

Deutscher Bundestag	Ausschussdrucksache 18(9)110
18. Wahlperiode	26. Mai 2014
Ausschuss für Wirtschaft und Energie	



STELLUNGNAHME

zum Entwurf der Bundesregierung eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare- Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts vom 8. April 2014

Berlin, 13.05.2014

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt über 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser und Abfallwirtschaft. Mit über 250.000 Beschäftigten wurden 2011 Umsatzerlöse von rund 107 Milliarden Euro erwirtschaftet und fast 10 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkunden-segment einen Marktanteil von 45,9 Prozent in der Strom-, 62,2 Prozent in der Erdgas-, 80,4 Prozent in der Trinkwasser-, 63,1 Prozent in der Wärmeversorgung und 24,4 Prozent in der Abwasserentsorgung.

Einleitung

Der VKU begrüßt den von der Bundesregierung vorgelegten Gesetzentwurf zur EEG-Reform, mit dem ein wichtiger Paradigmenwechsel bei der Förderung erneuerbarer Energien eingeleitet wird. Das Tempo, mit dem die Reform angegangen wird, zeigt, welche Bedeutung die Bundesregierung diesem Thema beimisst.

Insbesondere der Umstieg auf eine verpflichtende Direktvermarktung von EEG-Strom ist – im Sinne der Marktintegration der erneuerbaren Energien – zu begrüßen, obgleich die vorgesehenen Ausnahmen für Anlagen unterhalb bestimmter Schwellenwerte aus VKU-Sicht nicht erforderlich sind.

Die vorgesehenen technologiespezifischen Ausbaukorridore sind eine wichtige Voraussetzung dafür, dass der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien besser geplant und gesteuert werden kann, insbesondere im Zusammenspiel mit dem ebenfalls erforderlichen Netzausbau auf der Übertragungs- wie auf der Verteilnetzebene.

Zudem sind diese Ausbaukorridore eine wichtige Grundlage für das geplante und vom VKU befürwortete Ausschreibungsmodell, dessen Einführung nach Abschluss des Pilotprojekts für Freiflächen-Photovoltaik unmittelbar erfolgen sollte.

Insgesamt sind die Vorschläge ein guter erster Schritt hin zum Umbau des deutschen Energiemarktes.

Der Ausbau der volatilen erneuerbaren Energien muss durch gesicherte Erzeugung flankiert werden, damit die Versorgungssicherheit auf dem bisherigen hohen Niveau aufrechterhalten werden kann. Damit das Vorhalten gesicherter Kraftwerksleistung und der Aufbau entsprechender Kapazitäten eine Chance bekommt, wirtschaftlich zu werden, sollte die EEG-Novelle in einem zweiten Schritt mit der baldigen Einführung eines Kapazitätsmechanismus – wie etwa dem vom VKU vorgeschlagenen Leistungsmarkt¹ – verknüpft werden. Ein solcher Leistungsmarkt als Handelsplatz für gesicherte Erzeugungsleistung, an dem Stromerzeuger (konventionelle und steuerbare erneuerbare) ebenso wie Anbieter von Speichern und steuerbaren Lasten ihre Dienste miteinander in Wettbewerb treten, schafft Versorgungssicherheit zu volkswirtschaftlich optimalen Kosten.

Die bevorstehende EEG-Reform wird die Branche vor grundlegende Veränderungen stellen. Daher ist es umso wichtiger, den Investoren genügend Zeit zu geben, sich auf die geänderten Rahmenbedingungen einzustellen. Vor diesem Hintergrund sollten die Übergangsregelungen noch einmal überprüft werden.

¹ Vgl. den Vorschlag des VKU für ein integriertes Energiemarktdesign (iEMD) vom 1. März 2013, <http://www.vku.de/energie/energiemarktdesign0.html>

Teil 1

Allgemeine Bestimmungen

§ 2 Grundsätze des Gesetzes

Der VKU begrüßt, dass neben dem Ausbau auch die Markt- und Netzintegration der erneuerbarer Energien angestrebt wird. Ziel muss es sein, dass die erneuerbaren Energien im Zusammenspiel mit flexiblen Back-up-Kraftwerken, Speichern, Nachfragesteuerung, intelligenten Netzen und anderen Flexibilitätsmaßnahmen die Grundlage für eine ökologische, sichere, wettbewerbliche und bezahlbare Energieversorgung bilden können. Das Zusammenwirken aller Flexibilitätsoptionen sollte durch marktliche Prozesse koordiniert werden, damit sich im Wettbewerb der Anbieter die kosteneffizientesten Technologien und Dienstleistungen durchsetzen.

Damit erneuerbare Energien im zukünftigen Energiemarkt einen aktiven Part übernehmen können (z. B. Vermarktung als Grünstrom, Bereitstellung gesicherter Leistung etc.), ist der Systemwechsel von der Einspeisevergütung zur Direktvermarktung unabdingbar. Daher ist der Grundsatz der Direktvermarktung ausdrücklich zu begrüßen, denn dadurch übernehmen Anlagenbetreiber Marktrisiken und Prognoseverantwortung. Darüber hinaus werden sie veranlasst, die Strom einspeisung stärker an der Nachfrage zu orientieren und damit Belastungen der Netze abzufedern und teure Abregelungen zu vermeiden. Dieser Ansatz sollte kontinuierlich weiterentwickelt werden.

Der VKU unterstützt den Grundsatz der angemessenen Verteilung der Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien. Insbesondere sollte die Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien mit Rücksicht auf Verbraucher, die weder von Industrieprivilegien noch von der Möglichkeit profitieren, sich mit einer eigenen Stromerzeugungsanlage auszustatten, auf eine breite Basis gestellt werden. Auch hier sollten die richtigen Ansätze konsequent verfolgt werden.

Darüber hinaus sollte im Interesse aller Stromkunden jede Möglichkeit genutzt werden, die Förderkosten zu reduzieren. Das vorgesehene Ausschreibungssystem ist bei richtiger Ausgestaltung das am besten geeignete Mittel, um eine kosteneffiziente Allokation der Fördermittel sicherzustellen. Auch mit Blick auf die neuen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission ist die baldige Einführung eines Ausschreibungsmodells geboten. Bei der Einführung des Ausschreibungsmodells sollte auf eine marktgerechte Ausgestaltung geachtet und eine sachgerechte Regelung für Kleinanlagen gefunden werden. Zudem sollten die internationalen Erfahrungen mit derartigen Fördersystemen Berücksichtigung finden.

§ 3 Ausbaupfad

Der VKU begrüßt die Festlegung jährlicher Ausbauziele als einen wichtigen ersten Schritt in Richtung eines mengengesteuerten Ausbaus der erneuerbaren

Energien. Eine an ambitionierten Zielen orientierte Mengensteuerung ist wichtig, damit der Ausbau nur so schnell erfolgt, wie sich das Energieversorgungssystem an den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien anpassen kann. Eine sichere Stromversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien setzt voraus, dass die Netzinfrastruktur in die Lage versetzt wird, die wachsenden Mengen an dezentral eingespeister, fluktuierender Elektrizität zu bewältigen (Netzausbau, intelligente Netze) und Flexibilitätsmaßnahmen zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung ergriffen werden. Im Sinne der Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz ist es wichtig, dass diese Prozesse koordiniert erfolgen.

Zudem sind jährliche und technologiespezifische Ausbauziele als Grundlage für das einzuführende Ausschreibungssystem unabdingbar.

Der VKU begrüßt, dass die Bundesregierung für den jährlichen Ausbau der Windenergie an Land Nettoziele festlegt, also von der in einem Jahr installierten Leistung die im gleichen Zeitraum stillgelegte Leistung abzieht. Mit Blick darauf, dass sich die Windtechnologie in den vergangenen Jahren deutlich weiterentwickelt hat und heute gebaute Anlagen in der Regel eine höhere Leistung haben als Anlagen, die in früheren Jahren gebaut wurden, dient diese Regelung der Erreichung der ambitionierten Ausbauziele.

§ 5 Begriffsbestimmungen

Der bei der thermischen Abfallverwertung in EEG-Anlagen aus nicht erneuerbaren Anteilen erzeugte Strom sollte Strom aus erneuerbaren Energien gleichgestellt werden. Dies bezieht sich auf die Ansprüche auf vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung (Einspeisemanagement) sowie auf die Ausstellung von Herkunftsnachweisen.

Umsetzungsempfehlung:

§ 5 Nr. 1 wird wie folgt ergänzt:

1. „Anlage“ jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, aus den nicht biologisch abbaubaren Anteilen von gemischten Abfällen oder aus Grubengas; als Anlage gelten auch Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien, aus den nicht biologisch abbaubaren Anteilen von gemischten Abfällen oder aus Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln,

Zudem sollten die Worte „Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas“ im gesamten Gesetzestext durch „Strom aus erneuerbaren Energien, aus den nicht biologisch abbaubaren Anteilen von gemischten Abfällen oder aus Grubengas“, die Worte „Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung“ durch die Worte „Strom aus erneuerbaren Energien, aus den nicht biologisch abbaubaren Anteilen von gemischten Abfällen, aus Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung“, die Worte „aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung“ durch die Worte „aus erneuerbaren Energien, aus den nicht biologisch

abbaubaren Anteilen von gemischten Abfällen und Kraft-Wärme-Kopplung“ usw. ersetzt werden.

Begründung:

Bei der Verwertung gemischter Abfälle (Hausmüll u. ä.) wird Strom zugleich aus biologisch abbaubaren und biologisch nicht abbaubaren Anteilen erzeugt. Diese Anlagen sind auch bisher schon EEG-Anlagen. Als EEG-Strom anerkannt wird jedoch bis jetzt nur der aus erneuerbaren Energien, hier den biologisch abbaubaren Anteilen der Abfälle, erzeugte Strom. Die gesamte in der thermischen Verwertung aus Abfällen und Reststoffen zurückgewonnene Energie ist jedoch umweltfreundlich und klimaneutral, denn die bei dieser Form der Energierückgewinnung operativ entstehenden Treibhausgasemissionen sind dem Lebenszyklus und Kohlenstofffußabdruck der entsorgten Produkte zuzurechnen. So legt es zum Beispiel das „Greenhouse Gas Protocol, Category 5: Waste Generated in Operations“ von WBCSD² und WRI³ fest⁴. Diese Energie sollte deshalb den erneuerbaren Energien und Grubengas gleichgestellt werden. Die Gleichstellung ist insbesondere notwendig, um die Rechtsstellung von Anlagen, die neben erneuerbaren Abfällen auch andere Abfälle einsetzen, zu klären, etwa im Hinblick auf Einspeisemanagement oder Herkunftsnachweise.

§ 6 Anlagenregister

Der VKU fordert, dass im Rahmen des Aufbaus eines zentralen Anlagenregisters bestehende Datenmeldepflichten vereinheitlicht werden. Hierbei sollten nur diejenigen Daten abgefragt werden, die für die Zwecke des Registers zwingend erforderlich sind. Die Daten sollten mittels anerkannter Formate überführt werden können.

Der VKU befürwortet grundsätzlich den Aufbau eines zentralen Anlagenregisters zur Erfassung erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen in der Erwartung, dass nur diejenigen Daten abgefragt werden, die für die Zwecke des Registers zwingend erforderlich sind und damit eine Vereinheitlichung bestehender Datenmeldeverpflichtungen einhergeht und eine spürbare Entlastung der von Meldepflichten betroffenen Unternehmen erreicht wird.

Die derzeitigen Datenmeldeverpflichtungen für die Anlagenbetreiber und Netzbetreiber sind enorm. Derzeit existieren 18 verschiedene Listen/Portale/Register, die uneinheitliche, nicht miteinander abgestimmte, energiespezifische Datenmeldeverpflichtungen beinhalten. Zudem kommunizieren diese unkoordinierten „Datensammelstellen“ nicht oder nicht ausreichend miteinander, wodurch Mehrfachmeldungen und inkonsistente Daten entstehen.

² World Business Council for Sustainable Development

³ World Resources Institute

⁴ http://www.ghgprotocol.org/files/ghgp/Ch5_GHGP_Tech.pdf

Zur weiteren Entlastung der Unternehmen sollte strikt darauf geachtet werden, dass nur diejenigen Daten abgefragt werden, die für die Zwecke des Registers zwingend erforderlich sind. Auf eine umfassende Sammlung (aus behördlicher Sicht) potentiell interessanter, für die Zwecke des Anlagenregisters allerdings nicht erforderlicher Daten, ist zu verzichten. Der administrative Aufwand für Datenerhebung und -übermittlung darf einen für die betroffenen Unternehmen IT-technisch und wirtschaftlich vertretbaren Rahmen nicht überschreiten. Es ist darauf zu achten, dass die Daten mittels anerkannter Formate überführt werden können.

Aufgrund der wirtschaftlichen Sensibilität und auch aus Datenschutzgründen begrüßt der VKU, dass das Anlagenregister durch die Bundesnetzagentur geführt, aufgebaut und betrieben wird.

Der VKU begrüßt, dass das Anlagenregister einen wichtigen Schritt zur Vorbereitung und Ausgestaltung einer umfassenden Energiedatenbank darstellen soll, in der künftig die Stammdaten aller Stromerzeugungsanlagen (erneuerbare wie konventionelle), Speicher und abschaltbare Lasten erfasst werden.

Teil 2

Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung

Abschnitt 1, Allgemeine Bestimmungen

§ 8 Anschluss

Die Möglichkeit des Anlagenbetreibers, einen Netzverknüpfungspunkt zu wählen, dessen Kosten höher sind als die des günstigsten Netzverknüpfungspunktes, sollte entfallen, es sei denn, die Mehrkosten werden vom Anlagenbetreiber getragen. Zumindest sollten der Allgemeinheit keine Zusatzkosten auferlegt werden, die mehr als nur unerheblich sind. Die Beweislast dafür, dass die Mehrkosten unerheblich sind, sollte beim Anlagenbetreiber liegen.

Umsetzungsempfehlung:

§ 8 Absatz 2 sollte wie folgt gefasst werden:

(2) Anlagenbetreiber dürfen einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes nur dann wählen, wenn dem Netzbetreiber daraus keine Mehrkosten entstehen.

Alternativ sollte zumindest § 8 Absatz 2 wie folgt gefasst werden:

(2) Anlagenbetreiber dürfen einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes nur dann wählen, wenn die daraus resultierenden Mehrkosten unerheblich sind.“

Begründung:

Es ist volkswirtschaftlich fragwürdig, dass Anlagenbetreiber einen Netzverknüpfungspunkt wählen dürfen, dessen Kosten höher sind als die des günstigsten Netzverknüpfungspunktes, und die Mehrkosten, mögen diese auch als „unerheblich“ bezeichnet werden, dem Netzbetreiber auferlegt werden. Einer der Hauptgründe für die EEG-Reform ist die Verbesserung der Kosteneffizienz. In Anbetracht dieser Zielsetzung können unnötige Mehrkosten niemals „unerheblich“ sein.

In der Praxis kann die Regelung zur Folge haben, dass im Rahmen der sogenannten „Unerheblichkeit“ Mehrkosten verursacht werden, die im Ergebnis von der Allgemeinheit getragen werden. Kostensteigerungen, die im Einzelfall als „unerheblich“ eingestuft werden, bewirken in der Summe eine spürbare Erhöhung der Netzausbaukosten mit entsprechenden Folgen für die Netzentgelte und somit für die Strompreise beim Endkunden.

Zusätzlich liegt im aktuellen Entwurf die Beweislast bezüglich der Mehrkosten beim Netzbetreiber, wodurch die administrativen Kosten bei diesem durch den Mehraufwand nochmals deutlich steigen. Künftig müsste immer der günstigste und im Nachgang der 5 % teurere Verknüpfungspunkt berechnet werden, was doppelten Planungsaufwand beim Netzbetreiber bedeutet.

Sollte der Gesetzgeber den Anlagenbetreibern dieses Privileg trotz dieser Bedenken weiterhin gewähren wollen, so sollte die Beweislast für die „Unerheblichkeit“ der Kosten beim Anlagenbetreiber liegen.

§ 10 Ausführung und Nutzung des Anschlusses

Anlagenbetreiber sollten den Anschluss der Anlagen sowie die Einrichtung und den Betrieb der Messeinrichtungen einschließlich der Messung entweder vom Netzbetreiber oder von einem im Installateurverzeichnis eines Netzbetreibers eingetragenen Installationsbetrieb vornehmen lassen dürfen.

Umsetzungsempfehlung:

§ 10 Absatz 1 Satz 1 wird wie folgt ergänzt:

Anlagenbetreiber dürfen den Anschluss der Anlagen sowie die Einrichtung und den Betrieb der Messeinrichtungen einschließlich der Messung von dem Netzbetreiber oder ~~einer fachkundigen dritten Person~~ einem in einem Installateurverzeichnis eines Netzbetreibers eingetragenen Installationsbetrieb vornehmen lassen.

Begründung:

Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten und den hohen technischen Ansprüchen komplexer dezentraler Erzeugungsanlagen gerecht zu werden, hält der VKU mindestens die gleichen Anforderungen für erforderlich, die auch im Rahmen von § 13 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) gelten. Nach

dieser Vorschrift dürfen bestimmte Arbeiten an elektrischen Anlagen außer durch den Netzbetreiber nur durch ein in ein Installateurverzeichnis eines Netzbetreibers eingetragenes Installationsunternehmen durchgeführt werden; im Interesse des Anschlussnehmers darf der Netzbetreiber eine Eintragung in das Installateurverzeichnis nur von dem Nachweis einer ausreichenden fachlichen Qualifikation für die Durchführung der jeweiligen Arbeiten abhängig machen.

Geringere Anforderungen würden die Versorgungssicherheit gefährden, da die tatsächliche Fachkunde undefiniert ist und negative Auswirkungen erwarten lässt.

Abschnitt 2, Kapazitätserweiterung und Einspeisemanagement

§ 12 Erweiterung der Netzkapazität

Der VKU spricht sich dafür aus, dass Netzbetreiber im Rahmen ihrer Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität berechtigt sein sollten, einen gewissen Spielraum für aktives Einspeisemanagement einzuplanen und z. B. Erzeugungsspitzen von volatilen Erzeugungsanlagen anlagenscharf bis zu einer Höhe von 5 Prozent der Jahresenergiemenge abregeln zu dürfen, ohne dass daraus unmittelbar eine Verpflichtung zur Netzkapazitätserweiterung resultiert.

Umsetzungsempfehlung:

§ 12 Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

(3) „Der Netzbetreiber ist nicht zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes verpflichtet, soweit gewährleistet ist, dass 95 % der Jahresarbeit einer jeden an dieses Netz angeschlossenen Anlage innerhalb eines Kalenderjahres tatsächlich abgenommen werden kann“

Die Absätze 3 und 4 werden zu Absätzen 4 und 5.

Begründung:

Nach geltender Rechtslage ist der Netzbetreiber verpflichtet, die Einspeisung auch der „letzten Kilowattstunde“ aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen. Dies führt zu unnötigen volkswirtschaftlichen Mehrkosten, da die damit verbundene Pflicht zur Aufnahme auch der kurzzeitig auftretenden, starken Einspeisespitzen mit wenig enthaltener Energie unverhältnismäßig hohe Kapazitätserweiterungen verursachen kann. Der Bau kaum ausgelasteter Stromleitungen ist jedoch volkswirtschaftlich ineffizient.

Die Umsetzung der "5-%-Regel" gäbe Netzbetreibern die Möglichkeit, die notwendigen Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Stromnetzes strategisch besser an die tatsächliche Entwicklung der dezentralen Erzeugung im jeweiligen Netzgebiet anzupassen und stellt sicher, dass dadurch der auch nachhaltig effizienteste Maßnahmenmix (konventionell/intelligent) zum Einsatz kommt.

Auch die im Auftrag des BMWi durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler kommt zu dem Ergebnis, dass eine entsprechende Abregelungsmöglichkeit den gesamtwirtschaftlichen Nutzen intelligenter Messsysteme erheblich erhöhen würde. Referenzprojekte zeigen, dass dadurch in vorhandenen (ländlichen) Verteilnetzen bis zu 100 % mehr Kapazität aus EEG-Anlagen angeschlossen werden könnte⁵.

§ 14 Einspeisemanagement

KWK-Anlagen sollten im Verhältnis zu reinen Stromerzeugungsanlagen stets nachrangig heruntergeregelt werden.

Umsetzungsempfehlung:

§ 14 Absatz 1 Satz 2 wird wie folgt geändert:

Bei der Regelung der Anlagen nach Satz 1 sind Anlagen im Sinne des § 9 Absatz 2 und KWK-Anlagen 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.

Entsprechend dem Änderungsvorschlag zu § 5 Nr. 1 würden die Worte „aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung“ durch die Worte „aus erneuerbaren Energien, aus den nicht biologisch abbaubaren Anteilen von gemischten Abfällen und Kraft-Wärme-Kopplung“ ersetzt.

Begründung:

Die Erfahrung zeigt, dass die Netzbetreiber im Rahmen des Einspeisemanagements häufig übersehen, dass bei einer Reduzierung der Stromeinspeisung aus KWK-Anlagen stets auch die Wärmeversorgung heruntergeregelt werden muss, was insbesondere in der kalten Jahreszeit zu Problemen in der Wärmeversorgung führen könnte.

§ 15 Härtefallregelung

Müllheizkraftwerke, die von Maßnahmen des Einspeisemanagements betroffen sind, müssen vollumfänglich entschädigt werden.

Umsetzungsempfehlung:

In § 15 Absatz 1 wird der folgende Satz 2 eingefügt:

Die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Abfällen sind auch für die anderen entgangenen Einnahmen, zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen

⁵ Ernst&Young, Juli 2013, S. 465

und abzüglich der ersparten Aufwendungen, als aus der reduzierten Einspeisung von Strom in das Netz zu entschädigen.

Begründung:

Kommt es bei EEG-Anlagen der Abfallwirtschaft zu einer Abschaltung im Rahmen des Einspeisemanagements, muss die Entschädigung auch die entgangenen Einnahmen, zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen, für die Entsorgung von Abfällen umfassen. Derzeit ist unklar, ob diese entgangenen Einnahmen entschädigungsfähig sind. Da andere Erzeugungsanlagen von dieser Problematik nicht betroffen sind, wäre es diskriminierend, Müllheizkraftwerke für die entgangenen Einnahmen für die Annahme von Abfällen nicht zu entschädigen. Daher sollte die Entschädigungsregelung in der Weise ergänzt werden, dass Müllheizkraftwerke für alle Folgekosten einer Abschaltung entsprechend der Entschädigungsregeln für andere EE-Anlagen entschädigt werden.

Teil 3

Finanzielle Förderung

Der VKU spricht sich grundsätzlich dafür aus, die Fördermechanik des EEG von der jetzigen, kilowattstundenbezogenen Förderung auf eine kapazitätsbezogene Förderung umzustellen.
--

Der VKU begrüßt, dass die Marktprämie zur Regel und die Einspeisevergütung zur Ausnahme erklärt werden (obgleich die Ausnahmetatbestände zu weitgehend sind). Einspeisevergütungen in Verbindung mit einer gesicherten Abnahme des erzeugten Stroms schirmen die erneuerbaren Energien vom Markt ab und führen dazu, dass ungeachtet der Nachfrage möglichst viele Kilowattstunden eingespeist werden („produce and forget“). Das Marktprämienmodell enthält hingegen erste Ansätze von Wettbewerb, indem die Anlagenbetreiber ihren Strom am Stromgroßhandelsmarkt verkaufen, Prognosen erstellen, Fahrpläne anmelden und Ausgleichsenergie beschaffen. Mittelfristig sollte jedoch geprüft werden, wie die Marktintegration der erneuerbaren Energien noch weiter vorangebracht werden kann. Insbesondere sollte angestrebt werden, dass EEG-Anlagenbetreiber mehr Marktverantwortung übernehmen und die Stromerzeugung stärker nach dem Bedarf ausrichten. Insbesondere wenn der Strompreis negativ ist, also keine Nachfrage vorhanden ist, sollten keine Anreize bestehen, Strom einzuspeisen. Dies ließe sich insbesondere erreichen, wenn anstelle der erzeugten Kilowattstunden nur die installierte Erzeugungsleistung gefördert würde. Bei einer rein kapazitätsbezogenen Förderung würde sich die Einsatzweise der EEG-Anlagen ausschließlich nach dem tatsächlich erzielbaren Strompreis richten.

Abschnitt 1, Allgemeine Förderbestimmungen

§ 19 Förderanspruch für Strom

Die Frist für die von den Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber zu leistenden Abschlagszahlungen sollte auf den 25. Kalendertag verlängert werden.

Umsetzungsempfehlung:

§ 19 Abs. 2 sollte wie folgt gefasst werden:

(2) Auf die zu erwartenden Zahlungen nach Absatz 1 sind monatlich jeweils zum ~~15.~~ 25. Kalendertag für den Vormonat Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten.

Begründung:

Die in § 19 des Gesetzentwurfs vorgesehene Frist ist zu kurz, insbesondere vor dem Hintergrund, dass eine reibungsarme Abwicklung der vorgesehenen Prozesse mit der Qualität der Rechnungsstellung durch die zuständigen Netzbetreiber steht und fällt. Hinzu kommt, dass die für die Rechnungsstellung erforderlichen Referenzmarktwerte in der Regel erst am 5.- 7. Werktag für den Vormonat durch die ÜNB veröffentlicht werden.

Durch die Umsetzung des 25. Kalendertages hätten die zuständigen Netzbetreiber hinreichend Zeit für eine robuste Rechnungsstellung und könnten gewährleisten, dass die ausbilanzierten EEG-Einspeisemengen (MaBiS) auch den bei den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibern in Rechnung gestellten Mengen (Erstattung der EEG-Zahlungen) entsprechen.

§ 20 Wechsel zwischen Veräußerungsformen

1. Die Möglichkeit, den in einer Anlage erzeugten Strom anteilig in verschiedenen Veräußerungsformen zu veräußern, sollte erhalten bleiben.

Umsetzungsempfehlung:

§ 20 Abs. 2 wird wie folgt geändert:

Anlagenbetreiber dürfen den in einer Anlage erzeugten Strom ~~nicht~~ anteilig in verschiedenen Veräußerungsformen nach Absatz 1 veräußern.

§ 24 Absatz 2 Nr. 1 wird wie folgt geändert:

1. solange Anlagenbetreiber gegen § 9 Absatz 1, 2, 5 oder 6 ~~oder § 20 Absatz 2~~ verstoßen,

Begründung:

Der VKU erwartet, dass die anteilige Direktvermarktung, sofern sie weiterhin zugelassen wird, zukünftig stärker genutzt werden wird. Die anteilige Direktvermarktung ist eine wichtige Grundlage für innovative Stromtarife und Vermarktungsmodelle auf Basis der vollständig ungeforderten „sonstigen Direktvermark-

„ung“. Es entspricht der Zielsetzung der EEG-Reform, vielfältigen Direktvermarktungsmöglichkeiten Raum zu geben und Anreize zu setzen, die Menge des geförderten Stroms zu reduzieren, indem ein Teil der Erzeugung für die „sonstige“, ungeförderte Direktvermarktung eingesetzt wird. Unter den Gesichtspunkten der Kosteneffizienz und der Marktintegration kann dies nur vorteilhaft sein.

2. Der im Entwurf vorgesehene „jederzeitige“ Wechsel des Direktvermarktungsunternehmens sollte an die Voraussetzung geknüpft werden, dass die Bilanzierungstechnisch erforderlichen Ummeldefristen eingehalten werden.

Umsetzungsempfehlung:

§ 20 Absatz 3 wird wie folgt geändert:

(3) Unbeschadet von Absatz 1 können Anlagenbetreiber jederzeit unter Einhaltung der bilanzierungstechnisch erforderlichen Ummeldefristen

1. ihren Direktvermarktungsunternehmer wechseln oder
2. den Strom vollständig oder anteilig an Dritte veräußern, sofern diese den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird.

Begründung:

Der Wechsel des Direktvermarktungsunternehmers, so wie er in § 5 Nr. 10 beschrieben ist, wäre auch mit einem Wechsel des Bilanzkreises verbunden. Dementsprechend erfordert der Wechsel die Einhaltung der bilanzierungstechnisch erforderlichen Ummeldefristen.

§ 21 Verfahren für den Wechsel

Die Frist für die Zurverfügungstellung von an die Vorgaben dieses Gesetzes angepasster bundesweit einheitlicher, massengeschäftstauglicher Verfahren sollte auf den 1. April 2016 verlängert werden.

Umsetzungsempfehlung:

§ 21 Absatz 3 Satz 1 wird wie folgt geändert:

Soweit die Bundesnetzagentur keine Festlegung nach § 81 Absatz 3 Nummer 3 getroffen hat, müssen die Netzbetreiber spätestens ab dem 1. April ~~2015~~ 2016 für den Wechsel zwischen den Veräußerungsformen an die Vorgaben dieses Gesetzes angepasste bundesweit einheitliche, massengeschäftstaugliche Verfahren einschließlich Verfahren für die vollständig automatisierte elektronische Übermittlung und Nutzung der Meldungsdaten zur Verfügung stellen, die den Vorgaben des Bundesdatenschutzgesetzes genügen.

Begründung:

Der 1. April 2015 ist als Umsetzungsfrist für neue Standardprozesse zu kurz. Um eine qualitativ hochwertige Lösung abzustimmen und zu implementieren, ist nach Einschätzung des VKU mehr Zeit erforderlich. Der VKU schlägt als Stichtag den 1. April 2016 vor.

§ 24 Verringerung der Förderung

Der Verstoß gegen die technischen Vorgaben nach § 9 Absatz 1, 2, 5 oder 6 sollte wie im EEG 2012 mit einer Reduzierung der Förderung auf null geahndet werden.

Umsetzungsempfehlung:

In § 24 Absatz 1 wird die folgende Nummer 3 hinzugefügt:

3. solange Anlagenbetreiber gegen § 9 Absatz 1, 2, 5 oder 6 verstoßen.

In § 24 Absatz 2 wird die bisherige Nummer 1 gestrichen.

Begründung:

Die technischen Vorgaben des § 9 sind für einen stabilen Netzbetrieb von erheblicher Bedeutung. Im Interesse der Versorgungssicherheit ist es erforderlich, die Nichteinhaltung dieser Vorgaben wie bisher mit einer Reduzierung des Förderanspruchs auf null zu sanktionieren. Dadurch wird weiterhin ein starker Anreiz gegeben, die technischen Vorgaben einzuhalten.

§ 28 Absenkung der Förderung für Strom aus Windenergieanlagen an Land

Die Vergütung für Windenergieanlagen an Land sollte nicht quartalsweise, sondern jahresweise angepasst werden.

Umsetzungsempfehlung:

§ 28 Absatz 2 wird wie folgt geändert:

(2) Die anzulegenden Werte nach § 47 verringern sich ab dem Jahr 2016 jeweils zum 1. Januar eines Jahres um 0,4 1,6 Prozent gegenüber dem im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden anzulegenden Wert.

Die in Absatz 3 vorgesehenen Absenkungen sind entsprechend anzupassen.

Begründung:

Bei einer quartalsweisen Veränderung der Vergütung ab dem Jahr 2016 ist keine ausreichende Planungssicherheit gegeben. Typische Projektlaufzeiten für Windenergieprojekte sind drei bis fünf Jahre. In diesem Zeitraum liegen vom Planer ggf. nicht zu beeinflussende Zeitintervalle von mehreren Monaten bis hin zu aktuell ca. einem Jahr (Lieferzeiten von Windenergieanlagen, BImSchG-Verfahren).

In Ausnahmefällen kann sich (z. B. bei Gerichtsverfahren) ein Projekt auch noch deutlich länger „ziehen“. Da im Extremfall bei sehr hohem Ausbau von Windenergie die quartalsweise Degression bis zu 1,2 Prozent betragen kann, beträgt die auf ein Jahr gerechnete Degression maximal fast 5 Prozent. Hier besteht eine große Wahrscheinlichkeit, dass die Wirtschaftlichkeit eines Projektes, welches ggf. weit fortgeschritten ist (WEA ist bestellt), „ins Wanken“ gerät.

Abschnitt 2, Geförderte Direktvermarktung

§ 32 Marktprämie

Mittelfristig sollte die Marktprämie weiterentwickelt werden, um noch stärkere Anreize für die Marktintegration erneuerbarer Energien zu setzen.

Insbesondere sollte angestrebt werden, dass EEG-Anlagenbetreiber mehr Marktverantwortung übernehmen und die Stromerzeugung stärker nach dem Bedarf ausrichten. Dies ließe sich insbesondere erreichen, wenn anstelle der erzeugten Kilowattstunden nur die installierte Erzeugungsleistung gefördert würde. Bei einer rein kapazitätsbezogenen Förderung würde sich die Einsatzweise der EEG-Anlagen ausschließlich nach dem tatsächlich erzielbaren Strompreis richten.

Bei einer auf Kilowattstunden bezogenen Förderung ließe sich ein ähnlicher Effekt erzielen, wenn 1. die Anzahl der Stunden, für die eine Marktprämie gezahlt wird, ähnlich wie im KWKG begrenzt wird und 2. die Höhe der Prämie von vornherein festgelegt wird, also nicht mit der Strompreisentwicklung „gleitet“.

§ 33 Voraussetzungen der Marktprämie

1. Im Rahmen des § 33 Nr. 1 sollte klargestellt werden, dass die Inanspruchnahme des vermiedenen Netzentgelts durch den Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 35 Abs. 2 der Inanspruchnahme der Marktprämie nicht entgegensteht.

Umsetzungsempfehlung:

§ 33 Nr. 1 wird wie folgt ergänzt:

1. für den Strom kein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 Absatz 1 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung durch den Anlagenbetreiber in Anspruch genommen wird,

Begründung:

Hinsichtlich der in § 33 Nr. 1 vorgesehenen Voraussetzung, dass für den Strom kein vermiedenes Netzentgelt in Anspruch genommen worden sein darf, regt der VKU die Klarstellung an, dass sich dies lediglich auf die Inanspruchnahme durch den Anlagenbetreiber bezieht. Die Inanspruchnahme des vermiedenen Netzentgelts durch den Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 35 Abs. 2 steht der Inanspruchnahme der Marktprämie selbstverständlich nicht entgegen.

2. Die Vorgabe des § 33 Nr. 3, wonach der Anspruch auf die Marktprämie nur besteht, wenn der Strom in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich EEG-Strom, der mit der Marktprämie vergütet wird, oder unverschuldet eingestellter Strom bilanziert wird, sollte entfallen.

Umsetzungsempfehlung:

§ 33 Nr. 3 wird gestrichen.

Begründung:

Gerade auf Bilanzkreisebene sollte eine Vermischung von Grün- und Graustrom nicht ausgeschlossen sein, da es zur Verstärkung der EE-Einspeisung gerade sinnvoll sein kann, erneuerbaren Strom mit nicht-erneuerbarem Strom zu kombinieren. Sollte diese Möglichkeit nicht gegeben sein, werden unnötige Hindernisse gesehen, welche sich negativ auf die Integration der erneuerbaren Energien in den Energiemarkt auswirken. Auch würde dies die Attraktivität der Direktvermarktung schmälern und eher abschreckend als motivierend auf Unternehmen wirken. Durch die Unstetigkeit der Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energien ist es notwendig, eine einfache und praktikable Lösung auf Bilanzkreisebene zu finden. Aus diesen Gründen fordert der VKU, dass auf Bilanzkreisebene eine Vermischung von Grün- und Graustrom zum Ausgleich des Bilanzkreises und somit zur Beibehaltung der Systemstabilität gewährleistet sein muss.

Abschnitt 3, Einspeisevergütung

§ 35 Einspeisevergütung für kleine Anlagen

1. Die Berechtigung zur Inanspruchnahme einer Einspeisevergütung sollte auf Kleinanlagen beschränkt werden. Hierzu sollte der Schwellenwert bereits zum 1. Januar 2015 auf 10 kW abgesenkt werden.

2. Zudem sollten Vorkehrungen getroffen werden, um zu verhindern, dass durch eine jeweils um 12 Monate zeitlich versetzte Inbetriebnahme mehrerer Anlagenmodule eine Überschreitung der Schwellenwerte vermieden wird.

Umsetzungsempfehlung:

§ 35 Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

(2) Der Anspruch auf eine Einspeisevergütung besteht für Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt; für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 und höchstens 500 Kilowatt besteht der Anspruch auf eine Einspeisevergütung bis zum 31.12.2014.

Begründung:

Die Schwelle, unterhalb derer das Förderinstrument der Einspeisevergütung beibehalten werden soll, ist mit 500 kW deutlich zu hoch angesetzt. Gleiches gilt für

die Schwellenwerte, die für die folgenden Jahre (2016: 250 kW, 2017: 100 kW) angesetzt sind. Mit dieser Regelung würde ein großer Teil der Anlagen, die in den kommenden Jahren in Betrieb genommen werden, von der Direktvermarktungspflicht entbunden und nach dem bisherigen, marktfernen Instrument der Einspeisevergütung gefördert. Damit geht die Chance verloren, die Marktintegration der erneuerbaren Energien konsequent voranzubringen. Der VKU sieht keine Notwendigkeit, vom Grundsatz der Direktvermarktung derart abzuweichen. Auch Betreiber kleinerer Anlagen haben die Möglichkeit, Direktvermarktungsunternehmen gemäß § 5 Nr.10 EEG-RefE mit der Durchführung der Direktvermarktung zu beauftragen. Schon heute können Anlagenbetreiber aus einer großen Vielfalt professioneller Direktvermarkter, darunter auch viele Stadtwerke, den passenden Anbieter auswählen. Eine Direktvermarktungspflicht kann daher von allen Anlagenbetreibern ohne größeren Aufwand umgesetzt werden und ist mit keinen unzumutbaren Belastungen verbunden. Dies gilt umso mehr, als in den anzulegenden Werten nach dem Referentenentwurf die Kosten der Direktvermarktung bereits eingepreist sind. Eine Beibehaltung der Einspeisevergütung erscheint allenfalls im Segment der Kleinanlagen (z. B. bis 10 kW) sinnvoll.

Im Hinblick auf die erforderlichen Prozesse zur flächendeckenden Direktvermarktung von Anlagen unterhalb 500 Kilowatt ist eine Übergangsfrist erforderlich, innerhalb derer noch eine Einspeisevergütung gezahlt wird.

Im Zusammenhang mit dem Verweis auf § 30 Abs. 1 Satz 1 weist der VKU darauf hin, dass nach der aktuell vorgesehenen Regelung durch eine jeweils um 12 Monate zeitlich versetzte Inbetriebnahme mehrerer Anlagenmodule eine Überschreitung der Schwellenwerte verhindert und damit der Anwendungsbereich der Direktvermarktungspflicht weiter reduziert werden kann. Dieses Schlupfloch aus der Direktvermarktung sollte geschlossen werden.

Abschnitt 4, Besondere Förderbestimmungen (Sparten)

§ 43 Vergärung von Bioabfällen

Der VKU regt an, die Anforderungen hinsichtlich der Nachrotte der festen Gärrückstände gemäß § 43 Absatz 2 dahingehend zu flexibilisieren, dass die Einrichtung zur Nachrotte nicht zwingend mit der Vergärungsanlage unmittelbar verbunden sein muss.

Umsetzungsempfehlung:

In § 43 Absatz 2 wird folgender Satz hinzugefügt:

(2) Ein Anspruch auf finanzielle Förderung besteht nur, wenn die festen Gärrückstände ~~Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle unmittelbar mit in einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind~~ zugeführt werden und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden.

Begründung:

Diese Restriktion kann dazu führen, dass vor Ort anfallende Mengen an Bioabfall nicht energetisch genutzt werden können, da aus Platzgründen eine Nachrotte am Standort der Vergärungsanlage nicht durchgeführt werden kann. Damit gehen in etlichen Städten und Gemeinden Potenziale verloren, vor Ort anfallende Mengen an Bioabfall mittels KWK energetisch und ökologisch zu nutzen, um kleinere und mittlere Nahwärmenetze aufzubauen bzw. größere kommunale Liegenschaften zu versorgen. Gegebenenfalls könnte der Wegfall des Erfordernisses einer „unmittelbaren“ Nachrotte an die Bedingung geknüpft werden, dass die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme zu mindestens 50 Prozent der Jahresmenge für leitungsgebundene Wärme genutzt wird.

§ 45 Gemeinsame Bestimmungen für Strom aus Biomasse und Gasen

1. Der Gasaufbereitungsbonus sollte beibehalten werden.

Umsetzungsempfehlung:

In § 45 wird folgender Absatz 9 hinzugefügt:

(2) Die Vergütung nach den §§ 39, 40, 41, 42 und 43 erhöht sich für Strom aus Anlagen, die aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas einsetzen, das nach Absatz 1 als Deponiegas, Klärgas oder Biomethan gilt, und das vor der Einspeisung in das Erdgasnetz aufbereitet wurde, nach Maßgabe der Anlage 1 (Gasaufbereitungs-Bonus).

Anlage 1 des EEG 2012 wird in das EEG 2014 überführt.

Begründung:

Die Streichung der einsatzstoffbezogenen Vergütung ist hinsichtlich ihrer Zielsetzung, nämlich den weiteren Ausbau der Biogaserzeugung auf kostengünstige Substrate, insbesondere Rest- und Abfallstoffe, zu konzentrieren, zu begrüßen. Damit eine Biogaserzeugung aus Rest- und Abfallstoffen weiterhin möglich ist, muss jedoch der Gasaufbereitungsbonus beibehalten werden. Dies gilt umso mehr, als der geplante Kapazitätszuschlag die Reduzierung der vergütungsfähigen Strommenge auf die Hälfte der mit der installierten elektrischen Leistung erzeugbaren Strommenge nicht ansatzweise ausgleichen kann. Die Kürzungen dürfen nicht dazu führen, dass gar keine Biogaserzeugung mehr möglich ist. Zumindest die kostengünstigen Substrate, insbesondere Rest- und Abfallstoffe, sollten weiterhin zur Biogaserzeugung genutzt werden können.

So ist zum Beispiel die Deponiegasnutzung ohne den Gasaufbereitungsbonus nicht wirtschaftlich. Deponiegas fällt in immer geringeren Volumina und mit geringeren Methangehalten an. Die Verwertung des Deponiegases macht deshalb z. T. nur noch im Gemisch mit Biogas Sinn. Wenn dies durch Gasaufbereitung und -einspeisung geschieht, würde der Wegfall des Gasaufbereitungsbonus die Verwertung des Deponiegases unwirtschaftlich machen.

2. Die bilanzielle Teilbarkeit von Biogas, die im Rahmen des § 45 Absatz 7 für zulässig erklärt werden soll, sollte auch für Bestandsanlagen gelten. Anders als in § 96 Abs. 1 Nr. 4 vorgesehen, sollte die bilanzielle Teilbarkeit allen Bestandsanlagen ermöglicht werden, nicht nur solchen, die nach dem 31.12.2011 in Betrieb genommen worden sind.

Umsetzungsempfehlung:

§ 96 Absatz 1 Nummer 4 Halbsatz 2 ist wie folgt zu ändern:

abweichend hiervon ist § 45 Absatz 7 ~~ausschließlich für Anlagen~~ entsprechend anzuwenden, ~~die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen worden sind,~~

Begründung:

Der VKU begrüßt, dass im Rahmen des geplanten § 27c Absatz 7 die bilanzielle Teilbarkeit von Biogas ermöglicht werden soll. Dadurch können bei der gemeinsamen Vergärung unterschiedlicher Einsatzstoffe die erzeugten Gasmengen hinsichtlich ihres Einsatzstoffes unterschieden und verschiedenen Nutzungszwecken zugeführt werden. Der VKU sieht keinen Grund, warum Anlagen, die vor 2012 in Betrieb genommen worden sind, von der bilanziellen Teilbarkeit ausgenommen werden sollen.

Im Übrigen empfiehlt der VKU, zu prüfen, ob die vergütungsfreie Mitverbrennung von Biomasse nach dem europäischen Biomassebegriff zugelassen werden kann. Der europäische Biomassebegriff umfasst z. B. auch Klärschlamm, Sieb- und Rechenreste aus Kläranlagen und Papierschlämme. Es handelt sich also um Abfälle biogenen Ursprungs, die derzeit in Deutschland nur deshalb nicht mitverbrannt werden, weil sie in der BiomasseVO nicht genannt sind.

Abschnitt 5, Besondere Förderbestimmungen (Flexibilität)

§ 51 Flexibilitätzuschlag für neue Anlagen

Der Flexibilitätzuschlag sollte auch von Anlagen, die Strom aus Grubengas erzeugen, in Anspruch genommen werden.

Umsetzungsempfehlung:

§ 51 Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

(1) Der Anspruch nach § 50 beträgt für die Bereitstellung flexibler installierter Leistung in Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt 40 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr (Flexibilitätzuschlag).

Begründung:

Beim Einsatz von Grubengas ist eine gleichermaßen flexible Fahrweise möglich wie beim Einsatz von Biogas, so dass es aus Sicht des VKU sinnvoll ist, die Flexibilitätsprämie auf Anlagen zur Erzeugung von Grubengas zu erweitern.

§ 52 Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen

Die Flexibilitätsprämie sollte auch von Anlagen, die Strom aus fester Biomasse erzeugen, in Anspruch genommen werden dürfen. Gleiches gilt für Strom aus Grubengas.

Umsetzungsempfehlung:

§ 52 Absatz 1 Halbsatz 1 wird wie folgt gefasst:

Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse, Biogas oder Grubengas, die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind,

Begründung:

Anlagen zur Verstromung von fester Biomasse bergen ein hohes Flexibilisierungspotenzial, welches durch die Flexibilitätsprämie nutzbar gemacht werden sollte. Es ist kein Grund ersichtlich, die Flexibilitätsprämie auf Biogas zu beschränken. Durch die Erweiterung auf feste Biomasse könnte zum Beispiel in der Leistungsklasse von 5 bis 20 MW jährlich eine regelbare Anlagenleistung von 1.000 MW für die Flexibilisierung genutzt werden. Auch beim Einsatz von Grubengas ist eine gleichermaßen flexible Fahrweise möglich wie beim Einsatz von Biogas, so dass es aus Sicht des VKU sinnvoll ist, die Flexibilitätsprämie auf Anlagen zur Erzeugung von Grubengas zu erweitern.

*Abschnitt 6, Besondere Förderbestimmungen (Ausschreibungen)***§ 53 Ausschreibung der Förderung für Freiflächenanlagen**

Für die Einführung des Pilotausschreibungsmodells für Freiflächenanlagen sollte ein verbindlicher Zeitplan aufgestellt werden. Für die Umsetzung des Auktionsmodells sollte nicht die Bundesnetzagentur zuständig sein, sondern einer markt-basierten Lösung, wie z. B. durch die Einbeziehung der EEX, der Vorzug gegeben werden.

Begründung:

Der angekündigte Systemwechsel weg von der staatlichen Vergütungsfestlegung hin zu einer wettbewerblich ermittelten Förderhöhe wird vom VKU begrüßt. Das in einem ersten Schritt geplante Ausschreibungssystem für Freiflächenanlagen kann Erkenntnisse liefern, die für die Ausgestaltung des neuen Fördersystems wichtig sein können.

Allerdings vermisst der VKU einen verbindlichen Zeitplan für die Einführung des Pilotmodells und sieht insbesondere vor dem Hintergrund, dass in der Übergangszeit weiterhin Einspeisevergütungen gewährt werden, die Gefahr, dass der Systemwechsel unnötig verzögert wird.

Die geplante Zuständigkeit der Bundesnetzagentur birgt die Gefahr, dass die Einführung von Wettbewerbselementen in der erneuerbaren Stromerzeugung durch regulatorische Tendenzen beeinträchtigt wird. Die Bundesnetzagentur als klassischer Regulator ist für die Durchführung wettbewerblicher Verfahren nicht geeignet. Vielmehr besteht die Gefahr einer zunehmenden Regulierung auch der Wettbewerbsbereiche. Dem sollte entgegengetreten werden.

Der VKU schlägt vor, stattdessen einen Marktakteur, wie etwa die EEX als organisierten Handelsplatz, in die Durchführung des Ausschreibungsmodells mit einzubeziehen. Die EEX verfügt über langjährige Erfahrung mit Auktionen und ist als führende Energiebörse in Europa fachlich und organisatorisch für die Aufgabe prädestiniert. Darüber hinaus unterliegt die EEX als öffentlich-rechtliche Börse einer adäquaten Aufsicht.

Empfehlungen des VKU zur Ausgestaltung der Auktion sind unter § 64 (siehe unten) aufgeführt.

Teil 4

Ausgleichsmechanismus

Abschnitt 1, Bundesweiter Ausgleich

§ 55 Ausgleich zwischen Netzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern

Die von den Netzbetreibern nach § 19 Absatz 2 an die Anlagenbetreiber geleisteten Abschlagszahlungen sollten von den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibern zeitgleich erstattet werden. Folglich sollte die Frist des § 19 Absatz 2⁶ auch für die Übertragungsnetzbetreiber gelten.

Umsetzungsempfehlung:

§ 55 Abs. 1 sollte wie folgt gefasst werden:

(1) Vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber müssen den Netzbetreibern die nach § 19 oder § 50 geleisteten finanziellen Förderungen nach Maßgabe des Teils 3 rechtzeitig und deckungsgleich erstatten. Eine Vorfinanzierung durch den zuständigen Netzbetreiber findet nicht statt.

Begründung:

Zum Zwecke der Rechtsklarheit spricht sich der VKU dafür aus, die für die vorgelagerten ÜNB richtigerweise gleichermaßen geltende Frist im Gesetz ausdrück-

⁶ VKU-Vorschlag: 25. und nicht 15. Kalendertag (vgl. die Forderung zu § 19)

lich festzuschreiben, u. a. da die zuständigen Netzbetreiber in Anbetracht der teilweise hohen Zahlungen an die Anlagenbetreiber aus Liquiditätsgründen auf die im Mindesten zeitgleiche Erstattung durch die vorgelagerten ÜNB angewiesen sind.

§ 57 Vermarktung und EEG-Umlage

1. Es sollte klargestellt werden, dass es zum Nachweis, dass bestimmte Energiemengen, die an physikalische Entnahmestellen abgegeben wurden und für die keine bilanzkreisscharfe Meldung eines EVU vorliegt, nicht vom Bilanzkreisverantwortlichen an den Letztverbraucher geliefert wurden, ausreicht, dass die tatsächlich an den Letztverbraucher gelieferten Mengen mit Testat eines Wirtschaftsprüfers nachgewiesen und von der bilanziellen Gesamtmenge abgezogen wird.

Umsetzungsempfehlung:

Der VKU schlägt vor, als klarstellende Erläuterung in die Gesetzesbegründung aufzunehmen, dass das Testat eines Wirtschaftsprüfers über die tatsächlich an Letztverbraucher gelieferte Menge und deren Abzug von der bilanziellen Gesamtmenge ausreicht, um den Nachweis zu führen, dass darüber hinausgehend keine Energiemengen an Letztverbraucher geliefert wurden.

Begründung:

§ 57 Abs. 1 Satz 2 stellt die Vermutung auf, dass jede physikalische Entnahme aus Bilanzkreisen im Zweifel eine Lieferung des Bilanzkreisverantwortlichen an einen Letztverbraucher darstellt. Soweit der Bilanzkreisverantwortliche die Vermutung nicht widerlegt, muss er sich die aus seinem Bilanzkreis an physikalische Entnahmestellen abgegebenen Energiemengen als seine Lieferungen an Letztverbraucher zurechnen lassen und die EEG-Umlage zahlen. Zur Widerlegung der Vermutung muss der Bilanzkreisverantwortliche substantiiert darlegen, aus welchen Gründen keine umlagepflichtige Lieferung seinerseits vorliegt.

Deshalb sollte klargestellt werden, dass – wie bisher – auf die tatsächlich gelieferten Mengen abzustellen ist. Wären dagegen die bilanzierten Mengen zugrunde zu legen, würde es zwangsläufig zu systembedingten Abweichungen kommen, da der Großteil der Letztverbraucher über Standardlastprofile (Prognosewerte) im Bilanzkreis aufgeführt wird. Dies würde die Folgefrage aufwerfen, ob Bilanzkreise zu diesem Zweck künftig nach EEG-Klassen (Liefermengen an privilegierte/nicht privilegierte Kunden, verschiedene Eigenverbrauchskategorien gemäß § 58) aufgeteilt werden müssen. Angesichts dessen wird deutlich, dass die – möglicherweise weitreichenden – Auswirkungen der geplanten Regelung für die betroffenen Akteure noch gar nicht absehbar sind. Da die genannten Vorgaben aber bereits zum 01.08.2014 umgesetzt werden müssen, sind Klarstellungen für die Praxis dringend erforderlich.

2. Das Kündigungsrecht des Übertragungsnetzbetreibers gegenüber dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen sollte entfallen.

Umsetzungsempfehlung:

§ 57 Absatz 3 Satz 3 wird gestrichen.

Begründung:

Das vorgesehene Recht des Übertragungsnetzbetreibers, den Bilanzkreisvertrag gegenüber dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen bei Zahlungsrückständen unter bestimmten Voraussetzungen zu kündigen, wird vom VKU vor dem Hintergrund kritisch gesehen, dass sich die Zahlungspflicht nach Absatz 2 künftig auf der Grundlage einer bilanzkreisscharfen Meldung ergeben soll, die fehleranfällig ist (vgl. die Ausführungen unter § 49). Fehler, die bei der bilanzkreisscharfen Meldung auftreten, könnten demzufolge gravierende Rechtsfolgen haben.

3. Wird Strom für die Förderung und die Weiterleitung von Trinkwasser genutzt und in diesem Zusammenhang ein Teil der Energie mithilfe von Turbinen zurückgewonnen, fällt bislang zweimal die EEG-Umlage an: einmal für den Stromverbrauch der Pumpen und einmal für den Verbrauch des zurückgewonnenen Stroms. Diese Doppelbelastung des Wassertransports mit der EEG-Umlage muss vermieden werden.

Umsetzungsempfehlung:

In § 57 Absatz 4 wird folgender Satz 3 hinzugefügt (der bisherige Satz 3 wird Satz 4):

Satz 1 ist auch für Strom anzuwenden, der zur Förderung und zur Weiterleitung von Wasser zum Zwecke der Trinkwasserversorgung eingesetzt wird, soweit im Zusammenhang mit der Förderung und der Weiterleitung eine entsprechende Strommenge zurückgewonnen wird und tatsächlich in das Netz eingespeist wird.

Begründung:

Um Energiekosten zu senken, Energieeffizienz herzustellen und damit einen Beitrag zum Ressourcenschutz zu liefern, werden in vielen Trinkwasserverteilungssystemen seit vielen Jahren Turbinen betrieben. Damit können rund 15 % der Energie, die für das Hinaufpumpen des Wassers erforderlich sind, aus dem Wasser zurückgewonnen werden.

Aus Sicht des VKU handelt es sich um eine Doppelbelastung, wenn bei der Förderung und dem Transport von Trinkwasser, d. h. bei einem einheitlichen Vorgang, zweimal die EEG-Umlage gezahlt werden muss. Durch die Doppelbelastung entstehen nicht nur Kosten, die auf den Wasser-Endverbraucher umgelegt werden, sondern es wird auch die Wirtschaftlichkeit vorhandener und gegebenenfalls künftig in Betrieb zu nehmender Turbinen beeinträchtigt. Es entspricht einer verursachungsgerechten Verteilung der EEG-Umlage, den Anteil der zu-

rückgewonnenen (EEG-umlagepflichtigen) Strommenge von der EEG-Umlagepflicht des Strombezugs abzuziehen. Damit würde lediglich der „Netto“-Strombezug mit der EEG-Umlage belastet. Die wiedergewonnene Energie würde dagegen nicht belastet, was dem Privileg des Kraftwerkseigenverbrauchs in § 58 Abs. 2 Nr. 3 des Entwurfs entsprechen würde. Eine Doppelbelastung würde die Erschließung technisch vorhandener Rückgewinnungspotenziale, welche relativ einfach zu erreichen sind, in der gesamten Trinkwasserversorgung gefährden.

§ 58 Eigenversorgung

Vorbemerkung:

Eine umfassende Abschaffung der Privilegierung des Eigenstromverbrauchs im Rahmen der EEG-Umlage ist und bleibt aus energiewirtschaftlicher Sicht mit Blick auf die Höhe der EEG-Umlage sowie auf die Systemstabilität der richtige Weg. Im Hinblick auf die Ausweitung der reduzierten EEG-Umlage auf sämtliche Unternehmen des produzierenden Gewerbes ist festzustellen, dass dies dem Ziel der Senkung der EEG-Umlage und damit einer gerechten Verteilung der Kosten der Energiewende zuwider läuft. Bei zahlreichen der genannten Branchen besteht keine sachliche Begründung für eine Entlastung von der EEG-Umlage. Die Branchen sollten im Einzelnen darauf überprüft werden, ob für die einzelnen Reduzierungen Gründe vorliegen, die eine geringere Beteiligung an der EEG-Umlage rechtfertigen. Diese Gründe können industrie- oder Klimaschutzpolitischer Art sein, eine Reduzierung ohne Grund ist jedoch vor dem Hintergrund der negativen, sich selbst verstärkenden Effekte auf die EEG-Umlage und damit die Verbraucher nicht sachgerecht. Hinsichtlich der Entlastungshöhen ist der VKU der Auffassung, dass eine Beibehaltung der im Kabinettsbeschluss von Meseberg enthaltenen Regelungen einen tragfähigen Kompromiss dargestellt hätte. Dies vorausgeschickt, regt der VKU – im Rahmen der nun vorgelegten Regelungen – noch folgende Änderungen an:

1. Unternehmen, die weder dem produzierenden Gewerbe angehören, noch im Rahmen der Wasserversorgung oder Abwasser-/Abfallentsorgung Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse (Daseinsvorsorge) erbringen, sollten für die Eigenversorgung aus neuen Erneuerbare-Energien- oder KWK-Anlagen 70 Prozent EEG-Umlage und für die Eigenversorgung aus sonstigen Anlagen 100 Prozent EEG-Umlage zahlen. Bestandsanlagen sollten nicht in die EEG-Umlage einbezogen werden.

2. Unternehmen der Wasserversorgung sowie Abwasser- und Abfallentsorgung, die Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse (Daseinsvorsorge) erbringen, sollten bei der Eigenversorgung in gleicher Weise privilegiert sein wie Unternehmen des produzierenden Gewerbes und demzufolge für die Ei-

genversorgung aus Neuanlagen nur 15 Prozent der EEG-Umlage zahlen müssen. Bestandsanlagen sollten nicht in die EEG-Umlage einbezogen werden.

3. Für die Eigenerzeugung aus Anlagen, die eine bereits bestehende Fernwärmeversorgung oder Fernwärmeversorgungsmöglichkeit aus KWK-Anlagen verdrängen, ist die EEG-Umlage in voller Höhe zu entrichten.

Umsetzungsempfehlung:

§ 58 Absatz 6 Nr. 2 des EEG-Entwurfs wird wie folgt gefasst:

(6) Für den Strom aus der Stromerzeugungsanlage eines Eigenversorgers, der nicht unter die Absätze 2 bis 5 fällt und den der Eigenversorger in unmittelbarer räumlicher Nähe zu der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht und nicht durch ein Netz durchleitet, verringert sich die EEG-Umlage

1. [...]

2. um 85 Prozent, sofern

a) der Eigenversorger ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes nach Abschnitt B oder C der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes, Ausgabe 2008 ist, unabhängig von der für die Stromerzeugung eingesetzten Energie, oder

b) der Eigenversorger ein Unternehmen nach Abschnitt E der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes, Ausgabe 2008, ist, und Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse (Daseinsvorsorge) erbringt, unabhängig von der für die Stromerzeugung eingesetzten Energie.

Nach § 58 Absatz 6 wird der folgende Absatz 7 eingefügt:

(7) Absatz 6 ist nicht anwendbar auf die Eigenerzeugung aus Anlagen, die eine bereits bestehende Fernwärmeversorgung oder Fernwärmeversorgungsmöglichkeit aus KWK-Anlagen verdrängen. In diesem Fall ist die EEG-Umlage in voller Höhe zu entrichten.

Begründung:

Zu 1.: Aktuell ist der Trend zu beobachten, dass sich angesichts der gestiegenen Abgaben und Umlagen immer mehr Verbraucher für eine Eigenversorgung entscheiden. Dies ist wirtschaftlich nachvollziehbar, hat aber den nachteiligen Effekt, dass die Abgaben- und Umlagenlast derjenigen Verbraucher, die faktisch nicht die Möglichkeit haben, sich mit einer eigenen Strom- und Wärmeerzeugungsanlage auszustatten, entsprechend steigt, was die Akzeptanz der Energiewende langfristig gefährdet.

Die Differenzierung zwischen bestehenden Anlagen und Neuanlagen ist sachgerecht. So trägt die vollständige Ausnahme von der EEG-Umlagepflicht von bestehenden Anlagen dem verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz angemessen Rechnung, da die Betreiber zum Zeitpunkt ihrer Investitionen auf die geltende Rechtslage vertrauen mussten. Die Einbeziehung von Ersatzinvestitionen bis zu

einem gewissen Maß unter den Bestandsschutz gewährleistet weiterhin die energieeffiziente Optimierung von Anlagen.

Im Gegensatz zu Altanlagen können bei der Projektierung von Neuanlagen unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist diese Kosten in die Wirtschaftlichkeitsberechnung einbezogen werden.

Weiterhin ist zu beachten, dass die Privilegierungstatbestände des § 58 zu einer Wettbewerbsverzerrung im Verhältnis Eigenversorgung – Fremdbelieferung/ Contracting führen. Es ist kein sachlicher Grund erkennbar, warum die Umlagenbelastung davon abhängt, ob der Anlagenbetreiber sich selbst oder einen Dritten mit Strom aus einer dezentralen Anlage versorgt. Die einseitige Privilegierung des Eigenverbrauchs belastet insbesondere den Markt für Energiedienstleistungen, was die Erreichung der nationalen und europäischen Effizienzziele erschwert.

Zu 2.: Viele Unternehmen nach Abschnitt E der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes, Ausgabe 2008, sind mit der Erbringung von ökologisch und ökonomisch äußerst wertvollen Dienstleistungen betraut und erfüllen damit besondere öffentliche Aufgaben im Interesse des Gemeinwohls. Dies betrifft insbesondere Unternehmen der Gruppen 38.1, Gruppe 38.2 und Klasse 38.32 (Abfallwirtschaft) sowie der Gruppen 36, 37 (Wasserwirtschaft) und 49.5 (Rohrfernleitungen). Insofern dienen Eigenstromkonzepte dazu, in der kommunalen Ver- und Entsorgungswirtschaft Leistungen der kommunalen Daseinsvorsorge im Interesse der Allgemeinheit kosten- und ökoefizient zu gestalten.

Außerdem ist es energie- und klimapolitisch sinnvoll, zum Beispiel Gase, die als Nebenprodukte im Rahmen eines normalen Anlagenbetriebes entstehen, der primär anderen Zwecken dient, einer energetischen Nutzung zuzuführen, anstatt sie ungenutzt abzufackeln. Zum Beispiel bilden sich Klärgas und Deponiegas als Nebenprodukte bei der Abwasser-/Klärschlammbehandlung bzw. aufgrund der früher erfolgten Deponierung biologisch abbaubarer Abfälle. Da diese Anlagen primär den Zweck der Abwasser- bzw. Abfallentsorgung erfüllen, ist die Produktion (Entstehung) der Gase zwangsläufig und entsprechend wenig regelbar. Gleiches gilt für die Nutzung von Lageenergie, bei der sich Ver- und Entsorger die natürlichen Höhenunterschiede, die versorgungstechnisch zu überwinden sind, zu Nutzen machen. So reduzieren Druckminderungseinrichtungen nicht nur den Vordruck, sondern erzeugen als Nebenprodukt Strom. Diese Wiedernutzbarmachung (Rekuperation) der eingesetzten Energie findet bereits im jetzigen EEG Anwendung bei Schienenbahnen, die mit rückgespeister Bremsenergie einen erheblichen Anteil ihres Strombedarfs decken. Ebenso ist die Verbrennung von Klärschlamm zu bewerten.

Der Neubau von Monoverbrennungsanlagen bzw. erhebliche Erweiterungen bereits bestehender Anlagen werden aufgrund der im Koalitionsvertrag angekündigten gesetzlichen Auflagen erheblich zunehmen.

Zu 3.: In einem Fernwärmegebiet bewirken die vorgesehenen Umlagenermäßigungen, dass Anlagen, die bereits durch das KWKG gefördert werden und in das Fernwärmenetz einspeisen, in eine Förderkonkurrenz zu neuen Eigenversorgungsanlagen geraten.

Um dieser nicht gewollten Situation zu begegnen, hat der Gesetzgeber bereits im KWKG festgeschrieben, dass eine bestehende Fernwärmeversorgung nicht durch eine zusätzliche Förderung anderer KWK-Anlagen verdrängt werden soll (§ 5 KWKG). Sinn und Zweck dieser Vorschrift ist es, die wirtschaftliche Situation einer bereits bestehenden KWK-Anlage nicht mit Hilfe der KWK-Förderung für eine neue Anlage zu verschlechtern. Zudem wäre der energie-, umwelt- und klimaschutzpolitische Effekt zweifelhaft, wenn neben der bereits bestehenden KWK-Anlage eine weitere, neue Anlage gefördert wird, die in Konkurrenz zu der bestehenden Anlage tritt.

Die indirekte Förderung von Eigenversorgungsanlagen durch die nur anteilig oder gar nicht zu zahlende EEG-Umlage auf den selbst verbrauchten Strom führt zu ähnlichen Verdrängungseffekten, wenn die Privilegierung innerhalb bestehender Fernwärmegebiete erfolgt, so dass die Ratio des § 5 KWKG auf das Eigenstromprivileg übertragbar ist. Es kann nicht im Interesse des Gesetzgebers sein, die Wirtschaftlichkeit bestehender, über das KWKG geförderter Fernwärmesysteme dadurch zu beeinträchtigen, dass eine künstliche Konkurrenz in Form von Eigenversorgungsanlagen geschaffen wird, deren Erfolgsmodell auf der Umlagenfreiheit beruht. Daher sollte das Verdrängungsverbot des § 5 KWKG auf das Eigenstromprivileg übertragen werden.

4. Zum EEG-umlagefreien Kraftwerkseigenverbrauch müssen bei KWK-Anlagen auch die Neben- und Hilfsanlagen für die Wärmenutzung gezählt werden.

Umsetzungsempfehlung:

§ 58 Absatz 4 wird wie folgt ergänzt:

(4) Der Kraftwerkseigenverbrauch ist der Strom, der

1. in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage zur Erzeugung von Strom oder
2. in den Neben- und Hilfsanlagen einer KWK-Anlage zur Erzeugung von Strom und Nutzwärme gemäß § 3 Nr. 6 KWKG

im technischen Sinne verbraucht wird.

Die Gesetzesbegründung zu § 58 (Eigenversorgung) sollte im Abschnitt „Zu Absatz 4“ um den folgenden Satz ergänzt werden:

Zu den Neben- und Hilfseinrichtungen einer KWK-Anlage zählen u. a. zusätzlich auf dem Kraftwerksgelände befindliche Fernwärme-Umwälzpumpen.

Begründung:

In KWK-Anlagen müssen immer auch Neben- und Hilfsanlagen für die Wärmenutzung – analog denen der Stromerzeugung – betrieben werden. Die Anlagen zur Wärmeauskopplung in einer KWK-Anlage erfüllen sinnbildlich die gleiche Funktion wie Kühlwasseranlagen eines Kondensationskraftwerks. Während letztere zu Recht von der Eigenverbrauchsregelung profitieren, wird die gleiche technische Funktionalität in einem KWK-Kraftwerk mit der EEG-Umlage belegt. Die durch die Definition des Kraftwerkseigenverbrauchs getroffene künstliche Trennung von strom- und wärmeseitigem Kraftwerkseigenverbrauch ist in Bezug auf KWK-Anlagen daher weder technisch noch energiewirtschaftlich nachvollziehbar. Würde der Eigenverbrauch einer KWK-Anlage (Neben- und Hilfsanlagen für die Strom- und Wärmeerzeugung bzw. -nutzung) künftig und entgegen den technischen Realitäten nicht mehr als Kraftwerkseigenverbrauch angesehen, würde die schwierige wirtschaftliche Situation von KWK-Anlagen noch weiter verschlechtert werden. In Folge würde das Ziel der Bundesregierung, den Anteil der hocheffizienten KWK auf 25 % an der Gesamtstromerzeugung zu steigern, gefährdet werden. Auch würde eine daraus resultierende geringere Auslastung von KWK-Anlagen dazu führen, dass die gegenwärtig durch KWK bereitgestellte Strom- und Wärmeversorgung in Zukunft ungekoppelt und damit weniger effizient erfolgen müsste.

6. Die in § 58 Absatz 3 Nummer 3 vorgesehene Möglichkeit der Erweiterung von Bestandsanlagen bei Beibehaltung der Umlagefreiheit sollte auf Anlagen beschränkt werden, deren Nutzungsgrad mindestens 70 Prozent beträgt oder die erneuerbare Energien, Energie aus Abfällen oder Grubengas zur Stromerzeugung einsetzen.

Zudem sollte klargestellt werden, dass sich die Erhöhung um maximal 30 Prozent auf die zum Eigenverbrauch installierte elektrische Leistung bezieht.

Darüber hinaus sollte klargestellt werden, wie mit der Situation umzugehen ist, dass mehrere Anlagen nach der Grundsatzentscheidung des BGH vom 23. Oktober 2013 als eine Anlage im Sinne des EEG gelten. Auch die Behandlung von Gemeinschaftsanlagen, bei denen nur einzelne Teileigentümer vom Eigenstromprivileg profitieren, sollte geklärt werden.

Umsetzungsempfehlung:

§ 58 Absatz 3 Nummer 3 wird wie folgt ergänzt:

3. die eine Stromerzeugungsanlage nach Nummer 1 oder 2 an demselben Standort erneuert, erweitert oder ersetzt, ~~es sei denn,~~ sofern die zum Eigenverbrauch installierte elektrische Leistung ~~ist~~ durch die Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung nicht um mehr als 30 Prozent erhöht worden ist, und

a) der Nutzungsgrad der Anlage mindestens 70 Prozent beträgt oder

b) in der Anlage erneuerbare Energien, Energie aus den nicht biologisch abbaubaren Anteilen von Abfällen oder Grubengas zur Stromerzeugung eingesetzt werden.

Begründung:

Es ist kein Grund dafür zu erkennen, weshalb der Bestandsschutz auf jegliche Erweiterung erstreckt werden sollte. Vielmehr bestünde dadurch die Gefahr, dass der Spielraum ausgeschöpft und dadurch weitere Strommengen von der Finanzierung der Energiewende ausgenommen werden, was wiederum die verbleibenden Verbraucher zusätzlich belastet. Andererseits sollte ein Eigenerzeuger, der seine vorhandene Anlage durch eine neue, effizientere Anlage, ggf. unter Einsatz erneuerbarer Energien, ersetzt, nicht schlechter gestellt werden, als ein Eigenerzeuger, der an seiner bestehenden, ineffizienteren Anlage festhält und diese weiterbetreibt.

7. Im Rahmen des in § 58 Abs. 8 vorgesehenen Gleichzeitigkeitsgebotes für Erzeugung und Verbrauch ist dringend eine Klarstellung erforderlich.

Begründung:

Für die Umsetzung dieses Erfordernisses in der Praxis sind konkrete Vorgaben erforderlich, wie das Gleichzeitigkeitsgebot umzusetzen ist, auch mit Blick auf die Anerkennung durch den Wirtschaftsprüfer.

Abschnitt 2, Besondere Ausgleichsregelung

§ 61 Stromkostenintensive Unternehmen

Die Besondere Ausgleichsregelung sollte auf diejenigen Branchen und Unternehmen beschränkt werden, die tatsächlich energieintensiv sind und im internationalen Wettbewerb stehen. Wirtschafts- und/oder standortpolitisch motivierte Entlastungen einzelner Wirtschaftszweige, die nicht im internationalen Wettbewerb stehen oder energieintensiv sind, sollten aus dem allgemeinen Bundeshaushalt oder anderen Mitteln finanziert werden, aber nicht aus dem EEG-Konto.

Der VKU unterstützt ausdrücklich das Ziel, dass die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft erhalten werden muss.

Maßnahmen, die darauf abzielen, Belastungen durch steigende Umlagen und Abgaben abzumildern, sind grundsätzlich sinnvoll, soweit sie bei energieintensiven Unternehmen daraus resultierende, objektiv bestehende Wettbewerbsnachteile gegenüber ausländischen Konkurrenten ausgleichen.

Jedoch sollte aus Sicht des VKU noch einmal geprüft werden, ob bei allen in Anlage 4 genannten Branchen tatsächlich das Risiko besteht, bei voller Umlagepflicht im internationalen Wettbewerb benachteiligt zu sein. Die Liste der begünstigten Branchen muss aufgrund der mit der Befreiung verbundenen höheren Be-

lastung für die anderen Verbraucher auf die tatsächlich energie- und außenhandelsintensiven Unternehmen beschränkt werden. Durch die nunmehr vorgesehene Begünstigung von 219 Branchen wird das Volumen der Privilegierungen statt zu sinken eher steigen und die Belastung folglich für die anderen Sektoren und Privatkunden nicht sinken sondern steigen. D. h., dass sich immer weniger Unternehmen an den Kosten der Energiewende beteiligen, die stattdessen von den verbleibenden Sektoren und Privatkunden geschultert werden müssen. Es besteht zudem die Befürchtung, dass am Ende ausgerechnet Unternehmen mit dem höchsten Verbrauch am wenigsten preis- und lastsensibel gestellt werden. Dies ist nicht nur ordnungspolitisch, sondern auch energiewirtschaftlich kritisch aufzufassen.

Sofern wirtschafts- und/oder standortpolitisch motivierte Entlastungen einzelner Wirtschaftszweige vorgesehen sind, die nicht im internationalen Wettbewerb stehen oder energieintensiv sind, so sind diese Ausfluss staatlicher Rahmensetzung und sollten daher – dem Verursacherprinzip folgend – aus dem allgemeinen Bundeshaushalt oder anderen Mitteln finanziert werden, nicht aber aus dem EEG-Konto.

Teil 5

Transparenz

Abschnitt 1, Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

Die Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten sollten soweit wie möglich mit dem einzurichtenden Anlagenregister verzahnt werden. Durch eine Vereinheitlichung bestehender Datenmeldeverpflichtungen kann eine spürbare Entlastung der von Meldepflichten betroffenen Unternehmen erreicht werden.

§ 70 Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Die geplante Vorgabe, wonach die Mitteilung der an Letztverbraucher gelieferten Energiemenge an den Übertragungsnetzbetreiber bilanzkreisscharf erfolgen muss, sollte entfallen.

Umsetzungsempfehlung:

§ 70 Satz 1 wird gestrichen.

Begründung:

Eine Pflicht zur bilanzkreisscharfen Meldung würde einen erheblichen Mehraufwand generieren. Hinzu kommt, dass es aufgrund der rollierenden Ablesungen, aufgrund von Lieferungen an Arealnetze und bei EEG-selbstabwickelnden Kunden teilweise zu Abweichungen zu den Bilanzkreiszahlen kommen würde. Zudem müsste ein eigener Prozess zum Abgleich der Mengen zwischen Vertrieb und Handel erfolgen. Da im Bilanzkreis die Endkundenmengen und die Handelsmen-

gen zusammen abgerechnet werden, bedarf das wieder einer eigenen Berechnung.

Teil 7

Verordnungsermächtigungen, Berichte, Übergangsbestimmungen

Abschnitt 1, Verordnungsermächtigungen

§ 85 Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung für Freiflächenanlagen

Vorbemerkung:

Langfristiges Ziel muss es sein, dass EE-Anlagen ihre Vollkosten allein über Erlöse an den vollständig wettbewerblich organisierten Märkten (insbesondere Strom- und Leistungsmarkt) decken können (Marktparität) und darüber ihre Wirtschaftlichkeit erreichen. In dem Auktionierungsmodell ergibt sich die Höhe der Förderung durch den Wettbewerb der Erneuerbare-Energien-Projekte untereinander. Wer die Leistung am günstigsten erbringen kann, bekommt den Zuschlag.

Anders als im jetzigen EEG sollte der Ersatz der Differenzkosten nicht über eine arbeitsbasierte Förderung, sondern über Leistungsprämien (€/MW) erfolgen. Damit wird die notwendige Transparenz über die tatsächlich notwendigen Förderbeträge im Gesamtsystem geschaffen - im Gegensatz zu den oftmals vorgeschlagenen ex-post-Lösungen. Die Marktrisiken fallen dort verursachungsgerecht an, wo diese auch eingeschätzt werden können. Die Auktionierung sollte technologiespezifisch sein und kann regionale Komponenten umfassen. Für die Ausgestaltung der Auszahlung gibt es diverse Optionen (monatliche Tranchen von Fixbeträgen, Vergütung für definierte Benutzungsstundenzahl im Monat, etc.). Allerdings müssen sie in der Wirkung einem fixen Förderbetrag entsprechen und die Umsetzung der Projekte sicherstellen. Die Mengenallokation sollte durch eine zentrale Bundesstelle erfolgen. Sobald die Marktparität der EE erreicht ist, kann die Förderung vollständig entfallen; dies ist das langfristige Ziel.

Daher begrüßt der VKU, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermächtigt wird, eine Rechtsverordnung zur Ausschreibung der Förderung von Freiflächenanlagen zu erlassen. Die zur Einführung des Ausschreibungsmodells regelungsbedürftigen Punkte werden durch die Verordnungsermächtigung im Wesentlichen adressiert.

Aus Sicht des VKU sollte in der Rechtsverordnung festgelegt werden, dass die finanzielle Förderung grundsätzlich für die Bereitstellung installierter Leistung in Euro pro Kilowatt zu gewähren ist. Es ist positiv hervorzuheben, dass unter § 64 Abs. 1 Nr. 5 immerhin die Möglichkeit geschaffen wird, die finanzielle Förderung für die Bereitstellung installierter Leistung in Euro pro Kilowatt zu gewähren. Dies entspricht einer der Kernforderungen des VKU, nämlich anstelle der elektrischen

Arbeit die Kapazität einer Anlage zu fördern, damit sich die Einsatzweise der Anlage nach der Angebots- und Nachfragemenge am Strommarkt richtet. Angesichts der Bedeutung dieses Aspektes sieht der VKU eine gesetzgeberische Entscheidung zugunsten einer Kapazitätsprämie als notwendig an.

Der VKU schlägt vor, den Regelungsgegenstand der Verordnung wie folgt zu ergänzen:

§ 85 Abs. 1 Nr. 1

- In der Rechtsverordnung sollte auch geregelt werden, mit welchem Vorlauf die Ausschreibungen in den jeweiligen Technologien stattfinden sollen, d. h. wie viele Jahre im Voraus die Auktion durchzuführen ist, wenn die entsprechenden Anlagen z. B. im Jahr 2017 in Betrieb gehen sollen.

§ 85 Abs. 1 Nr. 2

- Anforderungen an Anlagenstandorte sollten in der Rechtsverordnung nur abstrakt geregelt werden dürfen, etwa dahingehend, dass die Flächen bestimmte Geeignetheitskriterien erfüllen müssen. Die Standortwahl sollte den Investoren überlassen bleiben. Dies ist auch wichtig, um die in Nr. 9 vorgesehene Übertragbarkeit von Förderberechtigungen sicherzustellen. Wenn die Förderberechtigung an einen bestimmten Standort gebunden ist, schränkt dies die Möglichkeiten der Übertragung deutlich ein.

§ 85 Abs. 1 Nr. 5

- Die Rechtsverordnung sollte Regelungen über den Förderzeitraum enthalten, über den beispielsweise eine Kapazitätzahlung verteilt wird, um einen zusätzlichen Anreiz für den dauerhaften Anlagenbetrieb zu geben.

Darüber hinaus empfiehlt der VKU, schon jetzt eine Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung für die sonstigen erneuerbaren Erzeugungstypen (insbesondere Wind und Biomasse) in das EEG aufzunehmen.

Begründung:

Da nach § 1a die Höhe der finanziellen Förderung für EEG-Strom bis spätestens 2017 grundsätzlich durch Ausschreibungen ermittelt werden soll, sollte schon jetzt eine entsprechende Ermächtigungsgrundlage geschaffen werden, damit die Systemumstellung mit der nötigen Sorgfalt und Weitsicht geplant werden kann. Zum Regelungsgegenstand gelten die obigen Ausführungen entsprechend. Zusätzlich wäre in dieser Rechtsverordnung festzulegen, dass Anlagen unterhalb einer bestimmten Leistungsgrenze von der Teilnahme an den Ausschreibungen befreit sind, da sich die Versteigerung von Förderberechtigungen im Kleinstanlagenbereich als zu aufwendig erweisen könnte. Für Kleinstanlagen sollte sich die Höhe der Förderung am Zuschlagspreis für Anlagen oberhalb des Schwellenwertes, die in dem betreffenden Jahr in Betrieb gehen, orientieren.

Hierfür sollte der Preis der letzten Auktionsrunde herangezogen und gegebenenfalls um einen Betrag, der den Größennachteil ausgleicht, aufgestockt werden.

§ 89 Verordnungsermächtigung zu Herkunftsnachweisen

Der VKU fordert die Schaffung einer gesetzlichen Grundlage zur direkten Lieferung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen an Endkunden

Umsetzungsempfehlung:

§ 89 Nr. 6 wird wie folgt geändert:

6. abweichend von § 74 und § 75 im Rahmen der Stromkennzeichnung die Ausweisung von Strom zu regeln, für den eine finanzielle Förderung nach § 19 in Anspruch genommen wird; hierbei kann

a) insbesondere abweichend von § 75 Absatz 1 auch die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für diesen Strom an die Übertragungsnetzbetreiber geregelt werden,

b) abweichend von § 76 Absatz 2 Satz 1 bestimmt werden, dass Anlagenbetreiber, die Strom aus erneuerbaren Energien, aus Abfällen oder aus Grubengas gemäß § 20 Abs. 1 Nr. 1 direkt vermarkten, Herkunftsnachweise oder sonstige Nachweise, die die Herkunft des Stroms belegen, zusammen mit dem Strom, dessen Herkunft nachgewiesen wird, weitergeben dürfen und dass abweichend von § 32 in Verbindung mit Anlage 1 solche Anlagenbetreiber nur noch Anspruch auf eine um den Wert der Herkunftsnachweise oder sonstigen Nachweise, die die Herkunft des Stroms belegen, reduzierte Marktprämie haben,

Begründung:

Bisher ist die Stromqualität von geförderten deutschen Erneuerbare-Energien-Anlagen vom Wettbewerb ausgeschlossen und wird den Energiehändlern automatisch und pauschal über die gesetzliche Stromkennzeichnung zugewiesen.

Ziel des Änderungsvorschlages ist es, die direkte Lieferung von Strom aus deutschen Erneuerbare-Energien-Anlagen an Endkunden zu ermöglichen. Eine direkte Belieferung von Kunden mit in Deutschland produziertem Ökostrom steigert allgemein die Akzeptanz der Energiewende und im regionalen Kontext die Akzeptanz einzelner Erzeugungsanlagen. Reine Ökostromversorger werden glaubwürdiger, da diese den erneuerbaren Strom nicht mehr in Skandinavien kaufen und nach Deutschland importieren müssen.

Gleichzeitig wird das EEG-Umlagekonto durch die separate Vermarktung der Stromqualität entlastet und die von deutschen Verbrauchern getragenen Kosten für Ökostromprodukte fließen nicht mehr ins Ausland. Auch wird eine Alternative für das weggefallene Grünstromprivileg geschaffen.

§ 90 Verordnungsermächtigung zum Anlagenregister

Die Verordnungsermächtigung nach § 90 Nr. 5 sollte gestrichen werden.

Umsetzungsempfehlung:

In § 90 wird die Nummer 5 gestrichen.

Begründung:

Es ist nicht sinnvoll, zusätzlich zu den bestehenden Marktprozessen nur für EEG-Einspeiser noch einen zusätzlichen weiteren Einspeiser-Wechselprozess einzuführen und ein anderes Vorgehen als bei den etablierten GPKE und WiM einzurichten. Die Organisation der Wechsel über die BNetzA würde den Gesamtprozess durch die Schaffung zweier neuer Schnittstellen zwischen Anlagenbetreiber und BNetzA sowie zwischen BNetzA und Netzbetreiber deutlich verkomplizieren. Der im jetzigen Zustand grundsätzlich erprobte Wechselprozess ist sehr zeitkritisch, ein Systemwechsel würde durch eine steigende Anzahl von Klärungsfällen und an den neuen Schnittstellen auftretenden Haftungsfragen die angestrebte Verbesserung der Marktintegration massiv erschweren.

Die in § 90 Nr. 9 vorgesehene Pflicht der Netzbetreiber, die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen und an das Anlagenregister zu übermitteln, sollte entfallen.

Umsetzungsempfehlung:

§ 90 Nr. 9 wird gestrichen.

Begründung:

Da die Ist-Einspeisung nicht zu den Anlagen-Stammdaten gehört und sich die bisherige Praxis zwischen den Netzbetreibern bewährt hat, schlagen wir vor, die Übermittlung der Ist-Einspeisung aus dem Gesetzentwurf zu streichen.

Im Extremfall kann das in § 90 Nr. 9 vorgesehene Erfordernis bedeuten, dass viertelstündlich die Einspeisedaten aller EEG-Anlagen zu übermitteln sind. Dem VKU erschließt sich der Sinn einer solchen Maßnahme nicht. Aktuell werden aggregierte Daten zur Vergütungsabrechnung an die ÜNB übermittelt sowie zählpunktscharfe Daten an die Bilanzkreisverantwortlichen. Dies erscheint auch für die Zukunft als ausreichend.

Im Übrigen wird hinsichtlich der Ausgestaltung des Anlagenregisters auf die Ausführungen zu § 3a verwiesen.

§ 91 Weitere Verordnungsermächtigungen

Die Verordnungsermächtigung nach § 91 Nr. 3 sollte gestrichen werden.

Umsetzungsempfehlung:

In § 91 wird die Nummer 3 gestrichen.

Begründung:

Mit dieser Verordnungsermächtigung erhält die Bundesregierung das Recht, den Wegfall der Managementprämie kompensierenden Zuschlag auf den anzulegenden Wert für Bestandsanlagen nachträglich auch abzusenken. Sollte in dieser Weise von der Verordnungsermächtigung Gebrauch gemacht werden, so stellt dies einen Eingriff in den Bestandsschutz der Bestandsanlagen dar. Dies könnte zudem dazu führen, dass Bestandsanlagen wieder vermehrt auf die Einspeisevergütung zurückgreifen würden, was der Intention des Gesetzes im Hinblick auf die Marktintegration der erneuerbaren Energien zuwider liefe.

*Abschnitt 3, Übergangsbestimmungen***§ 96 Allgemeine Übergangsbestimmungen**

Anlagen, die ab dem 01.08.2014 in Betrieb genommen werden, sollten ausnahmsweise nach dem EEG 2012 vergütet werden, wenn

1. die Anlagen nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig sind oder für ihren Betrieb einer Zulassung nach einer anderen Bestimmung des Bundesrechts bedürfen,
2. die Anlagen sich am 8. April 2014 im Genehmigungs- oder Zulassungsverfahren oder im Besitz einer Genehmigung bzw. Zulassung befunden haben und
3. die Anlagen bis einschließlich 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen worden sind.

Umsetzungsempfehlung:

§ 96 Absatz 2 wird wie folgt geändert:

(3) Für Strom aus Anlagen, die nach dem 31. Juli 2014 und ~~vor dem 1. Januar 2015~~ bis zum 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen worden sind, ist Absatz 1 anzuwenden, wenn die Anlagen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungsbedürftig sind oder für ihren Betrieb einer Zulassung nach einer anderen Bestimmung des Bundesrechts bedürfen und ~~vor dem 23. Januar 2014 genehmigt oder zugelassen worden sind~~ sie sich am 8. April 2014 im Genehmigungs- oder Zulassungsverfahren oder im Besitz einer Genehmigung bzw. Zulassung befunden haben.

Begründung:

Die bevorstehende EEG-Reform wird die Branche vor grundlegende Veränderungen stellen. Daher ist es wichtig, den Investoren genügend Zeit zu geben, sich auf die geänderten Rahmenbedingungen einzustellen. Projekte, die sich bereits in der Realisierung befinden, sollten zu Ende geführt werden können, auch wenn

sie nicht rechtzeitig zum Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen werden können.

Der VKU schlägt vor, nicht auf den Zeitpunkt der Genehmigungserteilung abzustellen, sondern darauf, dass sich eine Anlage am Stichtag im Genehmigungs- bzw. Zulassungsverfahren befunden hat.

Der Zeitpunkt der Genehmigungs- bzw. Zulassungserteilung ist davon abhängig, mit welchem Tempo und mit welcher Priorisierung die Genehmigungsbehörde einen Antrag bearbeitet. Da die Genehmigungsdauer von Behörde zu Behörde sehr unterschiedlich sein kann, würde dieses Abgrenzungskriterium dazu führen, dass Sachverhalte, die im Hinblick auf das schutzwürdige Vertrauen vergleichbar sind, im Ergebnis unterschiedlich behandelt werden.

Für den Bestandsschutz sollte allein darauf abgestellt werden, dass sich die betreffende Anlage am Stichtag im Genehmigungsverfahren befunden hat. Dies setzt voraus, dass ein qualifizierter Antrag eingereicht wurde. Damit liegt ein eindeutiges Abgrenzungskriterium vor, welches alle Projekte berücksichtigt, in die im Vertrauen in die bis dahin bestehenden gesetzlichen Regelungen in hohem Maße investiert wurde (jahrelange Projektvorbereitung, kostenträchtige Vorbereitung der Antragsunterlagen, Gebühren im Antragsverfahren).

Als Stichtag schlägt der VKU vor, nicht auf den 22. Januar, sondern auf den 8. April, also das Datum des Kabinettsbeschlusses abzustellen. Die Eckpunkte der Bundesregierung vom 22. Januar 2014 ermöglichten eine erste Orientierung, doch erst der Gesetzentwurf versetzt die Investoren in die Lage, die künftigen Förderbedingungen abzuschätzen und die Wirtschaftlichkeit geplanter Projekte neu zu bewerten. Insbesondere die weitgehenden Förderkürzungen bei der Biomasse, von denen auch Abfall und Reststoffe betroffen sind, waren so nicht vorhersehbar, zumal sich die Investoren auf die Aussage im Koalitionsvertrag vom Dezember 2013 verlassen haben, wonach in der Realisierung befindliche Investitionen Vertrauensschutz genießen. Ein Run auf die Genehmigungsbehörden kann durch die vom VKU vorgeschlagene Regelung nicht entstehen, da nur berücksichtigt wird, wer vor dem Kabinettsbeschluss seinen qualifizierten Antrag gestellt hat.

Im Hinblick auf langwierige und kostspielige Planungs-, Genehmigungs-, Liefer- und Bauphasen – insbesondere im Bereich der Windenergie und der Biomasse – sollte hier ein hinreichender und praxisnaher Zeitraum eingeräumt werden, um beantragte Projekte auch in die Umsetzung zu bringen. § 96 Abs. 3 sollte entsprechend angepasst werden, um dem Planungshorizont bei großen Erzeugungsanlagen gerecht zu werden.

§ 97 Übergangsbestimmungen für Strom aus Biomasse

1. Anlagen zur Verstromung von Biomethan, die ab dem 01.08.2014 in Betrieb genommen werden, sollten nach dem EEG in der Fassung gefördert werden, die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Biogasaufbereitungsanlagen gilt.

Unternehmen, die in den letzten Jahren Biomethanaufbereitungsanlagen in Betrieb genommen haben, haben diese Investitionen in der Erwartung getätigt, dass es einen langfristigen, tendenziell steigenden Absatzmarkt für Biomethan gibt. Infolge der geplanten Förderkürzungen bei der Biomethanverstromung ist nicht davon auszugehen, dass nach Inkrafttreten der Novelle bzw. nach Auslaufen der Übergangsbestimmungen noch weitere Biomethanverstromungsanlagen in Betrieb genommen werden. Dadurch drohen den Betreibern von Biomethanaufbereitungsanlagen immense wirtschaftliche Schäden, die nicht vorherzusehen waren. Um dem berechtigten Vertrauen der Investoren Rechnung zu tragen, sollten die bereits getätigten Investitionen dadurch geschützt werden, dass die Verstromung des in ihren Anlagen aufbereiteten Biomethans weiterhin nach bisherigem Recht gefördert wird, selbst wenn die Verstromungsanlagen nach dem 01.08.2014 in Betrieb genommen werden.

2. Die in § 97 vorgesehene Verringerung des Vergütungsanspruchs für Bestandsanlagen in Bezug auf Strom, der die vor dem 1. August 2014 erreichte Höchstbemessungsleistung überschreitet, sollte nicht für Anlagen gelten, die keine Erweiterung erfahren bzw. erfahren haben.

Umsetzungsempfehlung:

§ 97 Absatz 1 Satz Halbsatz 1 wird wie folgt ergänzt:

(1) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse, die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, verringert sich ab dem 1. August 2014 der Vergütungsanspruch nach den Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Anlage jeweils anzuwendenden Fassung für jede Kilowattstunde Strom, um die infolge einer Erhöhung der installierten elektrischen Leistung in einem Kalenderjahr die vor dem 1. August 2014 erreichte Höchstbemessungsleistung der Anlage überschritten wird, auf den Monatsmarktwert;

Begründung:

Die Orientierung der Förderung an der Höchstbemessungsleistung stellte einen Eingriff in den Bestandsschutz dar, da nach derzeitiger Formulierung der Regelung auch Bestandsanlagen ohne Erweiterung betroffen sind, gemäß der Begründung gerade aber Anlagenerweiterungen im Fokus der Norm stehen sollen. Hier sollte die Regelung entsprechend dahingehend angepasst werden, dass Bestandsanlagen, die keine Erweiterung erfahren bzw. erfahren haben, nicht betroffen sind.

3. Anlagenbetreiber mit Anlagen, die vor dem 31.12.2011 in Betrieb genommen wurden, sollten die Höchstbemessungsleistung wahlweise als bisher höchste Bemessungsleistung oder als 90 % der bis zum 31.12.2014 installierten elektrischen Leistung angeben können.

Umsetzungsempfehlung:

In § 97 Absatz 1 wird der folgende Satz 4 hinzugefügt:

Im Fall von Anlagen im Sinne von Satz 1, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, hat der Anlagenbetreiber ein Wahlrecht, ob die Höchstbemessungsleistung nach Satz 2 oder Satz 3 ermittelt wird.

Begründung:

Nach § 97 Abs.1 wird für Anlagen, die vor 2012 erstmals in Betrieb genommen wurden, die Höchstbemessungsleistung der Vorjahre für die Vergütung der zukünftigen Produktion zu Grunde gelegt. Eine erhöhte Produktion wird danach nur noch mit dem Monatsmarktwert vergütet. Nur für Anlagen, die nach dem 31.12.2011 erstmals in Betrieb genommen wurden, gilt, dass als Höchstbemessungsleistung der um 10 % verringerte Wert der installierten Leistung angenommen wird. Mit dieser Regelung werden ältere Anlagen, die derzeit Investitionen tätigen, die auf eine Effizienzsteigerung hinzielen, erheblich benachteiligt. Aus Gründen des Investitions- und Vertrauensschutzes sollte es für Anlagen, die vor 2012 erstmals in Betrieb genommen wurden, ein Wahlrecht geben.

§ 99 Weitere Übergangsbestimmungen

Das Grünstromprivileg sollte nicht unterjährig, sondern erst zum Jahreswechsel 2014/15 gestrichen werden.

Eine unterjährige Abschaffung des Grünstromprivilegs bedeutet ein massives Risiko für die Lieferanten und Anlagenbetreiber, aber auch für deren Endkunden. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten (ein Monat zum Monatsersten) müssten die Lieferanten bereits Ende Juni ihre EEG-Anlagen abmelden – noch bevor die EEG-Novelle endgültig verabschiedet sein wird.

Weiterhin sind die Verträge sowohl zwischen Lieferant und Anlagenbetreiber als auch zwischen Endkunde und Lieferant auf Jahresbasis abgeschlossen, so dass hier Rechtsstreitigkeiten und Zusatzkosten zu erwarten sind. Zudem sind die Endkunden plötzlich damit konfrontiert, sich einen neuen Lieferanten zu suchen, da ein Grünstromprivileg-Lieferant bisher explizit keine anderen Produkte vertreiben konnte.

STELLUNGNAHME

zur Öffentlichen Anhörung am 2. Juni 2014 zum Entwurf der Bundesregierung eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts

2. Themenblock: Marktintegration der erneuerbaren Energien (Direktvermarktung, Ausschreibung)

Berlin, 26.05.2014

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt über 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser und Abfallwirtschaft. Mit über 250.000 Beschäftigten wurden 2011 Umsatzerlöse von rund 107 Milliarden Euro erwirtschaftet und fast 10 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkunden-segment einen Marktanteil von 45,9 Prozent in der Strom-, 62,2 Prozent in der Erdgas-, 80,4 Prozent in der Trinkwasser-, 63,1 Prozent in der Wärmeversorgung und 24,4 Prozent in der Abwasserentsorgung.

I. Einleitung

Der VKU begrüßt, dass gemäß § 2 des Gesetzentwurfs der Bundesregierung zur Novelle des EEG neben dem weiteren Ausbau auch die Markt- und Netzintegration der erneuerbarer Energien angestrebt wird.

Ziel muss es sein, dass die erneuerbaren Energien im Zusammenspiel mit flexiblen Back-up-Kraftwerken, Speichern, Nachfragesteuerung, intelligent gesteuerten Netzen und anderen Flexibilitätsmaßnahmen die Grundlage für eine ökologische, sichere, wettbewerbliche und bezahlbare Energieversorgung bilden. Das Zusammenwirken all dieser Flexibilitätsoptionen sollte durch marktliche Prozesse koordiniert werden, damit sich im Wettbewerb der Anbieter die kosteneffizientesten Technologien und Dienstleistungen durchsetzen.

Damit erneuerbare Energien im zukünftigen Energiemarkt einen aktiven Part übernehmen können, ist der Systemwechsel von der Einspeisevergütung zur Direktvermarktung notwendig. Deshalb ist der Grundsatz der Direktvermarktung ausdrücklich zu begrüßen, denn dadurch übernehmen Anlagenbetreiber Marktrisiken und Prognoseverantwortung. Darüber hinaus werden sie veranlasst, die Stromeinspeisung stärker an der Nachfrage zu orientieren und damit Belastungen der Netze abzufedern und teure Abregelungen zu vermeiden. Dieser Ansatz sollte kontinuierlich weiterentwickelt werden.

Darüber hinaus muss im Interesse aller Stromkunden jede Möglichkeit genutzt werden, die Förderkosten zu reduzieren. Das vorgesehene Ausschreibungssystem ist bei richtiger Ausgestaltung das geeignete Mittel, um eine kosteneffiziente Allokation der Förderung sicherzustellen.

Auch mit Blick auf die neuen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission ist die baldige Einführung eines Ausschreibungsmodells geboten. Bei der Einführung des Ausschreibungsmodells sollte auf eine marktgerechte Ausgestaltung geachtet und eine sachgerechte Regelung für Kleinanlagen gefunden werden. Zudem sollten die internationalen Erfahrungen mit derartigen Fördersystemen Berücksichtigung finden.

Ein weiterer Vorteil des Ausschreibungsmodells besteht darin, dass die Fördermittel in Abhängigkeit von der gewünschten Zubaumenge vergeben werden.

Dadurch lässt sich der Ausbau der erneuerbaren Energien wesentlich besser steuern, als dies im Einspeisemodell der Fall ist. Eine Ausbausteuerung ist wichtig, um dem Energieversorgungssystem Zeit zu geben, sich an den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien anzupassen.

Eine sichere Stromversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien setzt voraus, dass die Netzinfrastruktur in die Lage versetzt wird, die wachsenden Mengen an dezentral eingespeister, fluktuierender Elektrizität zu bewältigen. Dies kann etwa

durch Netzausbau, intelligent gesteuerte Netze oder Flexibilitätsmaßnahmen zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung geschehen. Im Sinne der Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz ist es wichtig, dass diese Prozesse koordiniert erfolgen.

Daher ist die Festlegung jährlicher und technologiespezifischer Ausbauziele gemäß § 3 des EEG-Entwurfs eine wichtige Ergänzung und Voraussetzung des Ausschreibungsmodells.

Der Ausbau der volatilen erneuerbaren Energien muss zudem durch gesicherte Erzeugung flankiert werden, damit die Versorgungssicherheit auf dem bisherigen hohen Niveau aufrechterhalten werden kann.

Damit das Vorhalten gesicherter Kraftwerksleistung und der Aufbau entsprechender Kapazitäten eine Chance bekommt, wirtschaftlich zu werden, sollte die EEG-Novelle in einem zweiten Schritt mit der baldigen Einführung eines Kapazitätsmechanismus – wie etwa dem vom VKU vorgeschlagenen Leistungsmarkt¹ – verknüpft werden. Ein solcher Leistungsmarkt als Handelsplatz für gesicherte Erzeugungsleistung, an dem Stromerzeuger (konventionelle und steuerbare erneuerbare) ebenso wie Anbieter von Speichern und steuerbaren Lasten miteinander in Wettbewerb treten, schafft Versorgungssicherheit zu volkswirtschaftlich optimalen Kosten.

II. Konsequente Umsetzung der Direktvermarktungspflicht

Ab dem 1. Januar 2015 sollte die Pflicht zur Direktvermarktung für alle neuen Anlagen gelten, deren installierte Leistung größer als 10 kW ist.

Die im Gesetzentwurf vorgesehenen Schwellenwerte (2014/15: 500 kW, 2016: 250 kW, 2017: 100 kW), unterhalb derer es bei einer Einspeisevergütung bleibt, führen dazu, dass ein ganz wesentlicher Teil auch größerer Anlagen dauerhaft nicht in den Markt integriert wird und damit für die nächsten 20 Jahre jeglicher Marktverantwortung enthoben wird. Das systembeeinträchtigende Prinzip des „produce and forget“ würde auf Jahrzehnte beibehalten werden. Aus Sicht des VKU können und sollen jedoch alle Anlagen ab 10 Kilowatt Marktrisiken und Prognoseverantwortung übernehmen.

Auch Betreiber kleinerer Anlagen haben die Möglichkeit, Direktvermarktungsunternehmen gemäß § 5 Nr.10 EEG-Entwurf mit der Durchführung der Direktvermarktung zu beauftragen.

Nach Einschätzung des VKU werden von einer allgemeinen Direktvermarktungspflicht Impulse für die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle ausgehen, da die Nachfrage nach Direktvermarktungsdienstleistungen stark ansteigen wird. Für

¹ Vgl. den Vorschlag des VKU für ein integriertes Energiemarktdesign (iEMD) vom 1. März 2013, <http://www.vku.de/energie/energiemarktdesign0.html>

den Massenmarkt der kleineren EEG-Anlagen wird es genügend Anbieter geben, die mit standardisierten, vollautomatischen Prozessen (wie bei der Privatkundenbelieferung) arbeiten werden, um die Vermarktungskosten zu reduzieren und dezentral erzeugten Strom zu bündeln.

Auch diese Innovationen werden dazu beitragen, die Energiewende auf neue Füße zu stellen. Langfristig kann eine Direktvermarktungspflicht aus Sicht des VKU zu einer homogeneren Einspeisung von erneuerbarem Strom ins Stromnetz führen. Beispielsweise könnten Direktvermarkter den Produzenten einen Anreiz geben, Stromspeicher oder Photovoltaikanlagen mit Ost/West-Ausrichtung anzuschaffen.

Gerade durch die Bündelung von vielen kleinen Anlagen können Produktionsschwankungen geglättet werden und damit Risiken im Bereich Einspeiseprognose reduziert werden.

Im Hinblick auf die einzuführenden Prozesse zur flächendeckenden Direktvermarktung sollte für Anlagen im Bereich 10 bis 500 Kilowatt noch bis 31.12.2014 eine Einspeisevergütung gezahlt werden.

Umsetzungsempfehlung:

§ 35 Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

(2) Der Anspruch auf eine Einspeisevergütung besteht für Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt; für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 und höchstens 500 Kilowatt besteht der Anspruch auf eine Einspeisevergütung bis zum 31.12.2014.

III. Weiterentwicklung des Marktprämienmodells

Der VKU plädiert dafür, die Fördermechanik des EEG von der jetzigen, kilowattstundenbezogenen Förderung auf eine kapazitätsbezogene Förderung umzustellen.

Im Marktprämienmodell verkaufen die Betreiber von EEG-Anlagen oder die von ihnen beauftragten Direktvermarktungsunternehmen den EEG-Strom am Stromgroßhandelsmarkt. Hierfür erstellen sie Prognosen, melden Fahrpläne an und beschaffen Ausgleichsenergie.

Dies ist ein wichtiger erster Schritt zur Marktintegration erneuerbarer Energien, die jedoch mittelfristig weiter vorangebracht werden muss. Dabei kommt es darauf an, dass EEG-Anlagenbetreiber mehr Marktverantwortung übernehmen und die Stromerzeugung stärker nach dem Bedarf ausrichten.

Vor allem dann, wenn der Strompreis negativ ist, also keine Nachfrage vorhanden ist, sollten keine Anreize bestehen, Strom einzuspeisen. Dies ließe sich insbesondere erreichen, wenn anstelle der erzeugten Kilowattstunden nur die installierte Erzeugungsleistung gefördert würde.

Bei einer rein kapazitätsbezogenen Förderung würde sich die Einsatzweise der EEG-Anlagen ausschließlich nach dem tatsächlich erzielbaren Strompreis richten. Dies hätte systemstabilisierende Wirkung.

Sofern es bei einer auf Kilowattstunden bezogenen Förderung bleibt, ließe sich ein ähnlicher Effekt erzielen, wenn zum einen die Anzahl der Stunden, für die eine Marktprämie gezahlt wird, ähnlich wie im KWKG begrenzt wird und zum zweiten die Höhe der Prämie von vornherein („ex ante“) festgelegt wird, also nicht mit der Strompreisentwicklung „gleitet“.

IV. Vermarktung von EEG-Strom als Ökostrom

Der VKU empfiehlt die Schaffung einer gesetzlichen Grundlage, die es erlaubt, marktprämiengeförderten EEG-Strom als Ökostrom zu vermarkten.

Im Sinne einer verbesserten Marktintegration sollten die Vermarktungschancen von EEG-Strom optimiert werden. Im jetzigen Fördermechanismus darf EEG-Strom, der mit der Marktprämie gefördert wird, nur als Graustrom an Kunden verkauft werden.

Kunden, die die Energiewende durch den Bezug von Ökostrom fördern wollen, beziehen in der Regel Strom aus ausländischen Anlagen, also gerade nicht aus Anlagen, die im Rahmen der Energiewende errichtet werden. Ebenso wenig ist es möglich, aus einer regionalen EEG-Anlage direkt mit EEG-Strom beliefert zu werden. Darüber hinaus ist unbefriedigend, dass Anlagenbetreiber im derzeitigen Marktprämienmodell gezwungen sind, EEG-Strom unter Wert zu verkaufen, da sie die grüne Eigenschaft des Stroms nicht vermarkten dürfen.

Um diese Probleme zu überwinden, sollte der Gesetzgeber die Möglichkeit schaffen, marktprämiengeförderten EEG-Strom als Ökostrom zu vermarkten. Daraus würde sich eine Reihe von Vorteilen ergeben:

- Bei der Direktvermarktung ließen sich dank der grünen Eigenschaft Mehrerlöse im Vergleich zur heutigen Vermarktung als „Graustrom“ erzielen. Dies hätte einen entlastenden Effekt auf das EEG-Konto und würde sich somit senkend auf die EEG-Umlage auswirken.
- Es werden Anreize für Energieversorger geschaffen, sich durch eigene Investitionen an der Energiewende zu beteiligen und ihre Kunden mit grünem Strom aus eigenen Anlagen zu beliefern.
- Bezieher von EEG-Strom würden aus konkreten, ggf. regionalen Anlagen versorgt. Dies stärkt die Transparenz des EEG, die Akzeptanz von EE-Projekten in der Region sowie die Identifikation mit der Energiewende.
- Für die Direktvermarkter entsteht der Anreiz, erneuerbare Energien in eine gesicherte Kundenversorgung zu integrieren und die hierfür notwendigen marktlichen Verfahren und Dienstleistungen zu entwickeln.

Hinsichtlich der genauen Ausgestaltung eines solchen Modells besteht jedoch noch erheblicher Diskussionsbedarf, so dass der VKU anregt, zunächst eine Ve-

ordnungsermächtigung zu verankern, die es der Bundesregierung erlaubt, eine entsprechende Regelung zu treffen.

Umsetzungsempfehlung:

§ 89 Nr. 6 wird wie folgt geändert:

6. abweichend von § 74 und § 75 im Rahmen der Stromkennzeichnung die Ausweisung von Strom zu regeln, für den eine finanzielle Förderung nach § 19 in Anspruch genommen wird; hierbei kann

a) ~~insbesondere~~ abweichend von § 75 Absatz 1 auch die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für diesen Strom an die Übertragungsnetzbetreiber geregelt werden,

b) abweichend von § 76 Absatz 2 Satz 1 bestimmt werden, dass Anlagenbetreiber, die Strom aus erneuerbaren Energien, aus Abfällen oder aus Grubengas gemäß § 20 Abs. 1 Nr. 1 direkt vermarkten, Herkunftsnachweise oder sonstige Nachweise, die die Herkunft des Stroms belegen, zusammen mit dem Strom, dessen Herkunft nachgewiesen wird, weitergeben dürfen und dass abweichend von § 32 in Verbindung mit Anlage 1 solche Anlagenbetreiber nur noch Anspruch auf eine um den Wert der Herkunftsnachweise oder sonstigen Nachweise, die die Herkunft des Stroms belegen, reduzierte Marktprämie haben,

V. Ausschreibungsmodell

Der VKU plädiert für eine zügige Einführung des Ausschreibungsmodells.

Für die Einführung des Pilotausschreibungsmodells für Freiflächenanlagen sollte ein verbindlicher Zeitplan aufgestellt werden.

Zusätzlich zu der Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung für Freiflächenanlagen sollte schon jetzt eine Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung für die sonstigen erneuerbaren Erzeugungsarten (insbesondere Wind und Biomasse) in das EEG aufgenommen werden.

Eine staatliche Vergütungsfestlegung hat den Nachteil, dass der Gesetzgeber die Vollkosten einer EE-Technologie antizipieren muss, ohne dass er über das hierfür notwendige Wissen verfügt. Selbst Vergütungssätze, die nach einhelliger Meinung überhöht sind, werden – wenn überhaupt – erst Jahre später durch den Gesetzgeber korrigiert.

Bei einer wettbewerblichen Vergütungsfestlegung hingegen werden die Bieter veranlasst, ihre Gebote an die tatsächlichen Vollkosten anzupassen, um einen Zuschlag zu erhalten. Wer die Leistung am günstigsten erbringen kann, bekommt den Zuschlag.

Auf diesem Wege werden, bei richtiger Ausgestaltung des Auktionsmodells, Überrenditen abgeschöpft und Überförderungen vermieden. Der Wettbewerbsdruck in der Auktion führt dazu, dass Margen in allen Bereichen der Wertschöpfungskette überprüft werden.

Dies beginnt bei den Flächeneigentümern und -maklern, die z. B. im Windenergiebereich in den letzten Jahren eine deutliche Steigerung ihrer Erlöse durchset-

zen und teils deutlich überhöhte Pachten erzielen konnten. Auch im Bereich der Projektentwicklung, der dafür notwendigen Dienstleistungen, der Anlagenherstellung und der Projektvermakelung ist von Kostensenkungspotenzialen auszugehen. Investoren und Finanzierer werden ihre Renditeanforderungen unter einem veränderten EE-Fördermechanismus ebenfalls auf den Prüfstand stellen.

Das Ausschreibungsverfahren führt auch dazu, dass sich Anlagenkonzepte durchsetzen, die durch Effizienz und Flexibilität auf dem Strommarkt optimal agieren und teilweise auch auf den Regelenergiemärkten sowie dem einzuführenden Leistungsmarkt anbieten können.

Die auf diese Weise zu erzielende Effizienzverbesserung geht nicht zwangsläufig auf Kosten der Akteursvielfalt, wie zum Teil befürchtet wird. Kleinere, lokale Erneuerbare-Energien-Projekte sind in einem Ausschreibungsmodell nicht per se benachteiligt. Vielmehr profitieren sie aufgrund ihrer regionalen Verankerung von Umständen, die sie in Ausschreibungen als Wettbewerbsvorteil für sich nutzen können.

Entscheidend sind zwei Faktoren: die Ausgestaltung des Ausschreibungsmodells und die Qualität der Projektplanung und –realisierung vor Ort.

Es gibt viele Stellschrauben, mit denen der Gesetzgeber die Erfolgchancen kleinerer Akteure beeinflussen kann, z. B. durch geeignete Präqualifikationskriterien, regionale Differenzierung und Losgrößen.

Letztere sollten möglichst klein sein, damit sich auch Betreiber kleinerer Anlagen um eine Förderung bewerben können.

Unterhalb einer bestimmten Leistungsgrenze sollten Erneuerbare-Energien-Anlagen jedoch auch ohne Teilnahme an einer Ausschreibung gefördert werden, da sich die Versteigerung von Förderberechtigungen im Kleinstanlagenbereich als zu aufwendig erweisen könnte. Für Kleinstanlagen sollte sich die Höhe der Förderung am Zuschlagspreis für Anlagen oberhalb des Schwellenwertes, die in dem betreffenden Jahr in Betrieb gehen, orientieren. Hierfür sollte der Preis der letzten Auktionsrunde herangezogen und gegebenenfalls um einen Betrag, der den Größennachteil ausgleicht, aufgestockt werden.

Ein entsprechendes Ausschreibungsdesign vorausgesetzt, haben kleinere, lokale Akteure im Ausschreibungsmodell keine schlechten Chancen, wenn es ihnen gelingt, ihre spezifischen Stärken gewinnbringend einzusetzen:

- Sie haben regelmäßig geringere Renditeerwartungen, auch in zeitlicher Hinsicht. Sie haben einen längeren Atem.
- Sie profitieren von örtlichen Netzwerken, z. B. Kontakte zu Landwirten, die von lokalen Partnern ggfs. geringere Pachten verlangen als von ortsfremden Investorgesellschaften. Auch hinsichtlich der Akzeptanz und der politischen Unterstützung hat eine Verankerung in der Region Vorteile.
- Sie können mit den jeweiligen Stadtwerken vor Ort zusammenarbeiten; Stadtwerke können wiederum untereinander Kooperationen eingehen.

Schließlich ist anzumerken, dass Investitionen in erneuerbare Energien auch unter Geltung des EEG 2012 keine Selbstläufer sind, sondern anspruchsvolle Voraussetzungen an die Projektplanung und -realisierung stellen.

Die Wirtschaftlichkeit von Erneuerbare-Energien-Projekten hängt von vielen Faktoren ab (Standortwahl, Genehmigungsverfahren/regulatorische Rahmenbedingungen, technische Umsetzung, Finanzierungsstrategie), so dass schon heute die Zusammenarbeit mit einem Projektentwickler oder einem Stadtwerk der Regelfall ist.

Auch die spezifischen Herausforderungen, die mit der Teilnahme an einer Ausschreibung verbunden sind, sind beherrschbar, wenn die investitionsbereiten Bürger mit einem starken Partner zusammenarbeiten. Dieser könnte beispielsweise die Vorplanung übernehmen. Erst wenn der Zuschlag erteilt ist, würden sich die Bürger auch finanziell beteiligen. Auch dies ist heute bereits vielfach der Fall.

Vor diesem Hintergrund wird der angekündigte Systemwechsel weg von der staatlichen Vergütungsfestlegung hin zu einer wettbewerblich ermittelten Förderhöhe vom VKU begrüßt. Das in einem ersten Schritt geplante Ausschreibungssystem für Freiflächenanlagen kann Erkenntnisse liefern, die für die Ausgestaltung des neuen Fördersystems wichtig sein können.

Allerdings vermisst der VKU einen verbindlichen Zeitplan für die Einführung des Pilotmodells.

Da nach § 2 Absatz 5 des EEG-Entwurfs die Höhe der finanziellen Förderung für EEG-Strom bis spätestens 2017 grundsätzlich durch Ausschreibungen ermittelt werden soll, sollte schon jetzt eine entsprechende Ermächtigungsgrundlage geschaffen werden, damit die Systemumstellung mit der nötigen Sorgfalt und Weitsicht geplant werden kann.

Zur Ausgestaltung des Ausschreibungsmodells gibt der VKU die folgenden Empfehlungen:

- Die Auktionierung sollte technologiespezifisch sein und kann regionale Komponenten umfassen.
- Die finanzielle Förderung sollte grundsätzlich für die Bereitstellung installierter Leistung in Euro pro Kilowatt gewährt werden. Bei einer kapazitätsbezogenen Förderung hat der Anlagenbetreiber den Anreiz, die Anlage strompreisorientiert einzusetzen und sich somit marktgerecht zu verhalten.
- Die Losgrößen sollten möglichst klein sein, damit sich auch Betreiber kleinerer Anlagen um eine Förderung bewerben können.
- Die Kapazitätzahlung sollte über einen längeren Zeitraum gestreckt werden, um einen zusätzlichen Anreiz für den dauerhaften Anlagenbetrieb zu geben.
- Um die Ausschreibungen mit dem Ausbaupfad zu synchronisieren, sollte geregelt werden, mit welchem Vorlauf die Ausschreibungen in den jeweiligen

Technologien stattfinden sollen, d. h. wie viele Jahre im Voraus die Auktion durchzuführen ist.

- Anforderungen an Anlagenstandorte sollten nur abstrakt geregelt werden, etwa dahingehend, dass die Flächen bestimmte Geeignetheitskriterien erfüllen müssen. Die Standortwahl sollte den Investoren überlassen bleiben. Dies ist auch wichtig, um eine Übertragbarkeit von Förderberechtigungen zu ermöglichen. Eine Übertragbarkeit von Förderberechtigungen ist wiederum notwendig, um die Erreichung der Ausbauziele auch dann sicherzustellen, wenn der Inhaber einer Förderberechtigung sein Projekt wider Erwarten nicht realisieren kann.

Die Mengenallokation sollte durch eine zentrale Bundesstelle erfolgen. Einer Zuständigkeit der Bundesnetzagentur steht der VKU skeptisch gegenüber.

Dies birgt die Gefahr, dass die Einführung von Wettbewerbselementen in der erneuerbaren Stromerzeugung durch regulatorische Tendenzen beeinträchtigt wird. Die Bundesnetzagentur sollte als klassischer Regulator nicht für die Durchführung wettbewerblicher Verfahren vorgesehen werden. Ansonsten besteht die Gefahr einer zunehmenden Regulierung auch der Wettbewerbsbereiche.

Der VKU schlägt vor, stattdessen einen wettbewerblich erfahrenen Marktakteur, wie etwa die EEX als organisierten Handelsplatz in die Durchführung des Ausschreibungsmodells mit einzubeziehen. Die EEX verfügt über langjährige Erfahrung mit Auktionen und ist als führende Energiebörse in Europa fachlich und organisatorisch für die Aufgabe prädestiniert. Darüber hinaus unterliegt die EEX als öffentlich-rechtliche Börse einer adäquaten Aufsicht.

Sobald die Marktparität der EE erreicht ist, kann die Förderung vollständig entfallen; dies ist das langfristige Ziel.

Umsetzungsempfehlung:

Der VKU schlägt vor, den Regelungsgegenstand der Verordnung wie folgt zu ergänzen:

§ 85 Abs. 1 Nr. 1

- In der Rechtsverordnung sollte auch geregelt werden, mit welchem Vorlauf die Ausschreibungen in den jeweiligen Technologien stattfinden sollen, d. h. wie viele Jahre im Voraus die Auktion durchzuführen ist, wenn die entsprechenden Anlagen z. B. im Jahr 2017 in Betrieb gehen sollen.

§ 85 Abs. 1 Nr. 2

- Anforderungen an Anlagenstandorte sollten in der Rechtsverordnung nur abstrakt geregelt werden dürfen, etwa dahingehend, dass die Flächen bestimmte Geeignetheitskriterien erfüllen müssen. Die Standortwahl sollte den Investoren überlassen bleiben. Dies ist auch wichtig, um die in Nr. 9 vorgesehene Übertragbarkeit von Förderberechtigungen sicherzustellen. Wenn die Förderberechtigung an einen bestimmten Standort gebunden ist, schränkt dies die Möglichkeiten der Übertragung deutlich ein.

§ 85 Abs. 1 Nr. 5

- Die Rechtsverordnung sollte Regelungen über den Förderzeitraum enthalten, über den beispielsweise eine Kapazitätszahlung verteilt wird, um einen zusätzlichen Anreiz für den dauerhaften Anlagenbetrieb zu geben.

Darüber hinaus empfiehlt der VKU, schon jetzt eine Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung für die sonstigen erneuerbaren Erzeugungsarten (insbesondere Wind und Biomasse) in das EEG aufzunehmen.