsächlich in das Netz eingespeist wird.

[...]“

**Vorschlag:** **Beibehaltung der Bestimmungen des § 37 EEG zur EEG-Umlage hinsichtlich der Befreiung des Eigenstromverbrauchs von Bioenergieanlagen von der EEG-Umlage**

**Begründung:** Biomasseanlagen stehen bereits aufgrund ihrer Rohstoff-Gebundenheit und den damit verbundenen Preisschwankungen unter starkem wirtschaftlichen Druck, so dass zusätzliche Belastungen die Existenz der Anlagen gefährdet. Die starren Einspeisevergütungen des EEG stehen dabei schon heute in keinem Verhältnis zum Rohstoff-Preisanstieg und bieten daher keinen Spielraum, weitere Kosten der Stromproduktion zu kompensieren.

**Folgen:** Mehrkosten werden durch die Beibehaltung der EEG-Umlagebefreiung für den Eigenstromverbrauch von Bioenergieanlagen nicht erwartet.

### **3.2 Einführung einer Informationspflicht der Netzbetreiber bei längerfristig geplanten Netzarbeiten**

**Bezug:** **§11 EEG ; §§ 11-13 EnWG**

**Vorschlag:** In § 11 EEG ist folgender Absatz 4 anzufügen:

„(4) Netzbetreiber sind verpflichtet, Betreiberinnen und Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung ab 2 MW über geplante Maßnahmen zur Erfüllung von Verpflichtungen nach dem EnWG (insbesondere Umbau- oder Wartungsmaßnahmen), die zu einer signifikanten Reduzierung der Einspeiseleistung über einen längeren Zeitraum als 24 Stunden führen können, unverzüglich nach der grundsätzlichen Entscheidung, diese Maßnahmen durchzuführen, zu unterrichten. Sobald ein Termin bzw. Zeitplan für diese Maßnahme feststeht, ist der Anlagenbetreiber hiervon ebenfalls unverzüglich zu unterrichten, spätestens jedoch acht Wochen vor der Durchführung.“

**Begründung:** Bei Kraftwerken ab einer gewissen Leistung sind insbesondere bei Feststoffverbrennungsanlagen in regelmäßigen Abständen Revisionen durchzuführen, die ein Abschalten der Anlagen erforderlich machen. Diese Revisionen können bis zu zwei Wochen dauern. In der Vergangenheit kam es vor, dass Netzbetreiber unmittelbar nach der Durchführung einer solchen Revision langfristig (seit Monaten) geplante Umbauarbeiten am Netz durchführten, die ebenfalls einen Stillstand der Anlagen erforderten. So mussten Anlagen, die gerade erst gewartet wurden, stillstehen.

Mit der Normierung einer Unterrichtungspflicht hat der Anlagenbetreiber die Möglichkeit, seine Kraftwerksrevisionen in einen Zeitraum zu verlegen, in dem die Anlage ohnehin aufgrund von Wartungsarbeiten stillstehen muss. So können volkswirtschaftliche Ausfälle begrenzt werden. Da es sich nicht um eine Abstimmungspflicht sondern lediglich um eine Informationspflicht handelt, die auch nur größere Anlagen betrifft, sind diese Verpflichtungen den Netzbetreibern zumutbar und erfordern keinen großen Aufwand, da sich der Netzbetreiber ohnehin spätestens kurz vor der geplanten Abschaltung an die Anlagenbetreiber wenden muss.

**Folgen:** Durch die Informationspflicht können vom Anlagenbetreiber geplante Stillstände für eigene Revisionen genutzt werden. Somit kann die Anlage besser genutzt werden. Letztendlich wird mehr Strom aus erneuerbaren Energien in das Netz eingespeist, ohne dass hierfür Investitionen nötig sind, allein die Informationen müssen weitergegeben werden.

## IV. Empfehlungen für das Marktsegment Biomasse(heiz)kraftwerke

### Hintergrund

Biomasse(heiz)kraftwerke (Biomasse-HKW) sind eine wichtige, unverzichtbare Säule der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. In 2011 waren ca. 260 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 1.260 MW<sub>el</sub> in Betrieb<sup>2</sup>. Während bis zum Jahr 2009 jedoch noch ein erheblicher Anlagenzuwachs zu beobachten war, stagniert seitdem nicht nur der Zubau mit lediglich 13 Neu-Inbetriebnahmen in 2011, sondern es mussten sogar zahlreiche Biomasse-HKW Insolvenz anmelden oder veräußert werden. Dem BBE sind hier 19 Fallbeispiele im Zeitraum 2009 – 2012 bekannt.

Die Ursache dieses schwierigen, wirtschaftlichen Marktumfeldes ist insbesondere in den Preisentwicklungen der unterschiedlichen Energieholzsortimente in Verbindung mit einer mangelnden Flexibilität des möglichen Brennstoffeinsatzes zu suchen. So können die Biomasse-HKW nur bestimmte Holzbrennstoffe oder andere Energieträger in Abhängigkeit ihres Genehmigungsstatus einsetzen. Altholz der Kategorien A III und A IV kann zum Beispiel nur in solchen Anlagen eingesetzt werden, die nach § 4 in Verbindung mit § 6 oder § 16 des Bundesimmissionsschutzgesetzes spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten der Biomasseverordnung von 2001 genehmigt worden sind.

Auf der anderen Seite haben sich die Preise für Energieholz deutlich erhöht, während die Vergütungen für den in das Netz eingespeiste Strom hingegen konstant blieben. In Folge erhöhte sich der Anteil der Holzkosten im Verhältnis zum Stromerlös, beim Altholz von ca. 1% in 2002 auf zeitweise 34% in 2010 und 25% in 2013<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> Deutsches Biomasseforschungszentrum: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, DBFZ Report Nr. 12, Leipzig, 2012

<sup>3</sup> Schrägle 2013, auf Basis von EUWID-Marktdaten

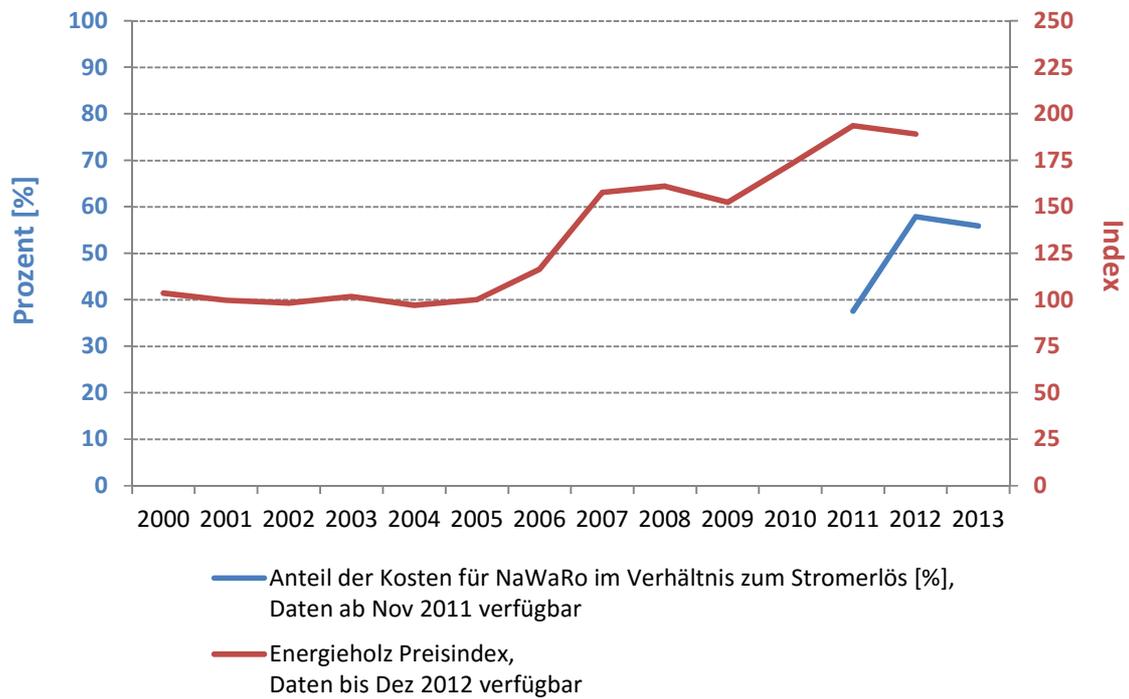


Abbildung 1: Index Forstwirtschaftliches Produkt zur Energieerzeugung, "Energieholzindex" (Statistisches Bundesamt, 2013) und Anteil der Kosten für NawaRo im Verhältnis zum Stromerlös (EUWID/Schräggle, 2013)

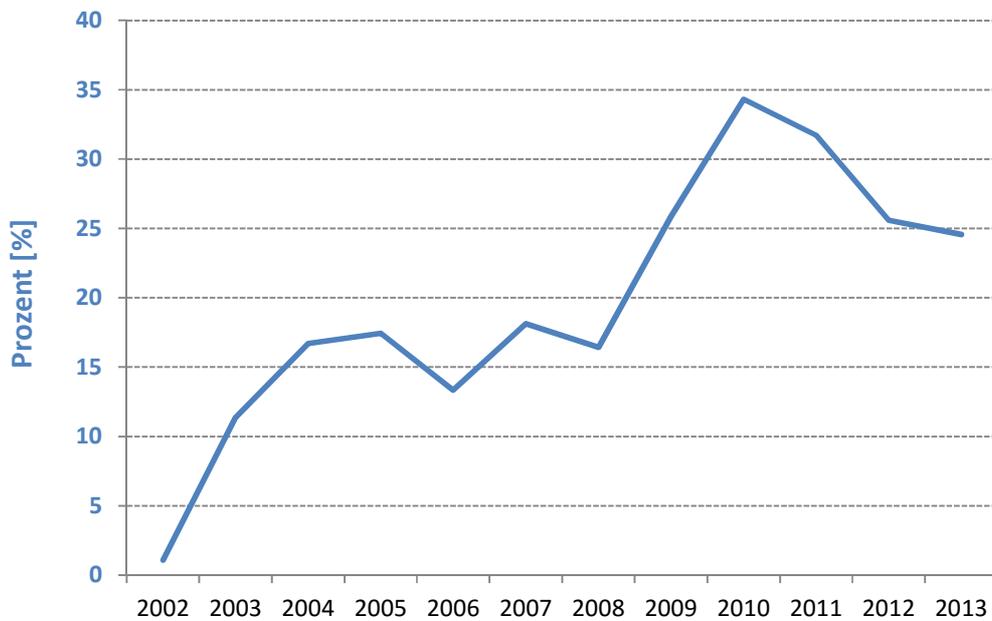


Abbildung 2: Anteil der Kosten für Altholz im Verhältnis zum Stromerlös [EUWID/Schräggle, 2013]

Die Anpassungen des EEG im Zuge der Novellen in 2004, 2009 und 2012 an das geänderte Marktumfeld wirken dabei nur in Ausnahmen auf die jeweiligen Bestandsanlagen, da neu eingeführte Bonussysteme und Flexibilisierungsoptionen nur für Neuanlagen unter dem entsprechenden Regime gelten.

So ist es zum Beispiel Biomasse-HKW im Geltungsbereich des EEG 2009 nicht möglich, bei einer Mischung von NaWaRo-Brennstoffen, für welche ein höherer Bonusanspruch besteht (z.B. KUP, Landschaftspflegeholz), mit NaWaRo-Brennstoffen für welche ein niedrigerer Bonusanspruch besteht (z.B. Waldhackschnitzel) einen anteiligen höheren Bonus zu erhalten, wohingegen Biomasse-HKW im EEG 2012 diese Möglichkeit der quotalen Vergütung von Strom aus unterschiedlichen Einsatzstoffvergütungsklassen explizit eingeräumt wird. Somit ist eine Flexibilisierung des Brennstoffeinsatzes in Biomasseanlagen im Geltungsbereich des EEG 2009 nicht kostendeckend realisierbar, so dass diese in vollem Umfang den Preisdynamiken „klassischer“ Energieholzsortimenten unterliegen und dementsprechend unter starken wirtschaftlichen Druck geraten.

Daher empfiehlt der BBE, entsprechende Korrekturen in der Gesetzgebung vorzunehmen, um insbesondere den Anlagenbestand an Biomasse(heiz)kraftwerken zu erhalten und einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb zu ermöglichen – nicht zuletzt um die volkswirtschaftlichen Kosten für den erforderlichen Ersatz von wegbrechenden Biomasse-HKW zu vermeiden und mit einer Leistung von mehr als 1.000 MW<sub>el</sub> potenzieller, erneuerbarer Regelennergie einen Baustein für das Gelingen der Energiewende zu erhalten.

#### **4.1 Ausweitung des Anwendungsbereiches der Flexibilitätsprämie auf alle Biomassearten, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie auf alle Bestandsanlagen zur Erschließung der Potentiale steuerbarer erneuerbarer Energieträger für eine bedarfsgerechte Stromspeicherung**

**Bezug:** § 33i, Anlage 5 und § 66 Nr. 11, EEG 2012

**Vorschlag:** Die Beschränkung auf "Biogas" in § 33i in Absatz 1 und in § 66 Nummer 11 wird mittels Änderung über die Verordnungsermächtigung gemäß § 64f Nummer 4 in "alle Formen der Biomasse, Deponie-, Klär-, und Grubengas" aufgehoben.

Um das bereits vom Bestand bereits genutzte Mengenpotential (mind. 95 % vom Gesamtmengepotential) für einen verbrauchslastorientierten Brennstoffeinsatz mit zu erschließen, ist die die Flexibilitätsprämie auf Bestandsanlagen auszuweiten.

Da eine Kapazitätskomponente (KK) in Höhe von 130 €/kW bisher bei Biogas zu keiner nennenswerten Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie geführt hat, sollte geprüft werden, inwieweit der KK für Kleinanlagen erhöht werden muss. Gleichzeitig sollte die derzeitig wirkende Leistungsgrenze von 750 kW aufgehoben werden.

Energieträgerspezifische Unterschiede hinsichtlich laständerungsabhängiger Investitionskosten können energieträgerspezifisch unterschiedliche Kapazitätskomponenten "KK" rechtfertigen (z.B. die höheren Kosten der ORC-technologie und des Wasser-/Dampf-Prozess bei fester Biomasse ggü. einem Biogasmotor).

Da feste Biomasse ggü. Biogas mit ähnlichen bzw. leicht höheren Volllaststunden betrieben werden, sollte der Korrekturfaktor "f Kor" für feste Biomasse leicht unter dem für Biogas bei 1,05 liegen, jedoch nicht über 1,1.

Ob eine reduzierte Bemessungsleistung mittels zusätzlichen Speichern, höherer Nennleistung bei Neuanlagen oder reduzierter Auslastung bereits installierte Leistung von Bestandsanlagen erreicht wird, sollte bis zu einer spürbaren Nutzung der Flexibilitätsprämie weiter dem Markt/Anlagenbetreiber überlassen bleiben. Eine Rechtsverordnung mit differenzierten Festlegungen, erscheint deshalb bis zu einer spürbaren Praxisentfaltung zunächst entbehrlich.

**Begründung:** Die Flexibilitätsprämie nach § 33i, Anlage 5 und § 66 Nr. 11 ist bisher allein auf Biogas begrenzt. Somit bleibt erhebliches Potential an Anlagenleistung mit der Eigenschaft „steuerbar“ für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung ungenutzt. Mittels Verordnungsermächtigung sind unter § 64f Nummer 4 neben Anpassungen bei der Flexibilitätsprämie für Biogas auch die Anwendungserweiterung auf andere Biomasseformen sowie deren Bestandsanlagen mittels Rechtsverordnung möglich, jedoch bisher ungenutzt.

Steuerbare EE werden aufgrund ihres begrenzten Förderzeitraumes derzeit ebenso wie die Dargebots abhängigen EE aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten „gedrängt“, so viel wie möglich kWh innerhalb des Förderzeitraumes zu erzeugen, unabhängig davon, ob immer auch ein Bedarf der Verbrauchslastseite besteht. Damit speisen auch steuerbare EE in lastschwachen Zeiten mit maximaler Leistung ein.

Allein bei fester Biomasse bleibt, trotz mittlerweile weitverbreiteter Inanspruchnahme der Marktprämie (MP), ein Potential von mehr als 1000 MW steuerbarer Leistung bisher für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung ungenutzt. Begründung dafür ist, dass die Marktprämie (abzüglich der Managementanteile für die Vermarktungsaufwendungen) trotz vorhandener brennstoffbedingter Grenzkosten die bedarfsgerechte Reduzierung der Einspeisung steuerbarer EE-Anlagen verhindert.

Die in den letzten zwei Jahren kontinuierlich gefallen Preise im energy only markt (E-OM) führen bei Nutzung der Direktvermarktung ab 2012 zu einer kontinuierlich steigenden Marktprämie, was in Folge noch niedrigere Stundenpreise für eine Motivation zur Leistungsreduzierung erfordert.

Volkswirtschaftlich betrachtet bleibt das Regelfähigkeitspotential von ohnehin knappen biogenen Brennstoffen damit derzeit trotz Marktprämie nahezu vollständig ungenutzt

und verursacht zusätzlich Kosten für konventionelle Regelenergie und/oder Entschädigungszahlungen für EE in Zeiten hoher Einspeisungen an Dargebots abhängigen EE.

Mittels Ausweitung der (derzeit auf Biogas und gleichzeitig auf kleine Anlagenleistung von 750 kW beschränkten) Flexibilitätsprämie auf alle Biomassearten sowie Deponie-, Klär- und Grubengas und ohne Leistungsbeschränkung ist eine wirtschaftlich motivierte EOM-preisabhängige Fahrweise erreichbar. Da die Flexibilitätsprämie spezifisch mit abnehmenden Benutzungsstunden ansteigt (geringere Einsatzstunden → geringe Bemessungsleistung → höhere spezifische Deckungsbeiträge aus der Flexibilitätsprämie), wirkt dies dem durch die Marktprämie bedingten Weiterbetrieb bei niedrigen EOM-Preisen wirtschaftlich entgegen. Das resultierende wirtschaftliche Optimum aus diesen beiden entgegengesetzt wirkenden Zielsetzungen führt zu deutlich mehr Zeiten mit Leistungsreduzierungen in last- und preisschwachen Stunden.

Da die begrenzten heimischen Ressourcen an fester Biomasse bereits heute vollständig durch Bestandsanlagen ausgeschöpft sind, ist eine Einbeziehung der Bestandsanlagen zur Erreichung des o.g. Effektes der Erhöhung an steuerbarer EE-Leistung unabkömmlich. Bei einer konsequenten Ausnutzung des Regelpotentials aller Biomassearten sowie Deponie-, Klär- und Grubengase unter Einbeziehung des Bestands würden sinnvolle Leistungsreduzierungen in lastschwachen Stunden motiviert und wertvoller Brennstoff erspart werden. Der ersparte Brennstoff kann in zusätzlicher steuerbarer Neubauleistung zum Einsatz kommen. Damit würde sich das Leistungspotential an steuerbarer EE zusätzlich deutlich erhöhen.

Die resultierend höhere Regelleistung aus Erneuerbaren erspart adäquate Fördermittel für Speicherleistung und/oder konventionelle Kraftwerkskapazität (Stichwort: Kapazitätsmarkt), so dass unter Beachtung der einhergehenden EE- Anteilserhöhung die höhere Förderung durch die Flexibilitätsprämie sogar volkswirtschaftlich sinnvoll sein dürfte.

**Folgen:** Erschließung >1.000 MW Regelenergieleistung durch Biomasse-Bestandsanlagen verbunden mit einer Reduktion der allg. Regelenergie durch Wegfall der rein mengenbezogenen Stromerzeugung.

## **4.2            Sicherstellung einer quotalen Vergütung des Bonus für nachwachsende Rohstoffe für Biomasseanlagen, welche im Geltungsbereich des EEG 2009 in Betrieb genommen wurden**

**Bezug:**            § 66 EEG 2012 iVm § 27 Abs. 4 Nr. 2 EEG 2009 i.V.m. Anlage 2 Nr. I Absatz 1 sowie Nr. VI Absatz 1 des EEG 2009

**Vorschlag:**        **Novellierung der Anlage 2 Nr. I Absatz 1 des EEG 2009 durch Aufnahme einer Regelung in § 66 EEG 2012:**

In § 66 EEG wird ein Absatz 23 mit folgendem Wortlaut eingefügt:

„(23) Für Strom aus Biomasseanlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, besteht ab dem 1. Januar 2014 der Anspruch auf den Bonus für nachwachsende Rohstoffe nach § 27 Abs. 4 Nr. 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung für den aus nachwachsenden Rohstoffen erzeugten Stromanteil auch dann, wenn neben nachwachsenden Rohstoffen ausschließlich Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung oder im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 eingesetzt wird; Nummer I.1 Buchstabe a) der Anlage 2 zu dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung ist in diesem Fall nur auf den Stromanteil, der aus nachwachsenden Rohstoffen stammt, anzuwenden; Nummer I.1 Buchstabe b) der Anlage 2 zu dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass durch das Einsatzstoff-Tagebuch nachzuweisen ist, dass außer nachwachsenden Rohstoffen und anderer Biomasse keine anderen Stoffe eingesetzt werden. Für die Berechnung des Stromanteils, für den der Bonus für nachwachsende Rohstoffe zu zahlen ist, ist § 2a der Biomasseverordnung entsprechend anzuwenden. Nummer VI.1 Buchstabe b) der Anlage 2 zu dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung ist auf den Stromanteil des insgesamt erzeugten Stromes anzuwenden, der die dort genannten Voraussetzungen erfüllt.“

**Begründung:** Die Preise für Energieholz als wesentlicher Brennstoff für Biomasse(heiz)kraftwerke haben sich seit Einführung des EEG deutlich erhöht und setzen die Stromproduzenten massiv unter wirtschaftlichen Druck. Betrogen zum Beispiel die Preise für Altholz, ausgedrückt in €/MWh<sub>el</sub> im Jahr 2002 noch 0,99 €/MWh, so waren dies im Jahr 2013 bereits 22,59 €/MWh, ohne dass die Vergütungssätze für die Altholzanlagen entsprechend angepasst wurden. Damit machen die Holzkosten im Jahr 2013 bereits 24,56 % von den durchschnittlichen Stromerlösen eines Biomasse(heiz)kraftwerkes aus (im Vergleich zu 1,07 % im Jahr 2002).

Entsprechend sensibel reagieren die Biomasseanlagen auf weitere Anstiege der Brennstoffbeschaffungs- und Betriebskosten, als dass die „Spielräume“ zur Kompensation von Kostenanstiegen aufgebraucht sind und zunehmend Insolvenzen am Markt zu beobachten sind.

Mit der Anpassung des Bonus für nachwachsende Rohstoffe im EEG 2009 (Holz aus der Landschaftspflege (LPM) oder Kurzumtriebsplantagen (KUP)) und Waldrestholz sollten Anreize geschaffen werden, über die Teilkompensierung höherer Mobilisierungskosten „neue“ Biomassen zu erschließen und somit den Nutzungs- und Preisdruck von den bestehenden Energieholzsportimenten zu nehmen.

Es besteht in der Praxis keine Einigkeit darüber, ob die im EEG 2009 in der Anlage 2 Nr. VI Absatz 1 Buchstabe b) definierte Voraussetzung für den Erhalt des sog. „NawaRo/LPM-Bonus“ für den Einsatz von Landschaftspflegematerial oder Holz aus Kurzumtrieb für Anlagen im Leistungsbereich von 500 kW bis 5 MW nur dann gilt, wenn ein ausschließlicher Einsatz dieser Materialien erfolgt oder auch dann, wenn LPM und KUP nur anteilig eingesetzt werden. Diese Streitfrage ist dahingehend klarzustellen, dass der Bonus auch anteilig für Strom aus LPM oder KUP-Holz zu zahlen ist. Anders wäre der Betrieb eines Biomasse-HKW mit LPM- oder KUP-Holz nicht mehr wirtschaftlich darstellbar und den Anlagen im Geltungsbereich des EEG 2009 die Möglichkeit verwehrt, aufgrund des hohen Preisdrucks auf andere regional verfügbare Holzsortimente auszuweichen, wohingegen Biomasse-HKW, die im Geltungsbereich des EEG 2012 in Betrieb gegangen sind, diese Möglichkeit explizit gewährt wird.

Der BBE verweist an dieser Stelle auf die Fragestellung der Verfügbarkeit entsprechender Materialien: von den derzeit geschätzten 7.000 ha KUP-Anbauflächen bundesweit kön-

nen, wenn man einen drei- bis vierjährigen Umtrieb und einen Ertrag von 10 t/ha zu Grunde legt, zwischen 15.000 und 25.000 Tonnen KUP-Holz jährlich geerntet werden, wohingegen ein mittleres Biomasse-HKW mit einer installierten Leistung von 3 MW<sub>el</sub> bereits einen Bedarf von ca. 40.000 t Holz aufweist. Auch das Angebot von Landschaftspflegematerial ist starken saisonalen Schwankungen unterlegen, so dass Anlagenbetreiber häufig auf andere Biomassen wie Waldhackschnitzel oder Rinde zurückgreifen müssen, um etwaige Versorgungslücken im Zeitverlauf zu schließen.

Der NawaRo-Bonus im EEG 2009 hat folglich seine Zielsetzung verfehlt, sowohl Betreibern von Biomasseanlagen im EEG 2009 eine Option zu geben, ihre Brennstoffversorgung zu optimieren und zu diversifizieren, als auch Landwirten nachfrageseitig Preisimpulse zu geben, weitere Flächen für Kurzumtriebsplantagen in Kultur zu nehmen.

Zur Erweiterung der Rohstoffbasis können neben Holzbrennstoffen auch aufbereitete Brennstoffe aus Biomassereststoffen, wie Stroh, Gras, Laub etc., die entsprechende Aufbereitungsverfahren durchlaufen haben und als aufbereiteter Brennstoff in Form von Briketts oder Pellets vorliegen Einsatz finden. Der Einsatz findet unter der Voraussetzung statt, dass die alternativ verwendeten Biomassen die geforderten Emissionsgrenzen nach dem BImSchG einhalten.

**Folgen:** Die Ermöglichung einer anteiligen Bonusvergütung für den teilweisen Einsatz von KUP und LPM in Biomasse(heiz)kraftwerken ermöglicht es diesen, sich von den negativen Preisspiralen des klassischen Energieholzmarktes zu lösen und neue Biomassepotenziale wirtschaftlich zu erschließen. Gleichzeitig werden durch ein dadurch ausgelöstes grundsätzliches Absenken der Holzpreise (durch geringere Nachfrage) andere Nutzergruppen, die den gleichen Rohstoff nachfragen, ebenfalls entlastet. Über die Möglichkeit, zunächst auch kleinere Chargen zum Beispiel von KUP-Holz einsetzen zu können, erhalten Landwirte zudem einen Anreiz, auf die dadurch entstehende Nachfrage zu reagieren und vermehrt KUP anzulegen.

Die zu erwartenden Mehrkosten aufgrund der Zunahme von Bonuszahlungen sind dabei begrenzt, da es sich im EEG 2009 um Bestandsanlagen handelt, deren Anzahl feststeht. Die vorgeschlagenen Änderungen können folglich nicht die Entstehung neuer Holzbiomasseanlagen anreizen, sondern sollen dazu beitragen, den bestehenden Anlagenpark

im Bestand zu erhalten und zu optimieren. Den Mehrkosten stehen zudem sinkende volkswirtschaftliche Kosten durch sinkende Holzpreise aufgrund der verminderten Nutzungskonkurrenz sowie nicht-getätigte Ersatzinvestitionen für insolvente Biomasse-HKW gegenüber.

Die Biomasse-HKW können für die Energiewende eine wichtige Rolle übernehmen, da diese sowohl erneuerbar, als auch grundlastfähig und regelbar sind und damit prädestiniert, eine gesicherte Grundversorgung und wichtige Systemdienstleistungen zu erbringen. Ihr insolvenzbedingter Wegfall wäre ein Rückschlag für das Gelingen der Energiewende. Auch müsste die wegfallende Leistung über den Bau neuer Kraftwerke kompensiert werden, deren Kosten höher ausfallen dürften als die Investitionen in den Erhalt und die Optimierung des bestehenden Biomasse-Anlagenbestandes.

Umgekehrt ist zu erwarten, dass über die Möglichkeit einer gemischten Biomassenutzung bei entsprechend anteiliger Vergütung das Brennstoffmonitoring der Anlagen deutlich verbessert wird, da so Investitionen in die dafür erforderliche Infrastruktur und Schulung des Personals refinanziert werden können. Ein besseres Brennstoffmonitoring bedeutet dabei u.U. eine höhere Energieausbeute (durch Monitoring des Wassergehalts des Brennstoffs) und geringere Standzeiten der Anlage (weniger Störfälle und Wartungszeiten durch qualitativ höherwertige Brennstoffe). Die Qualität der Stromproduktion in Biomasse(heiz)kraftwerken würde also steigen.

### **4.3 Das Ausschließlichkeitsprinzip im Anlagenbestand aufheben und den Brennstoffeinsatz flexibilisieren**

**Bezug:** § 27 EEG 2009, §§ 2, 3 BiomasseV iVm § 66 EEG 2012

**Vorschlag:** Der Brennstoffeinsatz muss unter Berücksichtigung der Marktentwicklung durch die Kraftwerksbetreiber flexibel gestaltet werden können.

**Die Liste der förderfähigen Biomassen im EEG sollte um Biomassen im Sinne der EU Definition gemäß Richtlinie 2009/28/EG ergänzt werden.**

In § 66 EEG wird ein Absatz 24 mit folgendem Wortlaut eingefügt:

„(24) Für Strom aus Biomasse, die Biomasse im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 und keine Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung ist, besteht ab dem 1. Januar 2014 ein Vergütungsanspruch in Höhe von xx Cent pro Kilowattstunde<sup>4</sup>, soweit der Strom in Biomasseanlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind und überwiegend Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung einsetzen, erzeugt wird. Wird Biomasse im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 erstmals nach dem 31.12.2014 eingesetzt, ist § 20 Abs. 1 , 2 Nr. 5 und Absatz 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung entsprechend anzuwenden.“

**Begründung:** Die Brennstoffkosten sind ein wesentlicher Einflussfaktor für die Wirtschaftlichkeit von Biomasse(heiz)kraftwerken. Holz ist in Deutschland mit Abstand der wichtigste Bioenergieträger. Das Holzaufkommen in der Region ist für die Brennstoffpreise eines Standortes wichtig, da ein wesentlicher Preisbestandteil die Transportkosten für das Holz sind. Ergänzend ist die Konkurrenzsituation zu sehen. Eine hohe Anlagendichte führt auch in

---

<sup>4</sup> Biomasse, die Biomasse im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 und keine Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung ist, bietet ein großes Potenzial zur Entlastung angespannter Rohstoffmärkte, insbesondere im Altholzmarkt. Mit einem ggü. den Vergütungssätzen für Biomasse gemäß Biomasseverordnung abgesenkten Vergütungssatz ist es möglich, diese Potenziale wirtschaftlich zu heben, die Holznachfrage zu senken und gleichzeitig die EEG-Umlagekosten zu reduzieren. Branchenberechnungen schlagen zum Beispiel eine Vergütung in Höhe von 60 €/MWh für Strom aus Klärschlamm vor, wenn dieser bis maximal 49% bezogen auf die Masse Altholzkraftwerken beigemischt wird. Da dieser Vorschlag zudem auf Anlagen beschränkt ist, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, werden keine Anreize für Neuanlagen geschaffen und folglich Mehrkosten im EEG vermieden, im Gegenteil sind Kostenspareffekte zu erwarten.

aufkommensstarken Regionen zu verstärktem Wettbewerb über den Preis. Ferner können die stofflichen Verwerter aufgrund ihrer besseren Erlössituation deutlich höhere Preise zahlen und sind so für den Marktpreis bestimmend. Während die Betriebskosten der Biomasse(heiz)kraftwerke also kontinuierlich steigen – im Bereich der Brennstoffkosten sogar überproportional – bleiben die Vergütungsstrukturen über 20 Jahre lang unverändert.

Insbesondere im Segment Altholzkraftwerke ist in den zurückliegenden Jahren eine Vervielfachung des Brennstoffpreises zu beobachten, woraus ein erheblicher Kostendruck in den Anlagen entstanden ist. Diese Preisexplosion resultiert aus einer Verknappung der Versorgungsmengen in Verbindung auch mit der stetig wachsenden Konkurrenzsituation.

Das Altholzaufkommen in Deutschland wird wesentlich beeinflusst von der jeweiligen Konjunkturlage und Witterung, dessen Verwertung ist derzeit sichergestellt durch die vorhandenen Verwertungskapazitäten im Bereich der stofflichen und energetischen Verwertung.

Aufgrund der begrenzten Ressourcen im Bereich Altholz fördert das EEG 2012 bereits keine neuen Altholzkraftwerke (i.S. von Gebrauchtholz) mehr. Der Einsatz von Altholz i.S. von Industrierestholz wird auch im EEG 2012 gefördert. Zu beachten ist jedoch, dass ab 2020 die ersten Altholzkraftwerke aus der Förderung des EEG ausscheiden. Hierfür müssen Nachfolgeregelungen gefunden werden, um auch nach 2020 die Entsorgungsfunktion der Altholzkraftwerke zu gewährleisten. Gleichzeitig muss den Altholzanlagen auch in Zeiten einer schwachen Konjunktur und ungünstiger Witterungen (z.B. lang anhaltende Winter) resp. in Zeiten hohen Versorgungsdrucks ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb gewährleistet werden.

Daher empfiehlt der BBE, den Brennstoffeinsatz unter Berücksichtigung der Marktentwicklung zu flexibilisieren. Das bedeutet, dass es den Anlagenbetreibern ermöglicht werden sollte, Altholz oder andere EEG-vergütungsfähige Biomassen förderunschädlich im Rahmen des jeweiligen Genehmigungsstatus mit anderen verfügbaren und anerkannten Biomassen zu mischen und anteilig zu vergüten.

**Folgen:**

Mit mehr Flexibilität im Brennstoffeinsatz könnten alle regional anfallenden Stoffströme ökonomisch und ökologisch sinnvoll mobilisiert werden, d.h. eine standortnahe Verwertung ermöglicht und somit auch ökologische und ökonomische Verbesserungen durch Reduzierung von Transportwegen und Verbesserung der Konkurrenzsituation der Kraftwerke erreicht werden.

Bestehende Kraftwerke könnten mit einer Verbesserung der Flexibilität im Brennstoffeinsatz ökonomischer genutzt werden, es bestünden Anreize für den Weiterbetrieb auch unter den derzeitigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich schwieriger Anlagen, so dass ein weiterer Desinvest vermieden werden kann.

Neben einer Entspannung auf den Rohstoffmärkten sinken durch den Einsatz von Biomassen gemäß EU Definition mit entsprechend abgesenkten Vergütungssätzen die EEG-Umlagekosten.

Technisch ist es möglich, diese Anlagen auch nach Ende des bisherigen Förderzeitraumes von 20 Jahren weiter zu betreiben. Sie könnten dann nach Entfall des Kapitaldienstes zu deutlich verringerten Kosten weiterhin einen sinnvollen Beitrag zur Energiewende leisten.

#### **4.4 Eindeutige Definition und Harmonisierung des Biomassebegriffs zur Vereinfachung der Vergütungsregelung im EEG**

**Bezug:** §§ 2 und 3 BiomasseV iVm BioabfallV

**Vorschlag:** Beseitigung der juristischen Unklarheiten bezüglich der Begrifflichkeiten, den abfallrechtlichen Regelungen sowie der Biomasseverordnung.

**Konkrete und rechtssichere Definition der förderfähigen Biomasse in Abstimmung/Harmonisierung mit den Regelungen des Abfallrechts, z.B. über Zuordnungen zu den AVV Nummern des Abfallkataloges.**

In § 27 EEG wird ein Absatz 1a mit folgendem Wortlaut eingefügt:

„(1a) Für Strom aus Biomasse im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009, beträgt die Vergütung xx Cent pro Kilowattstunde.“

**Begründung:** Ein verstärkter Zubau von Naturholz(heiz)kraftwerken ist aktuell nicht zu verzeichnen. Jedoch konkurrieren auch hier in zunehmendem Maß die stoffliche und energetische Verwertung von Naturholz. Durch verringerten Einschnitt in der Sägeindustrie sind die stofflichen Verwerter auf zusätzliche Mengen an Waldhackschnitzel angewiesen, auch teilweise auf „minderwertige“ Qualitäten, die energetisch eingesetzt werden. Umgekehrt greifen die energetischen Verwerter besonders bei Versorgungsengpässen auf die stofflichen Qualitäten zurück.

Daher sollte für die energetische Verwertung die Erschließung neuer, noch ungenutzter Biomassen gefördert werden und die Vergütungsregelungen vereinfacht werden, besonders im Bereich der Landschaftspflege und der Bioabfallnutzung.

Das EEG 2012 hat zum Zweck der Mobilisierung „neuer“ Biomassen eine Vergütungssystematik für Strom aus Biomasse in Abhängigkeit der eingesetzten Einsatzstoffe und deren Herkunft eingeführt. Dazu werden alle Einsatzstoffe in drei Einsatzstoffvergütungsklassen eingeteilt: In den Anlagen 1 - 3 der Biomasseverordnung (Inkrafttreten am 01.

Januar 2012) werden die einsetzbaren Biomassen mit dem jeweiligen Energieertrag aufgelistet. Der Stromanteil, der aus Einsatzstoffen der Anlage 1 erzeugt wird, wird ausschließlich mit der Grundvergütung vergütet. Diese Vergütung erhöht sich anteilig für Strom, der aus Einsatzstoffen der Anlage 2 (Einsatzstoffvergütungsklasse I) bzw. der Anlage 3 (Einsatzstoffvergütungsklasse II) erzeugt wird.

Infolge der unterschiedlichen Vergütung des erzeugten Stromes, abhängig von den individuell eingesetzten Stoffen, ist die Zuordnung zu den Einsatzstoffvergütungsklassen somit von entscheidender Bedeutung. Die Zuordnung erfolgt herkunftsbezogen, der Anlagenbetreiber ist für die Nachweisführung verantwortlich (Einsatzstofftagebuch mit Angaben und Belegen über die Art, Menge sowie der Herkunft der eingesetzten Stoffe).

Dies erweist sich als besonders bei den Stoffen der Einsatzstoffvergütungsklasse II als problematisch, da sowohl Biomasse gefördert wird, die nicht aus der Landschaftspflege<sup>5</sup> stammt als auch Landschaftspflegematerial<sup>6</sup>. Damit ist der allgemeine Landschaftspflegebegriff entsprechend dem EEG 2009 für Anlagen im EEG 2012 nicht mehr anwendbar. Dies führt dazu, dass die unterschiedlichen Landschaftspflegebegriffe des EEG 2009 und 2012 inhaltlich nicht harmonisiert sind, aber in der Praxis parallel verwendet werden müssen.

Offen bleibt zum Beispiel, welche konkreten Stoffe den im EEG 2012 EK II und III ausgeschlossenen Garten- und Parkabfällen zuzuordnen sind.

*Beispiel: Ist grundsätzlich die gesamte, bei Gartenarbeiten und der Parkpflege anfallende Biomasse als Garten- und Parkabfall anzusehen und zu AVV 20 02.. zuzuordnen? Oder ist die Zuordnung auch vom Material abhängig, so dass die holzige Biomasse zu AVV 20 01 38 (Siedlungsabfälle, getrennt gesammelte Fraktionen..) zugeordnet werden und wäre diese dann der Vergütungsklasse II zuzuordnen?*

---

<sup>5</sup> Baum- und Strauchschnitt, der bei Maßnahmen anfällt, die nicht vorrangig und überwiegend den Zielen des Naturschutzes und der Landschaftspflege im Sinne des [Bundesnaturschutzgesetzes](#) dienen, z. B. Straßenbegleitholz. Nicht hierzu gehören Garten- und Parkabfälle.

<sup>6</sup> Als Landschaftspflegematerial gelten alle Materialien, die bei Maßnahmen anfallen, die vorrangig und überwiegend den Zielen des Naturschutzes und der Landschaftspflege im Sinne des [Bundesnaturschutzgesetzes](#) dienen und nicht gezielt angebaut wurden. Marktfrüchte wie Mais, Raps oder Getreide sowie Grünschnitt aus der privaten oder öffentlichen Garten- und Parkpflege oder aus Straßenbegleitgrün, Grünschnitt von Flughafengrünland und Abstandsflächen in Industrie- und Gewerbegebieten zählen nicht als Landschaftspflegematerial.

Ebenso ist die Erbringung der Nachweise entsprechend §2a Absatz 3 BiomasseV 2012 unklar.

*(3) Wird der Nachweis über den Energieertrag von Einsatzstoffen zur Feststoffverbrennung oder thermochemischen Vergasung (Heizwert  $H_{i,N}$ ) durch Vorlage einer Lieferbescheinigung des Einsatzstofflieferanten geführt, so muss die Lieferbescheinigung folgende Informationen enthalten:*

- *den Heizwert  $H_{i,N}$  des Einsatzstoffes,*
- *den Namen der Prüfstelle, die den Heizwert  $H_{i,N}$  ermittelt hat,*
- *die Nummer des Prüfberichts,*
- *die Probennummer und*
- *das Datum der Probennahme.*

*Außerdem muss der Lieferbescheinigung eine Kopie des Analyseergebnisses (Heizwertbestimmung nach DIN EN 14918 (2010:04)) beigelegt werden.*

Es ist unklar, ob für jede Einzelanlieferung/jede Charge/jede Energieträgerqualität eine entsprechende Analyse angefertigt und mitgeführt werden muss, wenn Einsatzstoffe verschiedener Klassen zu Erzeugung genutzt werden. Dies ist aus Sicht des BBE sehr umfangreich, kostenintensiv und nicht praxisgerecht.

## **4.5 Eindeutige Definition des Anlagenbegriffs (Bestandteile, Abgrenzung Austausch und Erweiterung, Modernisierung)**

**Bezug:** § 3 Nr. 5 EEG

**Vorschlag:** § 3 Nr. 5 EEG wird um folgenden Nebensatz ergänzt:

**„Inbetriebnahme ist auch die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage nach ihrer Erneuerung, sofern die Kosten der Erneuerung mindestens 50 Prozent der Kosten einer Neuherstellung der gesamten Anlage einschließlich sämtlicher technisch für den Betrieb erforderlicher Einrichtungen und baulicher Anlagen betragen.**

**Begründung:** EEG-Altanlagen hatten bis zum Inkrafttreten des EEG 2009 die Möglichkeit, durch umfassende Modernisierungsmaßnahmen als Neuanlage kategorisiert zu werden und damit einen erneuten 20-jährigen Anspruch auf Zahlung der EEG-Vergütung zu haben. Diese Möglichkeit wurde mit dem EEG 2009 genommen, so dass Bestandsanlagen definitiv nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung ausscheiden. Inwieweit hierbei die notwendige Entsorgungsfunktion der Altholzanlagen sichergestellt werden kann ist nicht erkennbar. Weitere Rechtsunsicherheiten bestehen bezüglich der Abgrenzung, welche Komponenten zu einer Anlage gezählt werden (nur der Generator, oder auch die erforderlichen vorgelagerten Komponenten wie Kessel oder Turbine) oder welche Investitionen als Neuanlage definiert werden. So stellt nach Ansicht des BBE zum Beispiel eine neue Nachverstromung eine eigene Anlage mit separatem Vergütungsanspruch dar und ist nicht lediglich als Anlagenerweiterung zu verstehen.

**Folgen:** Die Wiedereinführung der Modernisierungsbestimmungen trägt wesentlich zur Optimierung und Effizienzsteigerung von Biomasse-Bestandsanlagen bei und gibt Anreize, in moderne Technologien zu investieren. Nachrüstverpflichtungen und andere administrative Anforderungen könnten so mit einer entsprechenden wirtschaftlichen Perspektive umgesetzt werden. Während Neuanlagen i.d.R. von verbesserten Rahmenbedingungen des neuen EEG profitieren, greifen die Verbesserungen nicht für Bestandsanlagen, son-

dern nur entsprechende technische Nachrüstverpflichtungen. Somit entstehen den Bestandsanlagen ökonomische Aufwendungen, denen keine Einnahmen gegenüberstehen. Insbesondere für Anlagen, die sich dem Ablauf der 20-jährigen Vergütungsperiode nähern, rechnen sich solche Investitionen nicht es sei denn, sie können sich durch umfangreiche Modernisierungsmaßnahmen für eine Verlängerung des Vergütungszeitraums qualifizieren.

#### **4.6 Einbeziehung von Altanlagen auf Basis biogener Festbrennstoffe in die Verbesserungen, die die EEG-Novellen i.d.R. nur für Neuanlagen bereithalten**

**Bezug:** § 8 Abs. 3 EEG 2004 und Anlage 3 EEG 2009 i.V.m. § 66 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2009

**Vorschlag:** **Eröffnung der Möglichkeit für alle Altanlagen, den KWK-Bonus von 3 ct/kWh für den gesamten KWK-Strom zu erhalten (Wärmenutzung nach Anlage 3 zum EEG2009)**

In § 66 EEG wird ein Absatz 24 mit folgendem Wortlaut eingefügt:

„(24) Für Strom aus Biomasseanlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, erhöht sich die Vergütung um 3 Cent je Kilowattstunde abweichend von der Vergütungsbestimmung des § 66 Abs. 1 Nr. 3 des [Erneuerbare-Energien-Gesetzes](#) in der Fassung vom 31.12.2011 auch für den über einer Leistung von 500 kW erzeugten KWK-Strom. § 20 Abs. 1 , 2 Nr. 5 und Absatz 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung ist entsprechend anzuwenden.“

**Begründung:** Altanlagen, die im Geltungsbereich des EEG 2000 in Betrieb gegangen sind, sind mit ihrem individuellen Einspeisetarif für 20 Jahre festgelegt. Die Novellen des EEG (2004,

2009, 2012) können sie in der Regel nicht oder nur in einem eingeschränkten Umfang für sich nutzbar machen.

Umgekehrt treffen diese Anlagen beispielsweise Nachrüstverpflichtungen und administrative Erfordernisse in vergleichbarem Umfang wie Neuanlagen. Insbesondere vor dem Hintergrund sich verschärfender Brennstoffverfügbarkeiten ist die gegenwärtige Situation unzureichend.

Der einmal festgelegte Einspeisetarif bleibt für 20 Jahre konstant. Auf der anderen Seite hat sich die Brennstoffbeschaffung, die einen erheblichen Anteil der Gesamtkosten ausmacht, seit 2000 sukzessive und signifikant verteuert. Diese Entwicklung wird sich weiter verschärfen, ohne dass die gestiegenen Kosten in relevantem Umfang weitergereicht werden können.

Die Einflüsse der EEG-Novellen 2004, 2009 und 2012 zeigen folgende Zusammenstellung:  
Mit dem EEG 2000 wurde der Markteintritt für Biomasseanlagen, auch auf Altholzbasis, geschaffen. Eine Regelung zur Modernisierung von Altanlagen lässt diese zu Neuanlagen mit einem 20jährigen Vergütungsanspruch werden.

Das EEG 2004 erweitert die Grundvergütung um den NaWaRo-, den Technologie- und den KWK-Bonus. Altanlagen können nicht gesamthaft in den Geltungsbereich des EEG 2004 wechseln, sondern nur den NaWaRo-Bonus erhalten, wenn sie ausschließlich auf NaWaRo-Material einsetzen. Die Anforderung der Ausschließlichkeit setzt jedoch Grenzen für viele Altanlagen, die Reststoffe aus Ihrer Produktion zufeuern (müssen).

Das EEG 2009 belässt das Vergütungssystem für Altanlagen wiederum auf dem bisherigen Status Quo. Für Altanlagen erhöht sich die Grundvergütung in der ersten Leistungsstufe bis 150 kW um einen symbolischen Betrag. Ab dem 01.01.2009 erhalten sie zudem die Möglichkeit den KWK-Bonus mit 3 ct/kWh zu erschließen, wenn sie den neuen Anforderungen an die Wärmenutzung nach Anlage 3 erstmals entsprechen. Oft fehlt es aber an qualifizierten Wärmenutzern, die die Investition auch dauerhaft rechtfertigen.

Altanlagen, die ihre KWK-Wärme schon zuvor nach Anlage 3 genutzt haben, erhalten die 3 ct/kWh, dies aber nur anteilig bis zu einer Leistung von maximal 500 kW.

Die Regelung zur Modernisierung und zum Neubeginn des Vergütungszeitraums wurde mit dem EEG 2009 ersatzlos gestrichen, wodurch Altanlagen definitiv nach 20 Jahren aus der EEG-Förderung heraus fallen.

Auch mit der Novellierung des EEG in 2012 wurde keine Bestimmung zur Modernisierung von Anlagen und/oder zur Verlängerung des Vergütungszeitraums aufgenommen.

**Folgen:** Dem überschaubaren (da nur für feststehende Zahl an Bestandsanlagen) Anstieg der EEG-Kosten durch eine breitere Anwendung des KWK-Bonus steht eine Optimierung des Anlagenbetriebes von Altholz-Altanlagen und damit eine Reduzierung von Insolvenzen gegenüber.

#### **4.7 Ausweitung des Bonus für Wärmenutzung durch Trocknung von Holz/Holzhack-schnitzel oder Gärresten auf alternative Biomasse, die zur Energieerzeugung aufbereitet und als Energieträger Verwendung finden**

**Bezug:** EEG 2012, Anlage 2 Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung ,Punkt 3  
EEG 2009, Anlage 3  
BiomasseV 2012 § 2 i.V.m. Anlage 1, Punkte 57 und 58, Anlage 2 Punkt 26 und Anlage 3, Punkte 20 und 21  
4.BImSchV Ziffer 8

**Vorschläge:** EEG 2012:  
In Nummer 3. Buchstabe c) der Anlage 2 zum EEG 2012 ist folgender Doppelbuchstabe cc) zu ergänzen:

„cc) die Trocknung von nichtholzartiger Biomasse wie Gras, Laub etc. zur energetischen Nutzung, wenn sie konfektioniert wird, bis zu einem Wärmeeinsatz von 0,9 Kilowattstunden je Kilogramm“

**Für EEG 2009-Anlagen:**

In § 66 EEG 2012 wird ein Absatz 25 mit folgendem Wortlaut eingefügt:

„(25) Für Strom aus Biomasse, der in Biomasseanlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, erzeugt wird, gilt ab dem 1. Januar 2014 auch der Wärmeeinsatz bei der Herstellung von Pellets oder Briketts aus halmgutartiger Biomasse, Laub oder Biomüll zur Nutzung als Brennstoff als Wärmenutzung im Sinne der Anlage 3 Nr. 1.2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung.“

**BiomasseV:**

In Anlage 3 zur BiomasseV ist in den Nrn. 19, 20 die Ausnahme von Garten- und Parkabfällen zu streichen

**Begründung:** Biomasseheizkraftwerke und dezentrale Vergasungssysteme im mittleren und kleinen Leistungsbereich sind in Zukunft unverzichtbare Bestandteile der Strom- und Wärmebereitstellung. Um dezentrale Vergasungseinheiten wirtschaftlich betreiben zu können, brauchen diese einen kostengünstigen Brennstoff, der, wie die derzeitige Preisentwicklung zeigt, nicht allein durch Holzbrennstoffe gewährleistet werden kann. Alternativen stellen Pellets oder Briketts aus Biomasse und Biomassereststoffe dar, die als Mono- oder Mischbrennstoffe bereitgestellt werden können. Als Ausgangsbiomasse sind neben Stroh, Gras auch Biomassen wie Laub, Biomüll, Gewässer- und Straßenbegleitgrün etc. zu nennen.

Für die technologieoffenen Anlagen (Vergaser) und Biomasseheizkraftwerke ist es wichtig, dass diese Ausgangsbiomassen aus alternativen Brennstoffen als Pellets oder Briketts aufbereitet Verwendung finden können. Die Zulassung der Biomassenreststoffe entspannt den Preisdruck der Energieträger und führt zur Einführung flexibler dezentraler Strom- und Wärmebereitstellung durch Vergasungssysteme im mittleren und kleinen Leistungsbereich und bei Biomasseheizkraftwerken.

Ein Wassergehalt unter 15 % für die Lagerung und Bereitstellung von Brennstoff mit entsprechendem Heizwert ist sinnvoll und schont zugleich die Ressourcen, insbesondere, wenn für die Trocknung der Brennstoffe Abwärme aus Industrie- oder Biogasanlagen verwendet werden. Die lagerfähigen Brennstoffe in Form von Briketts, Pellets oder Holzhackschnitzel können bedarfsgerecht Einsatz finden und zur Flexibilisierung des Energiemarktes beitragen.

Für die Trocknung von holzartigen Brennstoffen oder Gärresten werden nach dem EEG 2012 Anlage 2 Erzeugung in Kraftwärme-Kopplung in der Positivliste als Wärmenutzung im Sinne der Nummer 1 Buchstabe b anerkannt:

bb) die Trocknung von Holz zur stofflichen oder energetischen Nutzung bis zu einem Wärmeeinsatz von 0,9 Kilowattstunden je Kilogramm Holz,

unter g) die Nutzung als Prozesswärme zur Hygienisierung oder Pasteurisierung von Gärresten, die nach geltendem Recht der Hygienisierung oder Pasteurisierung bedürfen,

unter h) die Nutzung als Prozesswärme zur Aufbereitung von Gärresten zum Zweck der Düngemittelherstellung

und unter i) die Nutzung der Abwärme aus Biomasseanlagen, um hieraus Strom zu erzeugen, insbesondere in Organic-Rankine- und Kalina-Cycle-Prozessen.

Durch die Nutzung alternativer Brennstoffe werden fossile Energieträger eingespart und der Ausstoß von CO<sub>2</sub> vermieden. Hierunter fallen auch Brennstoffe aus nicht-holzartiger Biomasse. Diese alternativen Ausgangsmaterialien liegen meist als feuchte Biomasse oder Biomassenreststoffen vor, die vor einer energetischen Nutzung einen Aufbereitungsverfahren unterzogen werden müssen, um als konfektionierter, lagerfähiger Brennstoff mit entsprechenden Heizwert zur Verfügung stehen zu können. Die Trocknung der Biomasse ist dabei ein essentieller Verfahrensschritt. Für eine energieeffiziente Trocknung kann eine mechanische Vorentwässerung der thermischen Trocknung vorgelagert werden, um den Energieeinsatz der thermischen Trocknung zu verringern. Im Allgemeinen liegen die Heizwerte der erzeugten Brennstoffe aus Ausgangsmaterialien wie Gras, Laub oder ähnlichem bei Heizwerten zwischen 17.000 bis 18.000 MJ/kg aufbereitetem Brennstoff (atro), also ähnlich wie Holzbrennstoffe.

**Folgen:** Durch die Bereitstellung alternativer konfektionierter Energieträger aus nichtholzartiger Biomasse kann der Preisdruck am Markt auf holzartige Brennstoffe deutlich verringert und zum wirtschaftlichen Betrieb von Biomasseheizkraftwerken oder dezentralen Vergasungseinheiten (offene Technologie) einen deutlichen Beitrag leisten.

Durch die Konfektionierung eines Brennstoffs können Qualitätsmerkmale eingehalten und ein wartungsarmer Betrieb der Konversionsanlage sichergestellt werden. Für den flexiblen Einsatz der Biomasse ist die Lagerung des Brennstoffes unerlässlich und setzt einen Trockensubstanzgehalt von über 85% voraus, welcher meist durch eine thermische Trocknung erzielt wird. Durch die Ausdehnung der Anerkennung zur Trocknung von holzartigen Brennstoffen auf nichtholzartige Biomasse wird die Trocknung der alternativen Brennstoffausgangsmaterialien zur Nutzung der Abwärme z.B. aus Biogasanlagen erst möglich und wirtschaftlich für den Anlagenbetreiber interessant. Durch die mechanische Vorentwässerung von halmgutartigem Material vor der thermischen Trocknung wird die Effizienz hinsichtlich der Energieausnutzung erheblich gesteigert.

Konfektionierte biogene Brennstoffe (Pellets/Briketts) erlauben auch ein entsprechendes Qualitätsmanagement. Durch die Erweiterung der Rohstoffbasis wird der Preisdruck auf holzartige Biomasse deutlich entschärft und ein wirtschaftlicher Betrieb in Biomasseheizkraftwerken oder dezentralen Vergasungseinheiten im mittleren und kleinen Leistungsbereich auch in Zukunft möglich. So können dezentral anfallende Biomassereststoffe, wie Gras und Laub zu energetisch hochwertigen konfektionierten Brennstoffen (rd. 18 MJ/kg atro) zur Verfügung stehen. Durch eine gezielte Konfektionierung der Brennstoffe können diese zudem an die Konversionsanlagen angepasst werden, was weitere Vorteile bei der Verwendung verspricht.

#### **4.8 Anerkennung der in § 27 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2009 festgelegt 5 MW-Grenze Bemessungsleistung**

**Bezug:** §27 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2009 i.V.m § 66 Abs. 25 EEG 2012

**Vorschlag:** In § 66 ist folgender Absatz zu ergänzen:

„(25) Für Strom aus Biomasseanlagen, die nach dem 31. Dezember 2008 und vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, besteht der Anspruch auf Vergütung abweichend von der Vergütungsbestimmung des § 27 Absatz 3 Nr. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt mit Wirkung vom ... [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes] auch, wenn die installierte elektrische Leistung der Anlage 5 MW überschreitet, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 3 zum Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung erzeugt wird.“

**Begründung:** Mit dieser Regelung wird an die Übergangsregelung in § 66 Absatz 17 EEG angeknüpft. So wie es nicht mehr gerechtfertigt ist Anlagen mit einer installierten elektrischen Wirkleistung von mehr als 20 MW von der EEG-Vergütung auszuschließen, gilt Gleiches für die Regelung nach § 27 Absatz 3 Nummer 1 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung.

Danach besteht ein Anspruch auf die Vergütung nur, soweit der Strom aus Anlagen mit einer Leistung von über 5 MW stammt, wenn dieser Strom im Kraft-Wärme-Kopplungs-Modus erzeugt wird. Hier ist in der Praxis umstritten, ob diese 5 MW als installierte Leistung anzusehen sind oder als Bemessungsleistung. Es besteht kein Grund mehr, Anlagen mit einer größeren installierten Leistung als 5 MW von der Vergütung des gesamten Stroms auszuschließen, soweit der ab einer Bemessungsleistung von 5 MW erzeugte Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird.

Um vorhandene Kraftwerksreserven, die insbesondere bei der Feststoffverbrennung vorhanden sind, auszunutzen, sollte klargestellt werden, dass diese 5 MW-Grenze nicht für die installierte elektrische Leistung gilt, sondern für die Bemessungsleistung.

**Folgen:** Eine negative Auswirkung oder ein Verfehlen der Ziele des § 27 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2009 ist nicht zu befürchten, da es keinerlei Anlagen mehr geben kann, die nach dem EEG 2009 in Betrieb genommen werden können. Für die bereits vorhandenen installierten Anlagen würde die Änderung jedoch bedeuten, dass ggf. mit geringen Investitionskosten eine Leistungserhöhung dieser installierten Anlagen erfolgen kann, so dass diese effizienter arbeiten und alle Kraftwerksreserven ausschöpfen können.

Durch die Beibehaltung der 5 MW-Grenze wird auch ausgeschlossen, dass hier Mitnahmeeffekte entstehen. Durch die Klarstellung wird lediglich ermöglicht, die Kraftwerke so zu betreiben, dass die technisch mögliche Auslastung mit einer 5 MW-Bemessungsleistung erfolgen kann.

Da insbesondere Holzkraftwerke, die in diesen Bereich fallen, zur Grundlaststabilität der Netze beitragen, ist dies auch aus netztechnischer Sicht durchaus wünschenswert. Für den Bereich oberhalb der 5 MW Bemessungsleistung bleibt die Vergütung an die KWK-Pflicht gekoppelt.