

### zum EEG-Referentenentwurf des BMU (Stand 17.05.2011)

26.05.2011

Das Bundesumweltministerium hat mit Stand vom 17.05.2011 einen *Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien* vorgelegt. Dieser soll die Grundlagen zur Erreichung der Ausbauziele der Bundesregierung (35% Stromanteil aus Erneuerbaren Energien bis 2020, 50% bis 2030, 65% bis 2040 und 80% bis 2050) legen. Dieser Ausbau soll nachhaltig und effizient erfolgen. Dazu werden insbesondere Maßnahmen zur stärkeren Marktintegration ergriffen. Zugleich wird eine „leichte“ Erhöhung der EEG-Umlage (um 2 €/MWh) erwartet.

Zu diesem Entwurf nimmt VIK wie folgt Stellung:

#### **A. Kurzzusammenfassung der Kernaspekte, die bei der EEG-Novelle zu beachten sind**

Der Referentenentwurf enthält eine Reihe von Gesetzesänderungen, die zum Teil deutliche Auswirkungen auf industrielle Letztverbraucher haben. Folgende drei Kernaspekte sind dabei von besonderer Bedeutung:

##### **I. Änderungen im Zusammenhang mit der Besonderen Ausgleichsregelung**

Der im Gesetzentwurf vorgesehene gleitende Einstieg in die Besondere Ausgleichsregelung wird begrüßt, da er insbesondere energieintensiven Unternehmen aus dem Mittelstand eine teilweise Reduktion ihrer EEG-Belastung ermöglicht. Ebenso wird die Absicht des Gesetzgebers befürwortet, mögliche Umgehungstatbestände abzuschaffen, die Unternehmen, die nicht im Fokus der besonderen Ausgleichsregelung liegen, eine Antragstellung ermöglichen. Dabei muss allerdings im Detail darauf geachtet werden, dass nicht durch zu einschränkende Formulierungen auch solchen im internationalen Wettbewerb stehenden energieintensiven Unternehmen die Antragsmöglichkeit versperrt wird, denen nach dem Willen des Gesetzgebers eigentlich eine Entlastung von der EEG-Umlage gewährt werden soll.

Daneben sieht der Gesetzentwurf eine Reihe von Detailregelungen vor, die zum Teil einen erheblichen unnötigen administrativen Aufwand auslösen und zugleich zu einer Einschränkung der Antragsmöglichkeit für die betroffenen Unternehmen führen. Dies betrifft beispielsweise die Schaffung zusätzlicher, administrativ aufwändiger Nachweisanforderungen beim selbständigen Unternehmensteil oder die Einschränkung der Zertifizierungsmöglichkeiten beim Energieverbrauch auf zwei (gegenüber heute vier) Möglichkeiten, die gerade für mittelständische Unternehmen einen erheblichen Mehraufwand bedeuten. Daneben ist die Verpflichtung zu einprozentigen Effizienzsteigerungen abzulehnen, da sie besonders effiziente Unternehmen bestraft und darüber hinaus nicht praktikabel handhabbar ist.

## II. Änderungen im Hinblick auf die Behandlung von industriellem Eigenstrom

Der Referentenentwurf erkennt an, dass industrieller Eigenstrom, der sich dadurch auszeichnet, dass er nicht von einem Dritten bezogen, sondern vom Verbraucher selbst erzeugt wird, auch weiterhin von der EEG-Umlage befreit sein soll. Dies ist sehr begrüßenswert, denn die industrielle Stromeigenerzeugung leistet eine Reihe von positiven Beiträgen zu einer effizienten Energieversorgung, etwa im Hinblick auf eine Verstärkung des Wettbewerbs im Erzeugungsbereich, eine ökologisch sinnvolle Energieerzeugung im Wege von Kraft-Wärme-Kopplung oder durch energetische Verwendung von Reststoffen aus der Produktion (wie z.B. Kuppelgase oder Raffinerierückstände), eine stärkere Dezentralisierung sowie die Stabilisierung des Stromnetzes. Es ist ebenso begrüßenswert, dass auch hier mögliche Umgehungstatbestände ausgeschlossen werden sollen. Allerdings ist das gewählte Kriterium, nämlich der Ausschluss von Eigenstrom von der EEG-Befreiung, sofern er über das öffentliche Netz geleitet wird, nicht sachgerecht. Denn dadurch würden sinnvolle industrielle Eigenstromkonstellationen entgegen der Intention des Gesetzgebers mit EEG-Umlage belastet. Dies betrifft beispielsweise Sachverhalte, in denen aufgrund einer historischen Netzanschluss-situation der Strom aus dem eigenen Industriekraftwerk über einen kurzen Umweg über das öffentliche Netz zum eigenen Stromverbrauchsaggregat geleitet wird. Daneben würden effiziente Standortentscheidungen für Industriekraftwerke verhindert. Auch hinsichtlich einer industriellen Stromversorgung aus eigenen ortsgebundenen Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien würden entsprechende Investitionen durch industrielle Letztverbraucher verhindert. VIK hat hierzu einen Formulierungsvorschlag entwickelt (s.u., B.II.10), der solche ökologisch und ökonomisch sinnvollen industriellen Eigenstromversorgungen sachgerecht abgrenzt und nicht mit der EEG-Umlage belastet.

## III. Berücksichtigung industrieller Stromeigenerzeugung im Zusammenhang mit dem Einspeisemanagement

Der Referentenentwurf enthält eine Reihe von Regelungen, die dazu führen, dass industrielle Eigenerzeugungsanlagen stärker in das EEG-Einspeisemanagement einbezogen werden. Damit wird den Besonderheiten dieser Anlagen nicht hinreichend Rechnung getragen, die eng in die jeweiligen industriellen Produktionsprozesse integriert sind, weil sie z.B. im Wege der Kraft-Wärme-Kopplung die für den Produktionsprozess essentiell notwendige Wärme bzw. Prozessdampf erzeugen, oder weil sie der Verstromung industrieller Reststoffe

(Kuppelgase, Raffinerierückstände) dienen. Durch diese enge Verzahnung mit dem Produktionsprozess ist eine Abregelung solcher Anlagen technisch nicht ohne negative Rückwirkungen auf das Netz und die industrielle Produktion möglich und führt zu erheblichen negativen wirtschaftlichen Konsequenzen. Daher muss im Hinblick auf solche Eingriffe drauf geachtet werden, dass sie dort, wo Eingriffe überhaupt möglich sind, auf Basis freiwilliger vertraglicher Vereinbarungen zwischen dem Netzbetreiber und dem Betreiber der industriellen Eigenerzeugungsanlage erfolgen. Zwangseingriffe darf es aufgrund der erheblichen Konsequenzen in diesem Bereich nicht geben.

Diese Aspekte sowie weitere Regelungen des Referentenentwurfes werden im Folgenden im Detail kommentiert und dort, wo Änderungsbedarf gesehen wird, mit konkreten Formulierungsvorschlägen versehen.

## **B. Ausführliche Kommentare zu den einzelnen Änderungsvorschlägen**

VIK nimmt zu den einzelnen Vorschriften des Referentenentwurfes wie folgt Stellung:

### I. Änderungen im Zusammenhang mit der Besonderen Ausgleichsregelung

In den Begriffsbestimmungen (§ 3) sowie in § 41 werden Änderungen an der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) vorgenommen. Diese betreffen im Einzelnen die folgenden Punkte:

1. **§ 3 (4a)** führt die Definition des Gewerbes als „ein nach Art und Umfang in kaufmännischer Weise eingerichteter Geschäftsbetrieb, der unter Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr nachhaltig mit eigener Gewinnerzielungsabsicht betrieben wird“ ein. Laut der Gesetzesbegründung sollen damit unselbständige Subauftragnehmer etc. von der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) ausgeschlossen werden. Sofern das Ziel dieser Regelung darin besteht, durch Contractingkonstruktionen entstehende Mitnahmeeffekte bei der BesAR abzuschaffen, wird dies von VIK ausdrücklich begrüßt. Die Regelung ist auch im Kontext mit der Definition des Unternehmens des produzierenden Gewerbes in § 3 (14) zu sehen (siehe dort).
2. Die in **§ 3 (14)** neu eingeführte Definition des produzierenden Gewerbes rekurriert auf die WZ-Kategorien B und C, d.h. die Bereiche Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden sowie verarbeitendes Gewerbe. Damit sind Energieversorgungsunternehmen explizit ausgeschlossen. Damit soll ausweislich der Begründung eine missbräuchliche Inanspruchnahme der BesAR verbunden werden. Bei derartigen Umgehungstatbeständen werden vertragliche Konstruktionen genutzt, bei denen Unternehmen aus Wirtschaftszweigen, welche nicht dem produzierenden Gewerbe oder den Schienenbahnen angehören, ihre stromverbrauchenden Aggregate einem dem Bereich der Energieversorgung angehörenden Unternehmen überlassen, welches in eigenem Namen einen Antrag nach §§ 40 ff. EEG stellt und wiederum die mit dem reduzierten EEG-Aufschlag erzeugten Nutzenergien an den Vertragspartner liefert. VIK begrüßt, dass der Gesetzgeber missbräuchliche Inanspruchnahmen der BesAR unterbinden will. Allerdings ist der umfassende Ausschluss von Unternehmen aus

dem Bereich der Energieversorgung nicht geeignet, denn damit werden u. a. auch solche Fälle von der Inanspruchnahme der BesAR ausgeschlossen, die eindeutig im Fokus dieser Regelung liegen. Dies betrifft bspw. Betreiber von Industriestandorten, die in der Vergangenheit Bestandteil eines produzierenden Unternehmens waren, aber aus den verschiedensten Gründen im Rahmen von Umstrukturierungen ausgegliedert worden waren, z. T. lange vor Schaffung der BesAR. Dennoch findet ein erheblicher Teil der Produktionskette des oder der Unternehmen des produzierenden Gewerbes heute im Unternehmen des Industriestandortbetreibers statt, z.B. die Bereitstellung von Wärme, Kälte oder Druckluft. Solche Konstellationen (in der Organisationsform eines Industrieparks) sind in der aktuellen Klassifizierung der Wirtschaftszweige noch nicht berücksichtigt. In diesem Fall darf die Antragstellung des Industriestandortbetreibers für den von ihm selbst verbrauchten Strom nicht gefährdet werden. Daher sollte die Begriffsbestimmung wie folgt ergänzt werden:

§ 3 (14) „Unternehmen des produzierenden Gewerbes“ jedes Unternehmen, das an der zu begünstigenden Abnahmestelle dem Bergbau, der Gewinnung von Steinen und Erden oder dem verarbeitenden Gewerbe in entsprechender Anwendung der Abschnitte B und C der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008, des Statistischen Bundesamtes 1 zuzuordnen ist, **sowie Betreiber von Industriestandorten, soweit sie im internationalen Wettbewerb stehen und die am Standort ansässigen Unternehmen überwiegend den Kategorien B und C angehören.**“

### 3. Gleitender Einstieg in die Besondere Ausgleichsregelung

§ 41 (1) enthält einen gleitenden Einstieg in die Besondere Ausgleichsregelung. Dieser soll bereits ab einem Stromverbrauch von 5 GWh greifen, wobei bei einem Verbrauch zwischen 5 und 10 GWh der Selbstbehalt schrittweise von 100 % bis auf 10 % reduziert wird. Damit wird insbesondere energieintensiven Unternehmen aus dem Mittelstand die Antragstellung ermöglicht, zugleich bleibt für die bisher dem Anwendungsbereich der Besonderen Ausgleichsregelung unterfallenden Unternehmen der Status Quo erhalten.

Dies ist sehr zu begrüßen, da damit mögliche Verzerrungen aufgrund der bisherigen harten Eintrittsschwelle von 10 GWh abgemildert werden. Zugleich ist es begrüßenswert, dass anerkannt wird, dass die betroffenen Unternehmen in einem sehr intensiven internationalen Wettbewerb stehen, so dass für den bisherigen Adressatenkreis die Regelung nicht verändert, d.h. die reduzierte EEG-Umlage von 0,5 €/MWh beibehalten werden soll.

### 4. Zeitpunkt der Zertifizierung der Energieeinsparpotenziale

§ 41 (1) Nr. 2 trägt der Erkenntnis Rechnung, dass sich die bisherige Regelung, wonach die Zertifizierung der Energieverbräuche und –einsparpotenziale im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr erfolgen muss, nicht bewährt hat. Sie führt dazu, dass gerade solchen Unternehmen, die erstmals einen Antrag stellen, die Gefahr einer Ablehnung droht, da sie die Zertifizierung nicht rechtzeitig vornehmen können. Dies liegt zum einen darin begründet, dass die Antragsberechtigung (das Überschreiten des Stromkostenanteils von 15 %) erst

nach Abschluss des Geschäftsjahres feststeht, so dass eine Zertifizierung nicht mehr erfolgen kann. Zum anderen ist zu beachten, dass die Einführung eines entsprechenden Systems und seine Zertifizierung mit einem erheblichen Zeitaufwand verbunden sind, der zudem auch auf mögliche Engpässe auf Seiten der Zertifizierer treffen kann.

VIK begrüßt, dass dieses administrative Problem in § 41 Abs. 1 Nr. 2 in geeigneter Weise dadurch gelöst wird, dass das antragstellende Unternehmen im Zeitpunkt der Antragstellung ein gültiges Energiemanagementsystem besitzt.

## 5. Zertifizierung der Energieverbräuche und –einsparpotenziale

Der Referentenentwurf sieht in **§ 41 (1a)** eine Einschränkung auf die Optionen DIN EN 16001 (bzw. ISO 50001) und EMAS vor. Diese Einschränkung ist nicht sinnvoll. Die vier bisher eingeführten Optionen (DIN EN 16001, ISO 14001, EMAS, BAFA-Variante) haben sich bewährt. Insbesondere bedeutet der Wegfall der bisherigen BAFA-Variante den verpflichtenden Umstieg auf die Varianten DIN EN 16001 oder EMAS. Damit ist ein höherer zeitlicher und administrativer Aufwand verbunden. Dieser ist insbesondere für mittelständische Unternehmen unverhältnismäßig. Vor dem Hintergrund, dass die Besondere Ausgleichsregelung stärker für mittelständische Unternehmen geöffnet werden soll, wäre eine solche Einschränkung kontraproduktiv. Daher muss für mittelständische Unternehmen weiterhin – neben den Varianten DIN EN 16001 und EMAS – auch eine unbürokratische und flexible Lösung möglich sein. In diesem Zusammenhang wird auf auch vom BMU und BMWi angestoßene Aktivitäten verwiesen, ein unbürokratisches Energiemanagementsystem speziell für mittelständische Unternehmen zu entwickeln. Dies stimmt mit dem im Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010 niedergelegten Ziel überein, wonach insbesondere kleine und mittlere Unternehmen nicht überfordert werden sollen. Solange ein solches System noch nicht vorliegt, sollte zumindest für mittelständische Unternehmen die BAFA-Variante zur Zertifizierung weiterhin ermöglicht werden. Daher sollte § 41 (1a) gestrichen werden.

Sofern dies nicht vom Gesetzgeber gewünscht ist, muss sichergestellt sein, dass bei einer Einschränkung der Möglichkeiten ausreichende Übergangsfristen geschaffen werden. Die Antragsmöglichkeit für energieintensive Unternehmen darf nicht durch eine Erhöhung rein administrativer Hürden eingeschränkt werden. Bei einem geplanten Inkrafttreten des EEG zum 01.01.2012 stünde im Jahr 2012 lediglich ein halbes Jahr zur Einführung dieser Systeme zur Verfügung. Dieser Zeitraum ist deutlich zu gering. Daher sollte eine Einschränkung der Zertifizierungsmöglichkeiten auf DIN EN 16001 und EMAS, wenn überhaupt, frühestens ab dem Antragsjahr 2013 gelten.

Darüber hinaus muss gemäß § 41 (1a) das Zertifikat zukünftig auch die Bestätigung enthalten, dass die Vorschriften des Umweltrechts eingehalten werden, die konkrete Anforderungen oder Optimierungsgebote im Hinblick auf Energieaspekte betreffen. Damit wird neuer bürokratischer Aufwand geschaffen. Zudem kann es nicht Aufgabe der Zertifizierer sein, die Einhaltung von Rechtsvorschriften zu überwachen. Der entsprechende Passus ist daher zu streichen.

§ 41(1a) wäre daher wie folgt zu ändern:

§ 41 (1a): „Als Energiemanagementsystem gilt ein zertifiziertes Energiemanagementsystem nach DIN EN 16001:2009 oder DIN EN ISO 50001:2011 3 in Verbindung mit einer schriftlichen Bestätigung der Zertifiziererin oder des Zertifizierers, ~~das die Vorschriften des Umweltrechts eingehalten werden, die konkrete Anforderungen oder Optimierungsgebote im Hinblick auf Energieaspekte betreffen, und~~ dass der Zertifizierer die durch das Unternehmen erhobenen Energiedaten und Einsparpotenziale sowie deren Bewertung überprüft und keine Abweichungen von den Anforderungen festgestellt hat. Ebenfalls als Energiemanagement gilt eine Eintragung in dem Register nach Artikel 12 Absatz 2 der Verordnung (EG) Nr. 1221/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. November 2009 über die freiwillige Teilnahme von Organisationen an einem Gemeinschaftssystem für Umweltmanagement und Umweltbetriebsprüfung und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 761/2001, sowie der Beschlüsse der Kommission 2001/681/EG und 2006/193/EG (ABl. EG Nr. L 342 S. 1). Im Antragsjahr 2012 sind daneben auch die im Untermerkblatt II.A.1. „zur Zertifizierung des Energieverbrauchs und der Energieverbrauchsminderungspotenziale“ des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle vom 11. Januar 2010 genannten Methoden zulässig.“

#### 6. Zertifizierung nur der relevanten Abnahmestellen

Darüber hinaus sollte im EEG klargestellt werden, dass es im Rahmen der Zertifizierung ausreicht, wenn diejenigen Abnahmestellen, für die ein Antrag gemäß Besonderer Ausgleichsregelung gestellt wird, erfasst sind. Für die verpflichtende Erfassung anderer Abnahmestellen, die möglicherweise energiewirtschaftlich sogar unbedeutend sind, besteht kein Anlass. **§ 41 (1) Nr. 2** sollte wie folgt ergänzt werden:

§41(1) Nr. 2 „... das Unternehmen im Zeitpunkt der Antragstellung ein gültiges Energiemanagementsystem nach Absatz 1a besitzt, das mindestens die Abnahmestellen umfassen muss, für die der Antrag auf Begrenzung der EEG-Umlage gestellt wird, und eine Effizienzsteigerung von einem Prozent erreicht, wobei sich diese Effizienzsteigerung auf eine durch eine Zertifiziererin, einen Zertifizierer, eine Umweltgutachterin oder einen Umweltgutachter schriftlich zu bestätigende Kennzahl beziehen muss.“

#### 7. Keine verpflichtende Realisierung der Energieeinsparpotenziale

In § 41 (1) Nr. 2 wird vorgesehen, eine Effizienzsteigerung von einem Prozent zur Voraussetzung für die Antragstellung zur BesAR zu machen. Dies ist keinesfalls akzeptabel. Zum einen verkennt ein solcher Vorschlag, dass es im Eigeninteresse des Unternehmens ist, seine Energieverbräuche zu senken, um Energiekosten zu sparen. Zum anderen fordert bspw. die DIN EN 16001 explizit eine kontinuierliche Verbesserung.

Des Weiteren käme eine solche Vorschrift einer Investitionspflicht gleich, die mit einer marktwirtschaftlichen Wirtschaftsverfassung nicht in Einklang zu bringen ist.

Im Allgemeinen erfolgt die wirtschaftliche Bewertung von Maßnahmen unternehmensindividuell mittels unterschiedlicher Kriterien. Welche Kriterien zur Bewertung einer Investition im jeweiligen Einzelfall herangezogen werden, liegt im Verantwortungsbereich des Unternehmens und ist oftmals nicht zuletzt auch von der Möglichkeit abhängig, entsprechende Kredite zu erhalten. Dies gilt auch für die zeitliche Dimension: Investitionen in Energieeffizienz stehen oftmals in einem engen Zusammenhang mit anderen Investitionsmaßnahmen und werden dann in diesem Kontext realisiert. Schließlich ergibt sich insbesondere bei Neuinvestitionen die Situation, dass diese auf dem technisch aktuellen Stand sind. Daher ergeben in einem gewissen Zeitraum nach einer solchen Neuinvestition oder Unternehmensneugründung überhaupt keine Einsparpotenziale. Darüber hinaus würden durch eine solche strikte Vorgabe Unternehmen, die bereits in der Vergangenheit erhebliche Effizienzsteigerungen erreicht haben, gegenüber anderen Unternehmen benachteiligt, bei denen noch relativ einfach realisierbare Effizienzpotenziale existieren.

Dies darf nicht dazu führen, dass die Antragsmöglichkeit des betroffenen Unternehmens eingeschränkt wird. § 41 (1) Nr.2, 2. Halbsatz, sollte daher gestrichen werden:

*§ 41 (1) Nr. 2 „... das Unternehmen im Zeitpunkt der Antragstellung ein gültiges Energiemanagementsystem nach Absatz 1a besitzt, **das mindestens die Abnahmestellen umfassen muss, für die der Antrag auf Begrenzung der EEG-Umlage gestellt wird, und eine Effizienzsteigerung von einem Prozent erreicht, wobei sich diese Effizienzsteigerung auf eine durch eine Zertifiziererin, einen Zertifizierer, eine Umweltgutachterin oder einen Umweltgutachter schriftlich zu bestätigende Kennzahl beziehen muss.**“*

#### 8. Keine einschränkende der Definition der Abnahmestelle

**§ 41 (4)** enthält die Definition des Begriffs der Abnahmestelle, die gegenüber der bisher praktizierten und im entsprechenden Merkblatt des BAFA niedergelegten Abgrenzung die einschränkende Anforderung enthält, dass die Einrichtungen des Unternehmens auf dem Betriebsgelände nicht nur räumlich, sondern auch physikalisch zusammenhängen müssen. Auch in der Begründung wird eine eher enge Auslegung gefordert („So ist ein einheitlicher Betriebszweck nicht mehr gegeben, wenn auf den durch eine öffentliche Straße getrennten Betriebsgeländen eine Produktion jeweils unterschiedlicher Produktionsstufen oder unterschiedlicher Produkte erfolgt.“). Dies stellt eine unnötig enge Einschränkung dar, für die kein Anlass besteht und die die Antragsmöglichkeiten energieintensiver Unternehmen stark einschränkt. So würde in o.g. Fall selbst bei einer physikalischen (elektrischen) Verbindung der auf beiden Seiten der öffentlichen Straße befindlichen Produktionsanlagen keine zusammenhängende Abnahmestelle vorliegen, falls die Anlagen unterschiedlichen Produktionsstufen angehören. Eine solche Regelung ist nicht sachgerecht. Es sollte in der Begründung klargestellt werden, dass ein zusammenhängendes Betriebsgelände auch dann vorliegt, wenn das Betriebsgelände durch einen öffentlichen Weg getrennt wird, die Produktionseinrichtungen aber durch Energie-, Produkt- oder sonstige Leitungen bzw. Werksinfrastrukturen verbunden sind. Im Übrigen sollte

auf die entsprechende Abgrenzung im BAFA-Merkblatt II.A. zurückgegriffen werden. § 41 (4) wäre wie folgt zu ändern:

§ 41 (4): „Eine Abnahmestelle ist die Summe aller räumlich ~~und physikalisch~~ zusammenhängenden elektrischen Einrichtungen eines Unternehmens, die sich auf einem ~~in sich abgeschlossenen~~ Betriebsgelände befinden und über eine oder mehrere Entnahmepunkte mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden sind.“

#### 9. Keine Verschärfung der administrativen Anforderungen beim selbständigen Unternehmensteil

Der Referentenentwurf sieht in § 41 (5) vor, dass für den selbständigen Unternehmensteil ein eigener geprüfter Jahresabschluss erstellt werden muss. Dies ist bei Teilbetrieben nicht nur unüblich, sondern auch unangemessen, denn es bedeutet einen erheblichen Mehraufwand, v. a. in administrativer, aber auch in zeitlicher Hinsicht. Dieser ist insbesondere für kleinere Unternehmen in der zur Verfügung stehenden Zeit kaum zu schultern. Sie laufen daher Gefahr, bis zum Ablauf der Antragsfrist die Anforderung der Vollständigkeit der Antragsunterlagen nicht erfüllen zu können. Die relevanten Informationen können auch auf Basis einer Kostenstellenrechnung geliefert werden, aus der die Bruttowertschöpfung ermittelt und durch Wirtschaftsprüfer bestätigt wird. Bei Bedarf können durch das BAFA im Einzelfall wie bisher auch weitere Nachweise verlangt werden.

§ 41 (5) sollte daher wie folgt geändert werden:

§ 41 (5) „Die Absätze 1 bis 4 gelten für selbständige Teile des Unternehmens entsprechend. Ein selbständiger Unternehmensteil liegt nur vor, wenn es sich um einen eigenen Standort oder einen vom übrigen Unternehmen am Standort abgegrenzten Teilbetrieb mit den wesentlichen Funktionen eines Unternehmens handelt ~~und der Unternehmensteil jederzeit als rechtlich selbständiges Unternehmen seine Geschäfte führen könnte~~. Für den selbständigen Unternehmensteil ~~muss ein eigener geprüfter Jahresabschluss erstellt werden, der vergleichbar zu einem handelsrechtlichen Jahresabschluss ist.~~ muss aufgrund einer Kostenstellenrechnung, die alle Leistungen und alle Kosten einschließlich der anteiligen Kosten der allgemeinen Unternehmensfunktionen abbildet, die Bruttowertschöpfung ermittelt und durch Wirtschaftsprüfer bestätigt werden.“

Ebenso kritisch ist auch das in der Gesetzesbegründung genannte Argument zu bewerten, dass Teile eines Unternehmens, die lediglich Bestandteil eines Produktionsprozesses oder einer Produktionskette sind, keine selbständigen Unternehmensteile sind, wenn nicht weitere, wesentliche betriebliche Funktionsbereiche dazugehören. Mit dieser Änderung der Gesetzesbegründung, die vermutlich im Rahmen der Antragsbescheidung durch das BAFA herangezogen werden wird, droht eine deutliche Einschränkung des Anwendungsbereichs der Besonderen Ausgleichsregelung. Insbesondere geht diese Gesetzesbegründung an der Unternehmensrealität vorbei. Denn die



geforderten betrieblichen Funktionsbereiche (z.B. Beschaffung und Verwaltung) werden heutzutage oftmals ausgelagert und sind noch nicht einmal für jedes rechtlich selbständige Unternehmen vorhanden. Insofern sollte in der Begründung darauf verzichtet werden, durch solche einschränkende Regelbeispiele einer Gesamtwürdigung des Einzelfalls vorzugreifen.

Die Begründung sollte daher keine Änderungen vorsehen, sondern die bestehenden detaillierten Festlegungen des BAFA-Merkblattes II.A.2 vom 21.05.2010 zum selbstständigen Unternehmensteil beibehalten.

## II. Änderungen im Hinblick auf die Behandlung von industriellem Eigenstrom

10. § 37(3) schränkt Eigenstrom die bisherige EEG-Umlagebefreiung für selbst erzeugten und verbrauchten Strom ein. Ausweislich des EEG-Erfahrungsberichts geschieht dies, um mögliche Umgehungstatbestände auszuschließen.

Es ist zunächst sehr begrüßenswert, dass industrieller Eigenstrom, der sich dadurch auszeichnet, dass er nicht von einem Dritten bezogen, sondern vom Verbraucher selbst erzeugt wird, auch weiterhin von der EEG-Umlage befreit sein soll. Denn die industrielle Stromeigenerzeugung leistet eine Reihe von positiven Beiträgen zu einer effizienten Energieversorgung:

- Die dezentrale industrielle Eigenerzeugung führt zu einer Verringerung der Nachfrage am Stromgroßhandelsmarkt. Die industrielle Erzeugung führt dadurch zu mehr Wettbewerb im Erzeugungsbereich und bildet damit ein Gegengewicht zur immer noch stark oligopolistisch strukturierten Energiewirtschaft.
- Dezentrale industrielle Kraftwerke bieten ein Potenzial zur Stabilisierung der Stromnetze. Durch gezieltes Anpassen der Erzeugung in Zeiten einer hohen Netzbelastung tragen sie zu einer Verstetigung der Netzauslastung bei und verringern so den Netzausbaubedarf.
- Industrielle Eigenerzeugung erfolgt in überwiegendem Maße in KWK-Technologie oder durch die energetische Verwendung von prozessbedingt anfallenden Kuppelgasen oder anderer Reststoffe aus der Produktion. Diese Verwertung ist ökonomisch und ökologisch sinnvoll. Würde man die Eigenstromerzeugung mit der EEG-Umlage belasten, wäre eine solche wünschenswerte Verwertung gefährdet. Im Hinblick auf eine aus Klimaschutzgründen staatlich geförderte Technologie wie speziell bei der Kraft-Wärme-Kopplung wäre es ebenso unsinnig, diese mit ebenfalls klimapolitisch motivierten Zusatzkosten zu belasten.

Das Ziel des Gesetzgebers, den industriellen Eigenstrom im o.g. Sinne weiterhin von der EEG-Umlage freizustellen, zugleich aber möglichen Missbrauch zu beseitigen, wird von VIK unterstützt. Allerdings ist der im Referentenentwurf gewählte Weg, die geplante Einschränkung auf Strom, der nicht über das Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird, dazu ungeeignet und als alleiniges Kriterium abzulehnen. Dieses Kriterium sollte daher präzisiert werden, um zu

verhindern, dass bei der gewünschten Beseitigung von Umgehungsmöglichkeiten auch Konstellationen der EEG-Pflicht unterfallen, eine energiewirtschaftlich sinnvolle Eigenstromerzeugung der Industrie darstellen. Dies betrifft z.B. folgende Fälle:

- Das geplante Kriterium der Nutzung des öffentlichen Netzes verkennt zum einen, dass es historisch bedingt Konstellationen gibt, bei denen ein Industriekraftwerk aufgrund der tatsächlichen Anschlusssituation vor Ort über einen kurzen „Umweg“ über das öffentliche Netz den am Standort ansässigen industriellen Stromverbraucher (gleiches Unternehmen wie der Betreiber des Industriekraftwerks) versorgt. Es ist kein Grund ersichtlich, diesen Strom nicht als Eigenstrom zu quantifizieren.
- Zum anderen würde eine solche Regelung auch verhindern, dass Industriekraftwerke an effizienten Standorten errichtet werden. So kann es sein, dass ein Kraftwerksstandort nicht direkt auf dem Werksgelände, auf dem sich die Verbrauchseinrichtungen befinden, sondern in einer (geringen) Entfernung geeigneter ist, z. B. aufgrund der Anbindung an das Stromnetz oder hinsichtlich der Brennstoffanlieferung. Dies kann einen Stromtransport über das öffentliche Netz erforderlich machen. Sollte dieser Eigenstrom dann aber EEG-pflichtig werden, würde damit die Wirtschaftlichkeit dieses gesamten industriellen Eigenerzeugungsprojekts gefährdet.
- Ebenso muss es als Eigenstrom gelten, wenn ein Industrieunternehmen den von ihm in seinem Kraftwerk erzeugten Strom über das Netz der allgemeinen Versorgung an andere Standorte desselben Unternehmens weiterleitet. Auch hier spielen effiziente Kraftwerksstandorts- und -investitionsentscheidungen eine Rolle. So ist es wirtschaftlich und auch umweltpolitisch sinnvoll, wenn z. B. an demjenigen Unternehmensstandort mit dem größten Wärmebedarf eine KWK-Anlage errichtet wird, die auf den Wärmebedarf ausgelegt ist (in der Regel werden industrielle KWK-Anlagen wärmegeführt betrieben). Daraus kann sich hinsichtlich der Stromerzeugung eine Überschussstromerzeugung ergeben, mit der andere Standorte desselben Unternehmens versorgt werden. Dies muss ebenfalls als EEG-freier Eigenstrom gelten, wenn der Betreiber des Industriekraftwerks und der Stromverbraucher dasselbe Unternehmen sind. Es kann nicht gewollt sein, solche Industrieunternehmen dazu zu zwingen, an allen ihren Standorten kleine Kraftwerke zu errichten, wenn es in der konkreten Situation effizienter ist, den Strom- und Wärmebedarf aus einer größeren KWK-Anlage zu decken.

In der Konsequenz würde durch die beabsichtigte Einschränkung der Eigenstrombefreiung gegenüber dem Status Quo eine erhebliche industrielle Letztverbrauchsmenge mit der EEG-Umlage belastet, was bei einzelnen Unternehmen zu Mehrkosten im Bereich von mehreren Mio. € pro Jahr führen kann, eine unerwartete und kurzfristige Zusatzbelastung, die nicht ohne Weiteres getragen werden und erhebliche Probleme für die Ertragskraft des Unternehmens bedeuten kann. Hinzu kommt, dass keinesfalls sicher ist, dass solche Unternehmen über die Nutzung der Besonderen Ausgleichsregelung diese Zusatzbelastung zumindest teilweise reduzieren können. Und wenn doch, so wäre dies nur mit einer Zeitverzögerung von 2 Jahren möglich.

Vor diesem Hintergrund ist die vorgesehene Einschränkung des EEG-freien Eigenstroms auf Strom, der nicht über das Netz der allgemeinen Versorgung geliefert wird, für sich genommen kein geeignetes Kriterium, um Umgehungstatbestände auszuschließen, und muss daher wieder entfallen. Aus oben genannten Gründen muss aber Eigenstrom aus industriellen KWK-Anlagen, der Verstromung von Restbrennstoffen und aus regenerativen Energien weiterhin von der EEG-Umlage befreit sein, auch wenn er über das Netz der allgemeinen Versorgung geleitet wurde. Um Rechtsklarheit zu schaffen und die von der Politik befürchteten Umgehungstatbestände auszuschließen, sollte konkretere Merkmale für den derart begünstigten Eigenstrom definiert werden. VIK schlägt hierzu vor, den § 37 (3) des Referentenentwurfes wie folgt um einen Satz 2 zu ergänzen:

§ 37 (3) „*Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher stehen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleich, wenn sie Strom verbrauchen, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird, sofern dieser*

1. *von einer dritten Person geliefert wird oder*
2. *durch ein Netz durchgeleitet wird. **Abweichend davon liegt keine Durchleitung durch ein Netz im Sinne von Satz 1 Nr. 2 vor, wenn es sich um Strom handelt, der***

**i. in einer KWK-Anlage oder**

**ii. bei der Verstromung von Reststoffen aus der industriellen Produktion (z.B. Kuppelgase) oder**

**iii. aus regenerativen Energien**

**erzeugt wird.“**

Mit dieser Abgrenzung wird sichergestellt, dass industrielle Eigenerzeugung aus Anlagen, in denen ein Industrieunternehmen Strom zum eigenen Verbrauch erzeugt, weiterhin von der EEG-Umlage befreit ist. Zum anderen werden mögliche Umgehungstatbestände verhindert. Da in industrielle Produktionsprozesse eingebundene Kraftwerke in aller Regel als KWK-Anlagen ausgelegt sind und/oder mit Reststoffen aus der technisch mit ihnen verbundenen Industrieproduktion befeuert werden (z.B. Verstromung von Kuppelgasen), was bei Kraftwerken der allgemeinen Versorgung in der Regel nicht der Fall ist, sorgt die vorgeschlagene Regelung dafür, dass ökologisch und ökonomisch gewünschte, industrierelevante Konstellationen von der EEG-Umlage befreit bleiben, Umgehungstatbestände aber vermieden werden. Die Befreiung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien setzt Anreize für industrielle Letztverbraucher, zukünftig in regenerative Stromerzeugungstechnologien zu investieren, bei denen eine örtliche Trennung von Erzeugung und Verbrauch in der Regel erforderlich ist. Darüber hinaus dient sie dazu, dass bestehende Strukturen in der Industrierversorgung mit ortsfesten Erzeugungsanlagen (z.B. Laufwasserkraftwerke) weiterhin erhalten bleiben.

### III. Berücksichtigung industrieller Stromeigenerzeugung im Zusammenhang mit dem Einspeisemanagement

11. § 6 (1) regelt, dass künftig auch KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 kW mit einer technischen Einrichtung ausgerüstet werden müssen, mit der der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann. Dies ist eine logische Konsequenz aus der Regelung des § 11. Dies ist zwar konsequent, führt aber im Bereich von KWK-Anlagen, die in industrielle Produktionsprozesse integriert sind, zu Problemen. Anders als reine Kondensationskraftwerken, die lediglich der Stromerzeugung dienen, sind industrielle Stromerzeugungsanlagen beispielsweise outputseitig in den Produktionsprozess des Industrieunternehmens eingebunden, indem sie die in der Produktion benötigte Wärme erzeugen, oder aber inputseitig, indem sie der energetischen Verwertung von Reststoffen aus dem Produktionsprozess dienen (z.B. Verstromung von Kuppelgasen oder Raffinerierückständen).

Sofern diese Anlagen als KWK-Anlagen ausgelegt sind, erfolgen Dimensionierung und Fahrweise in der Regel zur Deckung des Wärmebedarfs. Die direkte Verbindung zwischen Wärme- und Stromproduktion bedeutet aber auch, dass eine durch einen externen Eingriff erzwungene Änderung der Stromproduktion immer mit einer Änderung der Wärmeproduktion einhergeht. Damit besteht eine unmittelbare Rückwirkung auf den Produktionsprozess, der auf die Wärmeerzeugung angewiesen ist.

So bedeutet z.B. ein Erzeugungsstopp bzw. die Drosselung von KWK-Anlagen eine Einschränkung oder Unterbrechung der Wärme- und Prozessdampfversorgung aus wärmegeführten KWK-Anlagen, die negative Auswirkungen auf die Produktionsprozesse hat und damit verbunden erhebliche finanzielle und materielle Schäden verursachen kann. Dies kann zum einen technische Gründe haben, aber auch in sicherheitstechnischen Anforderungen beruhen – so müssen bei einer Unterbrechung der Wärmezufuhr Anlagen im Produktionsprozess abgeschaltet werden, um Gefährdungen zu vermeiden. Dies gilt insbesondere für Industriekraftwerke, die Betriebe versorgen, die der Störfallverordnung unterliegen.

Entsprechendes gilt auch für die industrielle Stromerzeugung, die eng mit industriellen Produktionsprozessen verknüpft ist (z. B. Verstromung von Kuppelgasen in der Stahlindustrie). Bei einer Abregelung der Stromerzeugung könnten die bei der Stahlproduktion entstehenden Kuppelgase nicht verstromt werden, sondern müssten umweltbelastend abgefackelt werden. Dies würde den Betreiber in ein für ihn nicht lösbares Dilemma stürzen. Denn vielfach sind die Produktionsanlagen auch nicht kurzfristig drosselbar. Darüber hinaus würde beispielsweise das Zurückfahren einer Stahlhütte einen monatelangen Produktionsausfall bedeuten, weil es entsprechend lange Zeit dauert, eine solche Anlage wieder zum vollen Einsatz zu bringen.

Kraftwerke an Industriestandorten spielen darüber hinaus eine entscheidende Rolle in den Sicherheits- und Qualitätskonzepten an diesen Industriestandorten. Eine Zugriffsmöglichkeit des Übertragungsnetzbetreibers kann daher nur mit Zustimmung des Standortbetreibers und in dem Maße erfolgen, wie die

Aufrechterhaltung der Sicherheit und der Betrieb der Produktionsanlagen dies zulassen. Insbesondere bei Schmelzprozessen, bei denen eine Kühlung von Anlagenteilen erforderlich ist, oder bei chemischen Reaktionsprozessen muss ein geordnetes Herunterfahren der Anlagen möglich sein. Sofern bei Abschaltungen von Stromerzeugungsanlagen interne Sicherheitseinrichtungen ausgelöst werden - dies gilt insbesondere für Industriekraftwerke, die Betriebe versorgen, die der Störfallverordnung unterliegen -, bedeutet dies, dass Stromverbrauchsaggregate abgeschaltet werden, und damit ein der Netzstützung entgegenlaufender Effekt entsteht.

Hinsichtlich einer möglichen vom ÜNB angeordneten Erhöhung der Stromproduktion ist zu beachten, dass Industriekraftwerke in der Regel aus wirtschaftlichen Gründen so ausgelegt sind, dass sie im regulären Betrieb den Nutzwärmebedarf des Standortes decken. Eine Erhöhung der elektrischen Leistung ist aus technischen Gründen nicht oder nur sehr geringfügig möglich. Auch eine Eindrosselung von Industriekraftwerken im regulären Betrieb, um in der Lage zu sein, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers die Wirkleistung erhöhen zu können, ist aufgrund des wärmegeführten Betriebs nicht zielführend.

Vor diesem Hintergrund ist eine ferngesteuerte Reduktion der Einspeiseleistung nicht praktikabel. Es sollte im Rahmen des Einspeisemanagement sichergestellt werden, dass in industrielle Produktionsprozesse eingebundene Erzeugungsanlagen erst nachrangig, auch nachrangig zu EE-Anlagen, abgeregelt werden können. Zumindest sollte eine ferngesteuerte Abregelung unterbunden werden. Stattdessen müssen betriebliche Maßnahmen zulässig sein, d.h. dass der Anlagenbetreiber – mit ausreichendem Vorlauf - selbst entscheiden kann, mit welchen Maßnahmen er auf ein vom Netzbetreiber übermitteltes Signal reagiert. Dazu sollte § 6 (1) wie folgt ergänzt werden:

*§ 6 (1) „Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber sowie Betreiberinnen und Betreiber von KWK-Anlagen müssen ihre Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 Kilowatt mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit*

- 1. die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und*
- 2. die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann.*

**Für Betreiber von in industrielle Produktionsprozesse eingebundene Stromerzeugungsanlagen gilt dies nur insoweit, dass eine Signalübermittlung einer Anforderung zur Abregelung durch den Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber gewährleistet sein muss.**

Im Übrigen wird auf die Anmerkungen zu § 11 verwiesen.

12. **§ 6 (6)** legt als Konsequenz bei einer Nichtteilnahme am Einspeisemanagement bzw. der Ausrüstung der Anlage mit technischen Einrichtungen zur ferngesteuerten Abregelung den Verlust des Anspruchs auf EEG-Förderung bzw. des KWK-Zuschlags sowie den Verlust des vorrangigen Netzzugangs (im Fall von nicht förderfähigen KWK-Anlagen) fest. Eine solche Sanktionsmöglichkeit ist

- soweit den oben angesprochenen Besonderheiten industrieller Stromerzeugung angemessen Rechnung getragen wurde – zu begrüßen.

13. Die Klarstellung zur Gleichstellung von KWKG- und EEG-Strom, die in **§ 8 (1)** vorgenommen wird, ist zu begrüßen.

14. **§ 8 (3)**: Nach dieser Vorschrift sollen vertragliche Abweichung von der Teilnahme am Einspeisemanagement nicht zulässig sein. Dies ist insofern problematisch, als dadurch die besondere Berücksichtigung industrieller Stromeigenerzeugung nicht mehr gewährleistet werden kann. Insofern sollte § 8 (3) Satz 2 gestrichen werden.

15. **§ 11** regelt das Einspeisemanagement bei Engpässen und Überlastung im vorgelagerten Netz, d.h. die Abregelung von Stromerzeugungsanlagen. Es ist zu begrüßen, dass am gleichrangigen Vorrang von EEG- und KWK-Strom vor konventioneller Stromerzeugung festgehalten wird. Problematisch ist allerdings die Regelung für den Fall, dass zwischen diesen Vorrang-Anlagen eine Entscheidung zur Abregelung getroffen werden muss. Hier wird ein Vorrang für Strom aus Photovoltaik implementiert.

Wichtiger wäre hier, den Besonderheiten der mit industrieller Produktion verbundenen Stromerzeugung Rechnung zu tragen, also die Besonderheiten z. B. bei KWK-Strom und Reststoffverstromung (Kuppelgase, Raffinerierückstände) zu berücksichtigen (vgl. obige Ausführungen). Insbesondere sollte klargestellt werden, dass Eingriffe in solche Anlagen nur auf freiwilliger vertraglicher Basis möglich sein können. Insofern sollte § 11 (1) wie folgt gefasst werden:

*§ 11 (1) „Netzbetreiber sind unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 ausnahmsweise berechtigt, an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Anlagen und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von § 6 Absatz 1 Nummer 1, Absatz 2 Nummer 1 oder Nummer 2 Buchstabe a ausgestattet sind, zu regeln, soweit*

- 1. andernfalls im jeweiligen Netzbereich oder einem vorgelagerten Netz ein Netzengpass bestünde,*
- 2. der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt wird, soweit nicht sonstige Anlagen zur Stromerzeugung am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und*
- 3. sie die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.*

**Die Regelung von Anlagen, die in industrielle Produktionsprozesse eingebunden sind, ist nur zulässig, soweit der Netzbetreiber mit dem Betreiber der Anlage im Vorfeld eine vertragliche Vereinbarung über Art, Umfang, Voraussetzungen und Häufigkeit der Regelungsmöglichkeiten getroffen hat.** Bei der Regelung der Anlagen nach Satz 1 sind Anlagen, **die in industrielle Produktionsprozesse eingebunden sind sowie Anlagen im**

*Sinne des § 6 Absatz 2 erst nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln. Im Übrigen müssen die Netzbetreiber sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird. “*

16. Es ist zu begrüßen, dass **§ 12** regelt, dass bei Abregelungen immer Entschädigungen zu zahlen sind, auch wenn die Abregelung nicht nach § 11 EEG erfolgt, sondern auch nach den §§ 13 und 14 EnWG. Unabhängig davon besteht das Problem der Ermittlung der Höhe der Entschädigung. Diese ist im Fall von in industrielle Produktionsprozesse eingebundenen Stromerzeugungsanlagen falls überhaupt, so nur im Einzelfall zu bestimmen. Im Gesetz sollte zumindest klargestellt werden, dass entsprechende in der industriellen Produktion entstehende Folgekosten ebenfalls kompensiert werden müssen. § 12 (1) sollte daher wie folgt ergänzt werden:

*§ 12 (1) „Wird die Einspeisung von Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses nach den §§ 13 und 14 des Energiewirtschaftsgesetzes oder nach § 11 reduziert, sind die von der Maßnahme betroffenen Betreiberinnen und Betreiber abweichend von § 13 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes für die entgangenen Einnahmen abzüglich der ersparten Aufwendungen zu entschädigen. **Betrifft die Reduzierung der Einspeisung Anlagen zur Erzeugung von Strom, die in industrielle Produktionsprozesse eingebunden sind, die aufgrund der Reduzierung der Stromeinspeisung ebenfalls gedrosselt werden müssen, so umfasst die Entschädigung auch die damit verbundenen Folgekosten, insbes. für Produktionsausfälle bzw. entgangene Wärmeerlöse.** Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 11 liegt, hat die Kosten der Entschädigung zu tragen. Gegenüber den betroffenen Betreiberinnen und Betreibern haftet er gesamtschuldnerisch mit dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist.“*

#### IV. weitere Aspekte des Referentenentwurfs

17. In **§1 (2) und (3)** werden die ambitionierten Ausbauziele des Energiekonzepts für den Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung gesetzlich verankert (35% Stromanteil aus Erneuerbaren Energien bis 2020, 50% bis 2030, 65% bis 2040 und 80% bis 2050). Diese ambitionierten Ausbauziele sind nur unter erheblichen Anstrengungen erreichbar, die mit finanziellen Belastungen für alle Stromverbraucher verbunden sind. Angesichts der Regelungen zu den Vergütungsvorschriften, der zeitlichen Verschiebung des Beginns der Degression in den Bereichen Offshore und Geothermie sowie der Einführung einer optionalen Marktprämie sind zunächst keine kostendämpfende Wirkung im Hinblick auf die EEG-Umlage zu erwarten.

Bei der Umsetzung der Ausbauziele muss aber darauf geachtet werden, dass die finanzielle Belastung für die Stromverbraucher tragbar bleibt. Dies gilt

insbesondere für die im internationalen Wettbewerb stehende energieintensive Industrie, die in Deutschland große Beiträge zur Wertschöpfung leistet, aus der auch Löhne und Gehälter getragen werden. Daher könnte § 1 (1) wie folgt ergänzt werden:

*§ 1 (1): „Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern. **Dies soll auf effiziente Art und Weise erfolgen und dabei die Kostenbelastung für die Stromverbraucher so gering wie möglich gehalten werden; insbesondere darf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie nicht gefährdet werden.**“*

18. **§ 27** regelt die Vergütungssätze für Biomasse. Hier stellt sich insbesondere die Frage der Nutzungskonkurrenz zwischen stofflicher und energetischer Verwendung. Dies ist v. a. für Holzwirtschaftsbetriebe problematisch. Bei einer stofflichen Nutzung im Vorfeld der energetischen Nutzung erfolgt eine Speicherung von CO<sub>2</sub> in Holzprodukten und wird im Sinne einer Kaskadennutzung erst bei Beendigung des Gebrauchswertes durch energetische Nutzung wieder freigesetzt. Einsatzstoffvergütungen für Holz – mit Ausnahme für Kurzumtriebsplantagen und Landschaftspflegematerial – sollten daher nicht gewährt werden.

19. **§ 33g** regelt die neu eingeführte optionale Marktprämie. Dieses Modell ist grundsätzlich zu einer stärkeren Marktintegration der Erneuerbaren Energien geeignet, allerdings nur um den Preis hoher Mitnahmeeffekte, d. h. noch weiter steigender Kosten. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass die Marktprämie optional ausgestaltet ist, d. h. der Anlagenbetreiber soll wählen, ob er im bisherigen EEG-Mechanismus verbleibt oder den Strom direkt am Markt verkauft, wofür er neben dem Verkaufserlös eine Prämie erhält. Um einen Anlagenbetreiber zum Wechsel in die Direktvermarktung zu veranlassen, muss die Summe aus Erlös und Prämie notwendigerweise höher sein als die EEG-Festvergütung. Dies wird im Referentenentwurf u.a. über die Höhe Managementprämie (vgl. Anlage 4) erreicht.

Um die daraus resultierende weitere Verteuerung des Systems zu vermeiden, gleichzeitig aber den Vorteil der Marktintegration zu nutzen, könnte das EEG-Fördersystem grundsätzlich, d. h. nicht optional, auf ein Bonusmodell umgestellt werden, bei dem der Anlagenbetreiber den Strom selbst oder über einen Dienstleister vermarktet und dabei den Marktpreis erlöst. Zusätzlich erhält er einen (technologieabhängigen) Bonus, wobei letzterer den notwendigen Förderbedarf abdecken soll. Dieses System ermöglicht, analog zum heutigen EEG, eine punktgenaue Festlegung der notwendigen Förderung für die einzelnen Technologien, setzt aber gleichzeitig starke Anreize für die Anlagenbetreiber, eigenständig am Markt zu agieren, um durch den Verkauf zu einem höheren Marktpreis höhere Erlöse zu erzielen. Zudem würde der Ausgleichs- und Wälzungsmechanismus entlang der gesamten Lieferkette auf eine rein finanzielle



Basis umgestellt und damit noch weiter vereinfacht als dies bereits durch die Ausgleichsmechanismusverordnung geschehen ist.

In einer Startphase könnte ein solches verpflichtendes Bonusmodell zunächst für Neuanlagen in EE-Technologien eingeführt werden, die steuerbar sind, wie z. B. Biomasse, Gase und Laufwasser. Dass diese Technologien in der Lage sind, erfolgreich am Markt zu operieren, zeigen die Erfahrungen mit der Direktvermarktung gemäß § 17 EEG geltender Fassung im Jahr 2010 bzw. die für die kommenden Jahre – bei unveränderter Gesetzeslage – prognostizierten Direktvermarktungsmengen.

20. **§ 37 (2)** normiert die Pflicht der EVU, auf Aufforderung des Übertragungsnetzbetreibers EEG-Umlage zu zahlen, in Analogie zur Abnahmepflicht von festen EEG-Strommengen bis zur Umstellung des Wälzungsmechanismus auf eine rein finanzielle Wälzung. In diesem Zusammenhang ist auf das Urteil des BGH vom 9. Dezember 2009 (VIII ZR 35/09) zu verweisen. Darin wurden einzelne Industrieunternehmen im laufenden Jahr (bzw. auch rückwirkend für 2009) erstmals mit EEG-Umlage belastet, Diese Unternehmen haben Anspruch auf die Entlastung im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung, denn sie erfüllen die objektiven maßgebenden EEG-Kriterien zu Stromintensität und Stromverbrauch. Der Gesetzgeber hat mit Vorschrift des § 66 Abs. 5 EEG geltender Fassung für die Begrenzungsjahre 2009 – 2011 eine nachträgliche Antragstellung bis zum 30.09.2010 ermöglicht. Für die Jahre 2004 bis 2008 wird hier eine Klarstellung durch den Gesetzgeber benötigt, die in der Gesetzesbegründung erfolgen kann:

Ergänzung der Gesetzesbegründung zu § 37 Abs. 2 EEG: „Die durch die sog. kleine EEG-Novelle im August 2010 eingeführte Sonderregelung für Anträge nach § 40 Abs. 1 Satz 1 für die Jahre 2009, 2010 und 2011 bis zum 30.09.2010 (§ 66 Abs. 5 EEG alter Fassung) hat sich durch Zeitablauf erledigt. Ein Erfordernis, entsprechende Sonderregelungen auch für die Jahre 2004 bis 2008 einzuführen, besteht nicht, da die Übertragungsnetzbetreiber den Belastungsausgleich für diese Jahre bereits endgültig und verbindlich abgerechnet haben. Eine Nachberechnung des Belastungsausgleichs für die Jahre 2004 bis 2008 kann durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr nachträglich vorgenommen werden.“

21. **§ 56** stellt Anforderungen an die Vermarktung von negativer Regelleistung durch EEG-Anlagen. Da es das Ziel des EEG ist, möglichst viel Energie aus erneuerbaren Energien zu erzeugen, erscheint es kontraproduktiv, EEG-Anlagen für die Bereitstellung negativer Regelleistung, also für eine freiwillige Abschaltung, zu bezahlen. Vor diesem Hintergrund ist es zu begrüßen, dass der Referentenentwurf vorsieht, dass eine solche Vermarktung nur möglich sein soll, wenn eine solche Anlage, wie andere Kraftwerke auch, in einem Bilanzkreis geführt wird und damit für die Einhaltung von Einspeisefahrplänen verantwortlich ist. Begrüßenswert ist in diesem Zusammenhang auch die Möglichkeit für die BNetzA, hierzu nähere Vorgaben machen zu können (vgl. § 61 (1c) Nr. 11). Unabhängig davon wäre es begrüßenswert, die Vermarktungsmöglichkeit nur für solche Anlagen zu eröffnen, die sich in der Direktvermarktung befinden. Ansonsten würde die risikolose Bereitstellung von Anlagen, die sich im System

der garantierten EEG-Festvergütung befinden, zu einer Diskriminierung nichtgeförderter Anbieter von Regelenergie (konventionelle Kraftwerke, Lasten) führen.

22. **§ 61 (1c)** fasst verschiedene Festlegungskompetenzen für die BNetzA zusammen, u.a. zu technischen Voraussetzungen der Abregelung und des Einspeisemanagements, zu Entschädigungszahlungen und zu Anforderungen die Erbringung von negativer Regelleistung durch EE-Anlagen.

Grundsätzlich ist die Festlegungskompetenz der Regulierungsbehörde zu begrüßen. Allerdings müssen bei solchen Konsultationen und Festlegungen die betroffenen Akteure ausreichend gehört werden. Bei Festlegungen im Bereich des EEG sind insbesondere Letztverbraucher, die ja letztlich die EEG-Umlage zu tragen haben, besonders betroffen. VIK schlägt folgende Formulierung vor:

Einfügung eines neuen Satzes 2a in § 61(1c): „**Führt die Bundesnetzagentur ein Verfahren zur Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG durch, so sind auch solche juristische Personen auf ihren Antrag hin beizuladen, die von einer Entscheidung der Regulierungsbehörde mittelbar betroffen sind. Dies gilt insbesondere für tatsächliche und potenzielle Letztverbraucher.**“

23. **§ 63** verlagert die Fachaufsicht über die BNetzA auf das BMU. Aus Gründen der Einheitlichkeit der Fachaufsicht sollte diese Fachaufsicht aber bei BMWi konzentriert bleiben. Die vorgesehene Streichung des § 63 S. 2 sollte daher nicht vorgenommen werden.

24. **§ 64** enthält eine Reihe von Verordnungsermächtigungen für die Bundesregierung.

Die Möglichkeit, das EEG durch entsprechende Verordnungsermächtigungen zu flexibilisieren, wird als sinnvoll angesehen. Dabei muss sichergestellt sein, dass den Betroffenen ausreichend Gelegenheit gegeben wird, sich im Rahmen des Ordnungsgebungsprozesses einzubringen. § 64 g sollte daher durch einen neuen Absatz 5 ergänzt werden:

§ 64 (5): „**Betroffenen Wirtschaftskreisen, insbesondere Letztverbraucher, ist im Rahmen der Erarbeitung der jeweiligen Verordnungen angemessen Gehör zu gewähren.**“

Die in § 64 f Nr. 1 vorgesehene Möglichkeit, die Reihenfolge der Abregelungen im Rahmen des Einspeisemanagements im Ordnungswege zu konkretisieren, sollte bereits im Gesetz geregelt werden, vgl. dazu die Anmerkungen zu § 11 (s.o., III.15.).

## V. Im Referentenentwurf nicht angesprochene Aspekte

Über die vorangegangenen Anmerkungen hinaus sollten die folgenden beiden Punkte, die im Referentenentwurf nicht angesprochen werden, im Rahmen der Novellierung des EEG beachtet werden:

### 25. Begrenzung der bundesweit einheitlichen EEG-Umlage für alle Verbraucher

Angesichts dieser hohen und in Zukunft weiterhin stark zunehmenden EEG-Kosten, die von allen Verbrauchern getragen werden müssen, muss zum einen die Effizienz des EEG gestärkt werden. Dazu schlägt VIK die Umstellung der Förderung auf ein Bonussystem vor, bei dem der Anlagenbetreiber den Strom am Markt selbst vermarktet und zusätzlich einen Bonus erhält (vgl. Anmerkungen zu § 33 g, IV.19.). Daneben ist kurzfristig auch eine Begrenzung der Kosten für den Einzelnen erforderlich, indem die allgemeine bundesweite EEG-Umlage, die von den nicht von der Besonderen Ausgleichsregel betroffenen Stromverbrauchern aus Industrie, Gewerbe und Haushalten gezahlt wird, auf dem aktuellen Niveau eingefroren und damit ein weiterer Anstieg verhindert wird. Bei der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung hat der Gesetzgeber dieser Notwendigkeit Rechnung getragen und das Gesamfördervolumen begrenzt. Eine solche Umlagebegrenzung könnte auch die Akzeptanz des EEG in der Bevölkerung erhöhen.

Wenn das EEG-Fördervolumen die aus dieser gedeckelten Umlage erzielbaren Einnahmen übersteigt, müssten andere Finanzierungsmittel herangezogen werden. Dabei könnte zum einen an die Mehrwertsteuereinnahmen gedacht werden, die alleine aus der EEG-Umlage entstehen (nach Angaben des BDEW über 1,2 Mrd. € im Jahr 2011). Darüber hinaus können Mittel aus dem Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ verwendet werden, dessen Zweck ja ausdrücklich die Finanzierung von Maßnahmen im Bereich Erneuerbarer Energien ist.

Darüber hinaus sollen sich die Ausbauziele an den realisierbaren Fortschritten beim Netzausbau orientieren, um mögliche Versorgungsstörungen zu vermeiden sowie den Bedarf an Ausgleichsenergie und die hiermit verbundenen Kosten möglichst niedrig zu halten.

### 26. Transparenz über indirekte EEG-Kosten und Einbezug in die EEG-Umlage

EEG-Kosten sind keine im Wettbewerb entstandenen Kosten, sondern werden durch staatlichen Eingriff in den Markt generiert. Alle Stromverbraucher haben daher das Recht, über den vollen Umfang der so verursachten Kosten informiert zu werden. Deshalb müssen auch die EEG-induzierten indirekten Kosten erfasst und dem EEG transparent zugerechnet werden. Im Rahmen der Umstellung des EEG-Wälzungsmechanismus zum 01.01.2010 sind zumindest die sog. Windveredelungskosten, d. h. Kosten für den Ausgleich der Differenzen zwischen den prognostiziertem EEG-Stromaufkommen und den un stetigen Einspeisungen, der EEG-Umlage transparent zugeordnet.

In einem nächsten Schritt muss eine entsprechende Transparenz auch über die im Netzbereich entstehenden Kosten geschaffen werden. Die EEG-induzierten

Netzausbaukosten, insbesondere die Anschlusskosten für Offshore-Windparks, sind daher in geeigneter Weise dem EEG zuzurechnen und ähnlich wie die o. g. „Veredelungskosten“ über das EEG-Konto der Übertragungsnetzbetreiber auszuweisen und zu verrechnen. Die aktuelle dena-Netzstudie prognostiziert bis 2020 Netzausbaukosten von rund 1 bis 1,6 Mrd. € jährlich. Hinzu kommen im Verteilernetz erforderliche Netzausbaukosten zur Integration Erneuerbarer Energien in Höhe von 1,15 Mrd. € pro Jahr.<sup>1</sup> Damit erhöhen sich die gesamten Mehrkosten des EEG um weitere 15 – 20 %.

Mit dem Einbezug dieser Kosten in das EEG-Konto würde neben erhöhter Transparenz über die wahren Kosten des EEG auch eine, den Bedürfnissen der stromkostensensiblen Industrie, entsprechende Kostentragung herbeigeführt werden. Derzeit machen die als „nicht beeinflussbare Kostenanteile“ in die Netzentgelte einfließenden Netzausbaukosten einen Teil des Entlastungseffektes der Besonderen Ausgleichsregel wieder zunichte.

---

<sup>1</sup> r2b/Consentec: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, 2010, S, 25.