

Deutscher Bundestag
18. Wahlperiode
Ausschuss für Wirtschaft und Energie

Ausschussdrucksache 18(9)890
1. Juli 2016

› **STELLUNGNAHME**

zum Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD – Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz 2016) vom 21. Juni 2016

Berlin, 29. Juni 2016

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt über 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 245.000 Beschäftigten wurden 2012 Umsatzerlöse von mehr als 110 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 8,6 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment einen Marktanteil von 46 Prozent in der Strom-, 59 Prozent in der Erdgas-, 80 Prozent in der Trinkwasser-, 65 Prozent in der Wärmeversorgung und 26 Prozent in der Abwasserentsorgung. Sie entsorgen zudem jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 65 Prozent die höchste Recyclingquote unter den Mitgliedstaaten der Europäischen Union erreicht. Aktuell engagieren sich rund 140 kommunale Unternehmen im Breitbandausbau. Bis 2018 planen sie Investitionen von rund 1,7 Milliarden Euro - damit können dann rund 6,3 Millionen Kunden die Breitbandinfrastruktur kommunaler Unternehmen nutzen.

[Verband kommunaler Unternehmen e.V.](#) · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Einleitung

Der VKU begrüßt, dass mit dem Gesetzentwurf eine gute Basis für die fristgerechte Einführung von Ausschreibungen für Windenergie, Photovoltaik und Biomasse geschaffen wurde, damit ab 2017 der überwiegende Anteil des in neuen Anlagen erzeugten Erneuerbare-Energien-Stroms über Ausschreibungen gefördert werden kann.

Ausschreibungen sind eine große Herausforderung für die Projektierer von EEG-Anlagen, insbesondere im Bereich der Windenergie. Vor dem Hintergrund, dass Windenergie in Zukunft den mit Abstand größten Beitrag zur Stromerzeugung leisten wird, ist für den VKU von besonderer Bedeutung, dass die Akteursvielfalt aufrechterhalten bleibt. Hierbei geht es um weitaus mehr als um die Schaffung von besonderen Bedingungen für einzelne Bürgerenergieprojekte, sondern es geht darum, eine Oligopolisierung des zukünftigen Stromerzeugungsmarktes zu verhindern. Die wohl wichtigste Stellschraube für den Erhalt der Akteursvielfalt ist die Größe der Ausschreibungsmengen. Sind die Ausbauvolumina zu klein, um als Bieter eine realistische Chance auf einen Zuschlag zu haben, werden sich viele Akteure, darunter auch Stadtwerke, aus dem Markt zurückziehen müssen und das Feld wenigen Großkonzernen überlassen.

Der VKU bewertet sehr positiv, dass anstelle der im Referentenentwurf vorgeschlagene Berechnungsmethodik („Windformel“) feste Ausschreibungsmengen für Wind an Land vorgegeben werden sollen. Mit der Windformel wäre für Wind an Land jährlich immer nur die Differenz zwischen EE-Ausbaziel (45 Prozent in 2025) und dem Zubau der anderen Technologien ausgeschrieben worden. Damit hätte die Windenergie an Land als „Ausbaupuffer“ die alleinige Verantwortung für die Einhaltung des Gesamtauszieles der erneuerbaren Energien getragen. Ausgerechnet die Energiequelle, die aufgrund ihrer Kosteneffizienz und ihres Potenzials zur zentralen Säule der Energieversorgung werden soll, wäre mit hohen Unsicherheiten und Investitionsrisiken belastet worden.

Der im Gesetzentwurf vorgesehene Brutto-Zubau von Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von 2.800 MW in den Jahren 2017 bis 2019 und 2.900 MW ab dem Jahr 2020 ist insofern eine große Verbesserung.

Gleichwohl müssten die Ausschreibungsmengen für Windenergie an Land immer noch deutlich größer sein, damit auch kleine und mittelgroße Akteure wie Stadtwerke eine realistische Chance auf einen Zuschlag haben. Gerade in der Einführungsphase ist dies wichtig, damit der aufkeimende Wettbewerb in der Stromerzeugung unterstützt wird.

Viele Faktoren, die das Verhältnis zwischen Ausschreibungsmenge und Ausbaukorridor beeinflussen, sind zum jetzigen Zeitpunkt ungewiss. Vor diesem Hintergrund sollten die Ausschreibungsmengen nicht zu restriktiv sein. Nach Einschätzung des VKU wäre es aus Sicht der Windprojektierer jedoch vertretbar, wenn im Interesse der Einhaltung des Ausbaukorridors 2 GW netto ausgeschrieben werden.

Sonderregelungen zugunsten einzelner Akteursgruppen sieht der VKU hingegen kritisch. Sie sind in hohem Maße missbrauchs anfällig und bergen das Risiko, von Akteuren ausgenutzt zu werden, für die diese Regelungen nicht gedacht sind. So könnten Projektierer dazu verleitet werden, Projekte bewusst so zuzuschneiden, dass sie damit unter die Ausnahmeregelungen fallen.

Zudem erhöht die Einführung zusätzlicher Sonderregelungen die Komplexität des Ausschreibungssystems, ohne dass dem ein wirklicher Mehrwert gegenübersteht.

Sollte sich der Gesetzgeber jedoch dazu entscheiden, die Bürgerenergie im EEG zu privilegieren, ist es von entscheidender Bedeutung, dass die Bürgerenergie in ihrer gesamten Bandbreite berücksichtigt wird. Insbesondere darf es nicht dazu kommen, dass nur kleine, privilegierte Gruppen in den Genuss einer Sonderbehandlung kommen. Zudem ist darauf zu achten, dass Bürger nicht dazu verleitet werden, Windprojekte im Alleingang und auf eigenes Risiko durchzuführen, z. B., weil eine Kooperation den Verlust der Privilegierung zur Folge hätte. Auch der Bundesrat weist in seiner Stellungnahme vom 17. Juni 2016 zutreffend darauf hin, dass Stadtwerke in vielen Regionen die maßgeblichen Treiber für die Realisierung von Bürgerenergieanlagen sind und in vielen Fällen weitgehende Beteiligungsmöglichkeiten von Bürgern gewährleisten.

Der Ausbau der Windenergie an Land sollte grundsätzlich im gesamten Bundesgebiet stattfinden, damit die inländischen Potenziale genutzt werden. Nach Einschätzung des VKU werden die im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Korrekturfaktoren dem Ziel eines bundesweiten Ausbaus nicht gerecht, da sie Windkraftanlagen an Standortgütern zwischen 60 und 80 Prozent deutlich benachteiligen und Standortgütern oberhalb von 110 Prozent deutlich bevorzugen. Der VKU hat auf der Grundlage von Modellberechnungen eigene Korrekturfaktoren ermittelt und empfiehlt dem Gesetzgeber, sich an diesen zu orientieren.

Im Einzelnen nimmt der VKU zum Referentenentwurf wie folgt Stellung:

Artikel 1, Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Teil 1

Allgemeine Bestimmungen

§ 2, Grundsätze des Gesetzes

Der VKU unterstützt die Einführung von Ausschreibungen im EEG.

Begründung:

Mit Ausschreibungen wird ein Wettbewerb um Fördermittel initiiert, so dass diejenigen Projekte gefördert werden, die mit den geringsten Fördersummen auskommen. Dies verbessert die Kosteneffizienz des EEG. Eine kosteneffiziente Förderung ist wichtig, damit die Stromkunden, die den Ausbau über die EEG-Umlage finanzieren, nicht stärker als

nötig belastet werden.

§ 3, Begriffsbestimmungen

Änderungsvorschläge des VKU:

§ 3 Nr. 1, Anlagenbegriff bei Solaranlagen

Die Klarstellung, dass bei PV-Anlagen künftig der enge Anlagenbegriff gilt, sollte nicht nur für alle Neuanlagen, sondern auch für alle bestehenden PV-Anlagen gelten.

§ 3 Nr. 1, thermische Verwertung aus Abfällen und Reststoffen

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.

§ 3 Nr. 15, Definition „Bürgerenergiegesellschaft“

a) Besondere Ausschreibungsbedingungen sollten nicht nur für Projekte von Bürgerenergiegesellschaften, sondern auch für Windprojekte gelten, an denen Bürgerenergiegesellschaften beteiligt sind. Dies ist aber in § 36f zu regeln. In § 36f sollte auch geregelt sein, dass eine Mindestzahl an Bürgern an einem Projekt beteiligt sein muss. Diese Mindestzahl sollte sich an der Projektgröße orientieren. (Vgl. im Einzelnen die VKU-Vorschläge zu § 36f Ref-E)

b) Es sollen auch Bürger einbezogen werden, die jenseits einer Landkreisgrenze, aber nicht weiter als 50 km von der Anlage entfernt wohnen.

§ 4 Nr. 33, Definition „Letztverbraucher“

Die (Zwischen-)Speicherung von Strom darf nicht als Letztverbrauch eingeordnet werden.

Begründung:

Zu 1., Anlagenbegriff PV

Der Anlagenbegriff entscheidet über vergütungsrelevante Faktoren (Vergütungsschwellen, Inbetriebnahmezeitpunkt) und ist somit immer schon eine wichtige Investitionsgrundlage gewesen. PV-Anlagenbetreiber, die bei ihren Investitionsentscheidungen im Vertrauen auf die herrschende Meinung in Literatur und Rechtsprechung den engen Anlagenbegriff zugrunde gelegt haben, sind in diesem Vertrauen schutzwürdig.

Zwar ist in § 57 Absatz 5 Ref-E vorgesehen, dass Anlagenbetreiber infolge der Entscheidung des BGH vom 4.11.2015 (BGH VIII ZR 244/14) innerhalb von 2 Jahren nicht mit Rückforderungsansprüchen der Netzbetreiber rechnen müssen. Allerdings sollen nur die Rückforderungspflichten, nicht aber die Rückforderungsansprüche entfallen.

Außerdem entfallen die Rückforderungspflichten nur für zwei Jahre, das heißt, nach diesem Zeitraum leben sie wieder auf, und zwar für alle Zahlungen, die seit Inbetriebnahme der Anlage bzw. seit dem Ereignis gezahlt worden sind, auf das sich die BGH-Entscheidung bezieht.

Dem Wortlaut nach umfasst diese Regelung daher nur eine Verzögerung der Rückforderungspflicht, aber keinen endgültigen Wegfall, selbst nicht für die betreffende 2-Jahres-Zeitdauer.

Der Schutz der Anlagenbetreiber in ihrem Vertrauen auf die Validität der Entscheidungen der Clearingstelle EEG wird nur dann erreicht, wenn die Rückforderungspflichten und damit auch die Rückforderungsansprüche der Netzbetreiber in den genannten Fällen dauerhaft entfallen.

Nur so kann der Vertrauensschutz der Anlagenbetreiber und damit der Schutz der von ihnen getätigten Investitionen gewährleistet werden. Für einen umfassenden Vertrauensschutz ist es unabdingbar, dass die Bestandsanlagen für den kompletten Förderzeitraum so vergütet werden, wie es dem zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung geltenden Anlagenbegriff entspricht.

Hinzu kommt, dass Bestandsanlagen nicht schlechter behandelt werden dürfen als Neuanlagen. Zur Vermeidung von Ungerechtigkeiten darf der enge Anlagenbegriff nicht ausschließlich für Neuanlagen vorbehalten sein.

Zu 2., thermische Verwertung aus Abfällen und Reststoffen

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 WBCSD und WRI fest.

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.

Zu 3., Definition „Bürgerenergiegesellschaft“

a) Besondere Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften

Die Definition als solche bietet keine Gewähr, dass die damit verbundenen Sonderrechte der Bürgerenergie in ihrer Gesamtheit zugute kommen. Nach dem Gesetzentwurf (§ 3 Nr. 15 in Verbindung mit § 36f) soll es ausreichen, dass sich zehn natürliche Personen zu einer Bürgerenergiegesellschaft zusammenfinden.

Damit werden kleine Akteursgruppen, die einen Zugriff auf Grundbesitz haben, bevorteilt. Ob ein solches Projekt auch für andere Bürger geöffnet wird und dauerhaft in Bürgerhand bleibt, spielt im Referentenentwurf keine Rolle. Damit wird weder sichergestellt, dass möglichst viele Menschen eine Beteiligungsmöglichkeit – z. B. über eine aktive Bürgerenergiegenossenschaft – erhalten, noch dass die entwickelten Windparks langfristig in diesem Streubesitz gehalten werden. Beides hält der VKU sowohl für die Akteursvielfalt einer zukünftigen Energielandschaft als auch zur Förderung der Akzeptanz für unverzichtbar.

Daher schlägt der VKU vor, dass die Mindestpersonenzahl erhöht werden sollte. Es wäre sinnvoll, die Mindestpersonenzahl von der Projektgröße abhängig zu machen. Bei der Projektierung einer einzelnen WEA kann es bei einer Mindestzahl von 10 Bürgern bleiben. Bei der Projektierung von zwei WEA sollten 20 Bürger beteiligt sein, bei drei WEA 30 Bürger usw.

Die Beschränkung, dass Bürgerenergiegesellschaften die jeweiligen Projekte allein durchführen müssen, sollte hingegen entfallen. Der Bürgerenergie in ihrer Gesamtheit ist nicht gedient, wenn Bürger durch das EEG 2016 veranlasst werden, Windprojekte im Alleingang und auf eigenes Risiko zu verwirklichen. Daher sollten die besonderen Ausschreibungsbedingungen gemäß § 36f auch für Projekte gelten, an denen Bürgerenergiegesellschaften maßgeblich beteiligt sind.

Weitere Einzelheiten sind bei den VKU-Vorschlägen zu § 36f Ref-E beschrieben.

b) Landkreisgrenzen

Wenn Windparks in der Nähe von Landkreisgrenzen errichtet werden, sind die Interessen der Bürger auch über Landkreisgrenzen hinweg berührt. Daher sollten bei dem Kriterium des § 3 Nr. 15 b („mindestens 51 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen“) natürliche Personen berücksichtigt werden, die entweder

1. in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis, in der oder dem die geplante Windenergieanlage errichtet werden soll, oder
2. innerhalb eines Radius von 50 km um die Anlage herum

mit ihrem Hauptwohnsitz gemeldet sind.

Zu 4., Letztverbraucher

Die Definition der Letztverbrauchereigenschaft von Speichern hat Auswirkungen auf die Geschäftsmodelle beziehungsweise deren Rechtssicherheit. Zudem ist die Abgabenlast in unterschiedlichen Geschäftsmodellen nicht einheitlich und hängt an der Stromentnahme. Energiespeicher können Energie aufnehmen, für einen gewissen Zeitraum zwischenspeichern und danach die Energie wieder abgeben. Die Zwischenspeicherung ist also das Wesen dieser Technologie.

Der Erhebungstatbestand stammt noch aus einer Welt mit der Vorstellung, dass Stromentnahme aus dem Netz und der Verbrauch zwangsläufig zeitlich zusammenfallen. Damit wird die Entnahme aus dem Netz mit der Belastung des Verbrauchs gleichgesetzt. Dies ist in einem Energiesystem mit Speichern, in dem Stromentnahme und Verbrauch durchaus zeitlich auseinanderfallen können, keine sinnvolle Handhabung.

Ziel der Erhebungstatbestände ist es, den Verbrauch und nicht nur den alleinigen Umsatz von Strom zu belasten. Die Belastung der Entnahme aus dem Netz und des zeitlich später anfallenden Verbrauchs wäre eine Doppelbelastung. Deshalb sollte die Letztverbraucherdefinition in § 3 Nr. 33 EEG präzisiert werden. Es muss deutlich werden, dass im Fall der Zwischenspeicherung kein Letztverbrauch vorliegt.

Insbesondere Power-to-Gas-Anlagen stellen eine interessante und zukunftssträchtige Speicheroption dar. Wenn Power-to-Gas-Anlagen für den Strombezug Abgaben und Umlagen zahlen müssen, erschwert dies sowohl die Entwicklung neuer, als auch den wirtschaftlichen Betrieb bestehender Power-to-Gas-Projekte. Dies ist angesichts der wichtigen Funktion und dem Potenzial dieser Technologie nicht sinnvoll.

Strom kann durch Power to Gas in Niedriglastzeiten wirtschaftlich zwischengespeichert werden und umgekehrt zu Spitzenlastzeiten den Bedarf nach zusätzlich installierter Stromerzeugungskapazität reduzieren. Insbesondere Strom aus erneuerbaren Energien kann vom Erzeugungszeitpunkt entkoppelt und so besser und umfänglicher genutzt werden. Dies trägt sowohl zur Schonung erneuerbarer Naturgüter, als auch allgemein zu einem effizienteren und ressourcenschonenderen Umgang, auch mit fossilen Energien bei. Der Einsatzbedarf für fossile Energieträger wird verringert und eine zusätzliche Einsparung von Treibhausgasemissionen ermöglicht.

§ 4, Ausbaupfad

Änderungsvorschläge des VKU:

Der VKU unterstützt die Zielsetzung, das Ausschreibungsvolumen an der Einhaltung des Ausbauziels von maximal 45 Prozent Erneuerbaren-Anteil im Jahr 2025 auszurichten.

Der VKU unterstützt einen festen Ausbaupfad für Windenergie an Land. Allerdings sollte anstelle des im Entwurf vorgesehenen Bruttoausbaus von 2.800 MW (bzw. 2.900 MW ab 2020) eine Nettoausbaumenge von 2.000 MW festgelegt werden.

Begründung:

Die vorgesehene gesetzgeberische Festlegung eines Ausbaupfads für Windenergie an Land verschafft im Vergleich zur „Windformel“ mehr Planungssicherheit und ist daher zu begrüßen.

Gleichwohl müssten die Ausschreibungsmengen für Windenergie an Land immer noch deutlich größer sein, damit auch kleine und mittelgroße Akteure wie Stadtwerke eine realistische Chance auf einen Zuschlag haben. Gerade in der Einführungsphase ist dies wichtig, damit der aufkeimende Wettbewerb in der Stromerzeugung unterstützt wird.

Mit dem EEG 2014 hat der Gesetzgeber die Entscheidung getroffen, den Fokus des Zubaus in Zukunft auf die kostengünstigeren Technologien wie Wind an Land und PV zu legen. Für Windenergie an Land wurde deshalb ein jährlicher Ausbau von 2,5 GW netto festgelegt. Damit hat der Gesetzgeber die Erwartung geweckt, dass genau diese Mengen auch jedes Jahr ausgeschrieben werden. Unternehmen, die seitdem Investitionsentscheidungen zugunsten von Windparks getroffen haben, haben auf den Bestand dieser gesetzgeberischen Entscheidung vertraut.

Zugleich ist es dem VKU ein wichtiges Anliegen, dass der Ausbaukorridor, den das EEG 2014 für die erneuerbaren Energien insgesamt festgelegt hat (maximal 45 Prozent in 2025), eingehalten wird.

Auch die übrigen Akteure der Energiewirtschaft, insbesondere die Betreiber der Verteilnetze, haben Investitionsentscheidungen getroffen und sich dabei auf den Ausbaukorridor verlassen. Ihr Interesse am Bestand gesetzgeberischer Entscheidungen ist ebenso schutzwürdig wie das Vertrauen der Windbranche auf die Einhaltung des Wind-Ausbaupfads. Die Netzbetreiber müssen den zu erwartenden Zuwachs der Einspeisung aus Wind- und Solarenergie einkalkulieren können, um die richtigen Investitionsentscheidungen (Netzausbau, intelligente Netze) zum richtigen Zeitpunkt zu treffen. Für eine vorausschauende Netzplanung sind ein verlässlicher Ausbaupfad und ein gleichmäßiges Bautempo eine wichtige Grundlage. Daher darf der Ausbaukorridor des EEG 2014 nicht in Frage gestellt werden.

Darüber hinaus ist es Aufgabe des Ausbaukorridors, zu verhindern, dass die Kosten der EEG-Förderung außer Kontrolle geraten. Diesem Zweck ist nicht gedient, wenn der Korridor zur Disposition gestellt wird, weil der Zuwachs der Erneuerbaren Energien die Erwartungen übertroffen hat. Daher setzt eine effektive Mengensteuerung auch die Bereitschaft voraus, die Ausbaumengen zu drosseln, wenn sich ein Überschreiten des Korridors anders nicht vermeiden lässt.

Industrieunternehmen, Gewerbetreibende und Privathaushalte tragen heute schon eine erhebliche Finanzierungslast. Diese resultiert nicht nur aus der EEG-Umlage, sondern auch aus anderen Kostenbestandteilen, die sich infolge des Erneuerbare-Energien-Ausbaus erhöhen, insbesondere die EEG-bedingten Netzausbaukosten oder die Kosten beim Management von Netzengpässen. Um die Akzeptanz der Energiewende langfristig

zu sichern, sollte vermieden werden, dass die Stromkosten infolge der Energiewende zu stark ansteigen. Auch dies spricht dafür, das Tempo des Ausbaus nicht zu beschleunigen, sondern im Ausbaurridor des EEG zu bleiben.

Daher ist es grundsätzlich richtig, dass die Ausschreibungsvolumina – nicht nur bei Wind an Land, sondern auch bei Wind auf See, Photovoltaik und Biomasse – an der Einhaltung des Ausbauridors ausgerichtet werden. Problematisch ist hierbei allerdings, dass zum heutigen Zeitpunkt schwer zu sagen ist, welche Ausschreibungsmengen mit dem Ausbaurridor in Einklang stehen.

Viele Faktoren, die das Verhältnis zwischen Ausschreibungsmenge und Ausbaurridor beeinflussen (Stromverbrauch, Vollaststunden, EE-Ausbau in den übrigen Segmenten, Realisierungsquote etc.), sind zum jetzigen Zeitpunkt ungewiss. Die diesbezüglichen Annahmen sind in der Branche und in der Wissenschaft sehr unterschiedlich. So ist es durchaus möglich, dass der Trend zur Sektorkopplung dazu führt, dass zur Erreichung der Zielmarke von 45 Prozent Erneuerbare-Energien-Strom im Jahr 2025 wesentlich mehr Windkraft erforderlich sein wird, als es nach den gegenwärtigen Annahmen des BMWi den Anschein hat.

Vor diesem Hintergrund sollten die Ausschreibungsmengen nicht zu restriktiv sein. Bei Abwägung aller Interessen erscheint eine feste Ausschreibungsmenge für Wind an Land in Höhe von jährlich 2,0 GW netto eine sinnvolle Größenordnung.

Nettowerte haben gegenüber Bruttowerten den Vorteil, dass für die investierenden Unternehmen vorhersehbar ist, in welchem Umfang neu errichtete Kapazitäten pro Jahr gefördert werden, weil Kapazitäten, die als Ersatz für stillgelegte Kapazitäten errichtet werden, in der Nettomenge nicht enthalten sind.

Stadtwerke können solche Investitionen in Windprojekte nur rechtfertigen, wenn sie sich von Anfang darauf verlassen können, dass genügend Förderberechtigungen für Neuanlagen ausgeschrieben werden, um als Bieter eine realistische Chance auf einen Zuschlag zu haben.

Gerade in der Einführungsphase sollte der Gesetzgeber darauf achten, dass es auch für kleine und mittelgroße Akteure attraktiv ist, sich an den Ausschreibungen zu beteiligen, damit der aufkeimende Wettbewerb in der Stromerzeugung unterstützt wird.

Es muss verhindert werden, dass sich kleinere Unternehmen aus dem Markt zurückziehen und die Windenergie an Land als das zukünftig wichtigste Segment der Stromerzeugung langfristig von wenigen Marktteilnehmern dominiert wird. Dies stünde in krassem Widerspruch zu dem Ziel der Akteursvielfalt (§ 2 Absatz 3). Bei allen Diskussionen über Sonderbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften darf der Gesetzgeber nicht aus den Augen verlieren, dass die Größe der Ausschreibungsmengen die wohl wichtigste Stell-schraube für den Erhalt der Akteursvielfalt darstellt.

Sollte sich abzeichnen, dass die vom VKU vorgeschlagene Menge zu einer Überschreitung des Ausbaurkorridors führt, hat der Gesetzgeber immer noch die Möglichkeit, in den folgenden Jahren nachzusteuern.

Teil 2

Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung

Der VKU hat zu den Vorschriften in Teil 2 keine Änderungsvorschläge.

Teil 3

Zahlung von Marktprämie und Einspeisevergütung

§ 19, Zahlungsanspruch, Doppelförderungsverbot

Änderungsvorschlag des VKU:

Eine EEG-Förderung in Kombination mit einer Stromsteuerbefreiung soll für Bestandsanlagen weiterhin möglich sein. Bestandsanlagen sind hierbei EEG-Anlagen, aus denen vor dem 1. Januar 2016 zu irgendeinem Zeitpunkt Strom im Rahmen der geförderten Direktvermarktung nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG vom Anlagenbetreiber an Letztverbraucher veräußert worden ist, zumindest aber sind solche Anlagen, Bestandsanlagen, die als Bestandsanlagen nach dem EEG 2014 gelten.

Begründung:

Derzeit ist vorgesehen, den Wegfall der Kombinationsmöglichkeit von Stromsteuerbefreiung und EEG-Förderung auf alle Anlagen anzuwenden, also auch auf solche, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind.

Seit Beginn der geförderten Direktvermarktung durch das EEG 2012 sind zahlreiche Anlagen errichtet worden, um kommunale Direktvermarktungskonzepte umzusetzen. Bei der Umsetzung ist auch die Stromsteuerbefreiung berücksichtigt worden. Auf dieser Grundlage sind z. B. bei Biomasseanlagen, die mit Biomethan betrieben werden, lang laufende Bezugsverträge für Biomethan mit einem entsprechend hohen Biomethanpreis abgeschlossen worden. Falls die Stromsteuerbefreiung nun für diese Bestandsanlagen wegfallen sollte, so ist ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen nicht mehr möglich. Diese Regelung stellt einen Eingriff in den Vertrauensschutz dar.

Soweit der Gesetzgeber weiterhin an seiner Rechtsauffassung festhält, dass ein Ausschluss der Stromsteuerbefreiung für solche Anlagen, die eine Förderung nach dem EEG 2014 erhalten, aus beihilferechtlichen Gründen notwendig ist, ist aus Vertrauensschutzgesichtspunkten sicherzustellen, dass bei den Anlagen, die eine Förderung nach dem EEG 2012 oder früher erhalten, eine Kombination aus EEG-Förderung und Stromsteuerbefreiung weiterhin möglich bleibt.

§ 22, Wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie

Änderungsvorschlag des VKU:

Soweit in den Übergangsregelungen auf den Zeitpunkt der Erteilung der Genehmigung oder Zulassung abgestellt wird (Biomasseanlagen: § 22 Absatz 2 Nr. 4 Buchstabe d), Windenergieanlagen an Land: § 22 Absatz 2 Nr. 5), sollte dieses Erfordernis dahingehend abgeändert werden, dass es auf den Zeitpunkt ankommt, an dem die Antrags- bzw. Genehmigungsunterlagen vollständig eingereicht wurden. Unter dieser Voraussetzung könnte der maßgebliche Zeitpunkt auf den 1. Oktober 2016 vorverlegt werden.

Begründung:

Aktuell ist zu beobachten, dass Mitarbeiter von Genehmigungsbehörden für andere Aufgaben, unter anderem im Zusammenhang mit der Bewältigung des Flüchtlingszustroms, eingesetzt werden, so dass für die Bearbeitung der Genehmigungs- bzw. Zulassungsanträge weniger Personal zur Verfügung steht. Vor diesem Hintergrund droht eine deutliche Verzögerung von Genehmigungs- und Zulassungsverfahren. Dies sollte nicht zu Lasten der Anlagenbetreiber/Projektierer gehen.

§ 22a, Prototypen

Änderungsvorschlag des VKU:

Die Information der Bundesnetzagentur, dass in einem Kalenderjahr Prototypen von Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von insgesamt mehr als 125 MW als in Betrieb genommen gemeldet worden sind, sollte mit dem Ausstellen der Registrierungsbestätigung an die Anlagenbetreiber und Netzbetreiber übermittelt werden.

Begründung:

Der Zeitpunkt, zu dem die Netzbetreiber von der Überschreitung der 125-MW-Schwelle erfahren, hat eine wichtige Bedeutung für die Abschlagszahlungen, die die Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber leisten. Erfolgt eine Information durch die Bundesnetzagentur zeitverzögert, so hat der Anschlussnetzbetreiber gegenüber dem Anlagenbetreiber bereits eine Abschlagszahlung getätigt und muss diese zurückfordern, was zu Liquiditätsproblemen beim Netzbetreiber führen kann.

Aus diesem Grund sollte die Information mit dem Ausstellen der Registrierungsbestätigung übermittelt werden. Diese Information kann der Netzbetreiber zum Anlass nehmen, ab diesem Zeitpunkt Abschlagszahlungen zu leisten.

Abschnitt 3, Ausschreibungen (§§ 28 – 39c)

Änderungsvorschlag des VKU:

Sämtliche Anforderungen an Ausschreibungsteilnahme, Gebotsabgabe, Zuschlagserteilung und das Vorliegen besonderer Ausschreibungsbedingungen müssen abschließend durch die Bundesnetzagentur geprüft werden. Gleiches muss für die Anforderungen an die Ausstellung von Zahlungsberechtigungen für Solaranlagen gelten. Den Netzbetreibern dürfen in diesem Zusammenhang keine Prüfpflichten auferlegt werden.

Begründung:

Es würde für die jeweiligen Ausschreibungsrunden zu unnötigen Verzögerungen und Hemmnissen führen, wenn einzelne, vergütungsrelevante Voraussetzungen erst durch den Netzbetreiber geprüft werden müssten. Dies gilt insbesondere für die in § 38a Absatz 3 Ref-E vorgesehene Prüfpflicht des Netzbetreibers.

§ 36b, Höchstwert für Windenergieanlagen an Land

Änderungsvorschlag des VKU:

Für die Höhe der Gebote sollte kein Höchstwert festgesetzt werden.

Begründung:

Die Festlegung eines Höchstwertes widerspricht dem Grundsatz, dass die Fördersätze wettbewerblich ermittelt werden sollen, und erweckt den Eindruck, als zweifele der Gesetzgeber an seiner eigenen Entscheidung. Mit der Einführung von Ausschreibungen ist doch gerade beabsichtigt, dass die Förderung kosteneffizienter wird. Die Erfahrungen mit den Pilotausschreibungen bei der Freiflächen-PV haben gezeigt, dass sich bei einem funktionierenden Bieterwettbewerb kosteneffiziente Vergütungssätze herausbilden.

Zudem führt der Gesetzgeber Ausschreibungen auch deswegen ein, weil sich so der tatsächliche Förderbedarf exakter ermitteln lässt als im politischen Diskurs. Wenn nun die politisch ausgehandelten Vergütungssätze der Vergangenheit als Maßstab für die künftigen Ausschreibungsergebnisse herangezogen werden sollen, erscheint dies widersprüchlich.

Zumindest in der Anfangszeit sollte auf den Höchstpreis verzichtet werden, damit sich unter den neuen Bedingungen ein angemessenes Preisniveau ohne künstliche Obergrenze herausbilden kann, auch vor dem Hintergrund, dass die wirtschaftlichen Auswirkungen des Wechsels in das einstufige Modell zusammen mit der Neudefinition des Referenzstandorts noch nicht gänzlich abgeschätzt werden können.

Der Höchstpreis liegt sehr nahe am aktuellen Vergütungsniveau. Es ist zwar richtig, dass auf diesem Niveau ein solider Zubau erfolgen konnte – jedoch auch nur im Umfeld sehr niedriger Fremdkapitalzinsen. Der sehr eng an das aktuelle Niveau angelegte Höchst-

preis könnte sich als Ausbaubremse bzw. Bauverbot für windschwächere Standortklassen herausstellen, sobald das Zinsniveau sich wieder normalisiert und oder die Anlagenpreise gegenüber dem heutigen Stand steigen.

§ 36c, Besondere Zuschlagsvoraussetzung für das Netzausbauggebiet

Änderungsvorschlag des VKU:

Die Entschärfung von Netzengpasssituationen sollte vorrangig durch Netzausbau sowie durch eine verbesserte Integration von Strom aus erneuerbaren Energien, etwa durch die Nutzung von Power-to-X-Technologien, erfolgen.

Sollte der Gesetzgeber den Windenergieausbau in Netzausbaugebieten reglementieren wollen, sollte die Definition von „Netzausbaugebieten“ unmittelbar durch den Gesetzgeber erfolgen.

Begründung:

Die Idee zu einem Netzausbauggebiet erscheint in Anbetracht der exponentiell steigenden Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement nachvollziehbar. Auch der VKU ist der Ansicht, dass die Entwicklung der Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement gebremst werden muss. Entsprechende Maßnahmen sollten jedoch im Einklang mit den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung stehen. Eine Begrenzung des Zubaus an Windkraftanlagen in einem festgelegten Gebiet widerstrebt dem nach Auffassung des VKU.

Nach wie vor sind nach Ansicht des VKU die Bestrebungen darauf zu konzentrieren, den zur Integration des EE-Zubaus erforderlichen Netzaus- und -umbau voranzutreiben. Zur Beschleunigung des Netzausbaus auf Übertragungsnetzebene wurden bereits sämtliche Register gezogen. Das geringe Maß an Akzeptanz der unmittelbar durch die neuen Trassen betroffenen Bürgerinnen und Bürger hat sich jedoch kaum verändert, auch nicht durch die Entscheidung, Freileitungen durch eine vergleichsweise teure Erdverkabelung zu ersetzen. Weitere Forderungen für eine Beschleunigung des Netzausbaus auf Übertragungsnetzebene laufen nach Auffassung des VKU daher in Leere. Es wird Zeit, anstelle einer Strom- endlich eine Energiewende zu verfolgen. Und diese findet in den Verteilnetzen statt. Es müssen regionale Ansätze zur Integration der Lastflüsse vor Ort forciert werden, wie sie in dem BMWi-Projekt „Schaufenster Intelligente Energie“ in allen fünf Modellregionen auch verfolgt werden. Ebenso ist eine Sektorkopplung auf allen Spannungsebenen anzustreben. Beides, intelligente Verteilnetze und ein Marktdesign, das es erlaubt, regionalen Überschussstrom aus erneuerbaren Energien in anderen Sektoren zu nutzen, dient u. a. dazu, die Übertragungsnetze zu entlasten und deren Ausbau auf das dann i. S. eines europäischen Verbundnetzes notwendige Maß zu beschränken.

Sollte sich der Gesetzgeber jedoch dafür entscheiden, zur Entlastung der Übertragungsnetze den Windenergieausbau in den betroffenen Regionen zu reglementieren, sollte

die Festlegung des „Netzausbaubereiches“ aufgrund der damit verbundenen Benachteiligung dortiger Windprojekte in den Ausschreibungen unmittelbar durch den Gesetzgeber und nicht durch das Bundeswirtschaftsministerium im Rahmen einer Verordnung erfolgen.

§ 36e, Erlöschen von Zuschlägen für Windenergie an Land

Änderungsvorschlag des VKU:

Die Verlängerung der Realisierungsfrist, die gemäß § 36d Absatz 2 Ref-E möglich ist, wenn das Projekt beklagt wird, sollte nicht im Ermessen der Bundesnetzagentur liegen („kann die Bundesnetzagentur [...] verlängern“), sondern kraft Gesetzes eintreten. Die Dauer der Verlängerung sollte, unter Beachtung gesetzlich festgelegter Kriterien, einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Bundesnetzagentur geregelt werden.

Begründung:

Im Sinne der Rechtssicherheit sollten die Akteure im Vorfeld wissen, unter welchen Voraussetzungen ihnen welche Verlängerungsmöglichkeiten zustehen, falls ein Projekt beklagt wird. Gleichwohl dürfen die Verlängerungsfristen nicht starr sein, da dies Projektgegner zu taktischen Verhalten veranlassen könnte, mit dem Ziel, ein Projekt so lange zu beklagen, bis die Realisierungsfrist abgelaufen ist.

§ 36g, Besondere Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften

Vorbemerkung

Grundsätzlich sieht der VKU Sonderregelungen zugunsten einzelner Akteursgruppen kritisch. Sonderregelungen sind in hohem Maße missbrauchsanfällig. Sie bergen das Risiko, dass sie von Akteuren ausgenutzt werden, für die sie nicht gedacht sind, und können Projektierer dazu verleiten, Projekte so zuzuschneiden, dass sie unter die Ausnahmeregelungen fallen. Dies könnte dazu führen, dass sich die Projektplanung darauf konzentriert, das Ausschreibungserfordernis aus Gründen der Risikominimierung zu umgehen, z. B. indem größere Projekte in kleine Einheiten aufgeteilt werden. Zudem erhöht die Einführung zusätzlicher Sonderregelungen die Komplexität des Ausschreibungssystems, ohne dass dem ein wirklicher Mehrwert gegenübersteht.

Sollte sich der Gesetzgeber jedoch dazu entscheiden, die Bürgerenergie im EEG zu privilegieren, ist es von entscheidender Bedeutung, dass die Bürgerenergie in ihrer gesamten Bandbreite berücksichtigt wird. Insbesondere darf es nicht dazu kommen, dass nur kleine, privilegierte Gruppen in den Genuss gesonderter Bedingungen kommen. Zudem ist darauf zu achten, dass Bürger nicht dazu verleitet werden, Windprojekte im Alleingang und auf eigenes Risiko durchzuführen, z. B. weil die Kooperation mit einem Stadtwerk

den Verlust der Privilegierung zur Folge hat. Auch der Bundesrat weist in seiner Stellungnahme vom 17. Juni 2016 zutreffend darauf hin, dass Stadtwerke in vielen Regionen die maßgeblichen Treiber für die Realisierung von Bürgerenergieanlagen sind und in vielen Fällen weitgehende Beteiligungsmöglichkeiten von Bürgern gewährleisten.

Änderungsvorschläge des VKU:

1. Die besonderen Ausschreibungsbedingungen sollten nicht nur für Projekte einzelner Bürgerenergiegesellschaften gelten, sondern auch für Projekte, an denen Bürgerenergiegesellschaften beteiligt sind. Maßgeblich sollte sein, dass zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme mindestens 25 Prozent der Stimmrechte bei Bürgerenergiegesellschaften liegen.

2. Die besonderen Ausschreibungsbedingungen sollten nur dann zur Anwendung kommen, wenn an dem jeweiligen Projekt

10 Bürger bei Errichtung einer WEA,

20 Bürger bei Errichtung von zwei WEA,

30 Bürger bei Errichtung von drei WEA,

40 Bürger bei Errichtung von vier WEA und

50 Bürger bei Errichtung von fünf oder mehr WEA

unmittelbar oder mittelbar (über Bürgerenergiegesellschaften) beteiligt sind.

Begründung:

Zu 1.

Die im Gesetzentwurf vorgesehene Ausnahmeregelung beschränkt sich auf Projekte, die jeweils von einzelnen Bürgerenergiegesellschaften entwickelt werden. In der Praxis werden Bürgerwindparks jedoch vielfach im Rahmen regionaler Kooperationen entwickelt. Es sind gerade diese Modelle, die einer großen Zahl von Bürgern eine Teilhabe ermöglichen. Der VKU kennt viele Beispiele für gelebte Kooperationen zwischen Stadtwerken und Bürgerenergiegenossenschaften, die durch eine breit gestreute, demokratische und langfristige Bürgerbeteiligung charakterisiert sind. Zum Teil zielen die Kooperationen darauf ab, dass sich die Bürger erst nach Errichtung des Windparks finanziell beteiligen. So wird das signifikante Entwicklungsrisiko (Planung, Bau und Errichtung) durch kommunale EVUs übernommen und den Bürgern eine faire und sichere Beteiligung an dem fertig entwickelten Projekt ermöglicht.

Der VKU befürwortet, dass die Energiewende weiterhin unter Beteiligung möglichst vieler Bürger fortgesetzt wird. Diesem Ziel ist jedoch nicht gedient, wenn die Bürgerenergiegesellschaften durch das EEG 2016 veranlasst werden, Windprojekte im Alleingang und auf eigenes Risiko zu verwirklichen. Nach den Erfahrungen vieler Stadtwerke sind viele Bürgerenergiegesellschaften dankbar, wenn Projekte durch erfahrene Partner vor Ort vorentwickelt werden und für Bürger und Genossenschaften zu einem Zeitpunkt

geöffnet werden, wo eine Teilnahme zu vertretbaren Risiken möglich ist (d. h. nach Entfall der Bau- und Errichtungsrisiken). Auch diese Modelle gilt es zu schützen, wenn eine dauerhafte und breite Teilhabe der Bürger an der Energiewende gewünscht ist.

Zu 2.

Gleichwohl sollte gewährleistet sein, dass der Anwendungsbereich für die besonderen Ausschreibungsbedingungen nicht ausufernd und auf die wirklich schützenswerten Fälle begrenzt ist.

Daher schlägt der VKU zusätzliche begrenzende Kriterien vor, die im Ref-E bislang nicht vorgesehen sind.

Die Sonderregel sollte nur greifen, wenn gewährleistet ist, dass nicht nur eine kleine Gruppe privilegierter Personen, sondern eine Vielzahl von Bürgern beteiligt ist. Daher schlägt der VKU vor, dass die Mindestpersonenzahl erhöht werden sollte. Aus Sicht des VKU wäre es sinnvoll, die Mindestpersonenzahl von der Projektgröße abhängig zu machen. Bei der Projektierung einer einzelnen WEA kann es bei einer Mindestzahl von 10 Bürgern bleiben. Bei der Projektierung von zwei WEA sollten 20 Bürger beteiligt sein, bei drei WEA 30 Bürger, bei vier WEA 40 Bürger und bei fünf oder mehr WEA 50 Bürger.

Mit dem Referentenentwurf (§ 3 Nr. 14 in Verbindung mit § 36f) werden Projekte bereits dann privilegiert, wenn sich zehn natürliche Personen zu einer Bürgerenergiegesellschaft zusammengefunden haben. Damit werden kleine Akteursgruppen bevorteilt, die einen Zugriff auf Grundbesitz haben.

Damit ist nicht sichergestellt, dass möglichst viele Menschen eine Beteiligungsmöglichkeit z. B. über eine aktive Bürgerenergiegenossenschaft erhalten. Eine breit gestreute Bürgerbeteiligung hält der VKU sowohl für die Akteursvielfalt in der zukünftigen Energielandschaft als auch zur Förderung der Akzeptanz für unverzichtbar.

§ 36h, Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land

Änderungsvorschlag des VKU:

1. Die Korrekturfaktoren sollten unterhalb der Standortgüte von 100 Prozent erhöht und bis zu einer Standortgüte von 60 Prozent ausdifferenziert werden. Oberhalb der Standortgüte von 100 Prozent sollten die Korrekturfaktoren abgesenkt werden. Die für die jeweiligen Standortgüten vorgeschlagenen Korrekturfaktoren sind der unten stehenden Grafik zu entnehmen.

2. Die Bundesregierung sollte den Auftrag erhalten, nach Ablauf des ersten Ausschreibungsjahres (Ende 2017) zu prüfen, ob sich die bis dahin erteilten Zuschläge gleichmäßig auf das Bundesgebiet verteilen. Sofern eine erhebliche Konzentration auf bestimmte Regionen festgestellt wird, sollten geeignete Maßnahmen zur Gewährleistung eines bundesweiten Windenergieausbaus geprüft werden.

Begründung:

Zu 1., Korrekturfaktoren

Der Ausbau der Windenergie an Land sollte grundsätzlich im gesamten Bundesgebiet stattfinden, damit die inländischen Potenziale genutzt werden. Zudem dient es der Akteursvielfalt und damit dem Wettbewerb, wenn eine Vielzahl von Standortqualitäten im Ausschreibungsmodell wettbewerbsfähig darzustellen ist. Ein räumlich verteilter Zubau fördert darüber hinaus die Akzeptanz, da sowohl die positiven als auch die negativen

Effekte der Windkraft regional verteilt werden. Durch die EEG-Umlage werden jährlich rund 20 Mrd. Euro bundesweit umverteilt – mehr als doppelt so viel wie durch den Länderfinanzausgleich.

Ohne einen bundesweiten Zubau würden das Wachstum der erneuerbaren Energien und die damit verbundenen Wertschöpfungsvorteile für Kommunen, Handwerk und Windbranche fast nur noch in den Küstenregionen stattfinden (Wind Offshore, Wind Onshore).

Ein angemessener bundesweiter Windzubau sichert hingegen eine faire regionale Verteilung von Steuern und Wertschöpfung und damit die Akzeptanz der Energiewende. Gleichwohl sollten Standortvorteile nicht vollständig ausgeglichen werden. Es sollten Anreize erhalten bleiben, Windkraftanlagen an den windstärksten Standorten innerhalb einer Region zu errichten.

Eine Konzentration des Windenergieausbaus auf wenige Regionen würde auch zu einer hohen Gleichzeitigkeit der Windstromeinspeisung führen. Dies würde die Marktwertigkeit des Windstroms reduzieren (bis hin zu negativen Preisen).

Die Marktprämie, die sich aus der Differenz zwischen anzulegendem Wert und Marktwert errechnet, würde entsprechend steigen. Dieser Effekt würde sich erhöhend auf die EEG-Umlage auswirken. Demgegenüber reduziert ein bundesweiter Zubau die gleichzeitige Einspeisung (Portfolioeffekt) und erhöht die Marktwertigkeit des Windstroms. Dies wirkt sich entlastend auf die EEG-Umlage aus.

Nach Einschätzung des VKU werden die vom BMWi vorgeschlagenen Korrekturfaktoren dem Ziel eines bundesweiten Ausbaus nicht gerecht, da sie Windkraftanlagen an Standortgütern zwischen 60 und 80 Prozent deutlich benachteiligen und Standortgütern oberhalb von 110 Prozent deutlich bevorzugen.

Mitgliedsunternehmen des VKU haben Modellberechnungen anhand eines Musterwindparks mit 8 Windenergieanlagen durchgeführt. Es wurde ein Betrieb dieses Windparks an unterschiedlichen Standorten unter sonst gleichbleibenden Bedingungen simuliert¹.

¹ Den Simulationen lagen im Wesentlichen die folgenden Annahmen zugrunde: Kostendegression bei Anlagenherstellern in Höhe von 3 Prozent; Pachtminderungen um 15 Prozent; Vorteile bei den Gesamtinvestitionskosten im flachen Offenland in Höhe von 150€ / kW an einer Standortgüte von 110 Prozent.

Unter der Annahme, dass der Musterwindpark an allen Standorten die gleiche Mindestrendite in Höhe von angenommen 5,5 Prozent (bezogen auf das Gesamtkapital) erwirtschaften soll, wurde simuliert, welche Vergütungshöhen an den jeweiligen Standorten erforderlich sind, um die Mindestrendite zu erwirtschaften. Aus den Berechnungen ergibt sich, dass bei den Standortgüten im Bereich 60 – 90 Prozent der vom BMWi vorgeschlagene Höchstsatz wahrscheinlich nicht ausreicht, um die Mindestrendite zu erwirtschaften.

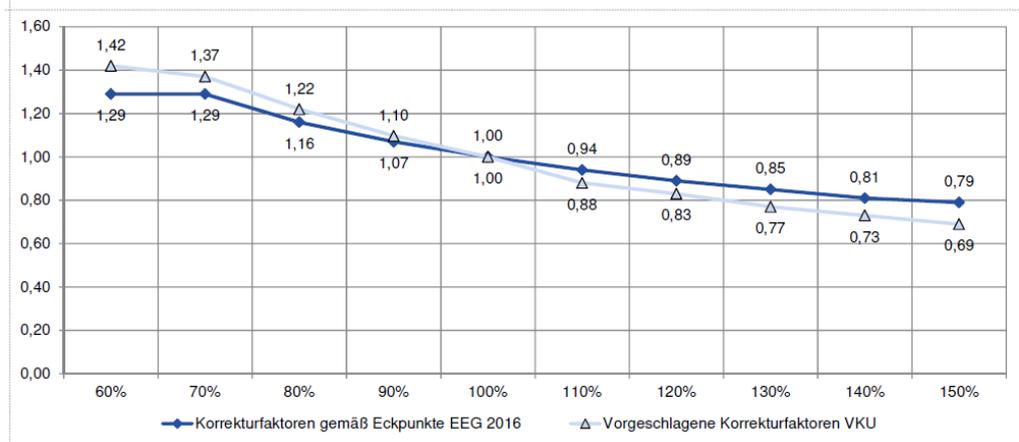
Insbesondere haben Standorte unterhalb von 70 Prozent sehr geringe Zuschlagswahrscheinlichkeiten, da die vom BMWi vorgeschlagenen Korrekturfaktoren im Bereich zwischen 60 und 70 Prozent nicht differenzieren. Dadurch wird vielen Windstandorten die Wettbewerbsfähigkeit entzogen.

Der Zubau würde darum auf wenige Regionen in Deutschland konzentriert, mit den o. g. negativen Auswirkungen für Akteursvielfalt, Wettbewerb, Akzeptanz und Netzausbau. Nach Informationen des VKU handelt es sich um knapp die Hälfte aller geeigneten Standorte. Um den Ausbau der Windenergie an Land auf das gesamte Bundesgebiet zu verteilen, sollten daher die Korrekturfaktoren bis zu einer Untergrenze von 60 Prozent ausdifferenziert werden.

Eine weitere Simulation hat gezeigt, dass der Musterwindpark – unter der Annahme, dass er die an den jeweiligen Standorten geltenden Höchstsätze erhält – mit steigender Standortgüte steigende Renditen erwirtschaftet, und zwar in einem Ausmaß, das unter der Zielsetzung eines flächendeckenden Ausbaus der Windenergie unangemessen wirkt. So unterscheidet sich die Gesamtkapitalrendite zwischen einem 70-Prozent-Standort und einem 150-Prozent-Standort um 2,7 Prozentpunkte.

Um die Wettbewerbsbedingungen der Standortgüten unterhalb und oberhalb von 100 Prozent anzunähern, empfiehlt der VKU, die Korrekturfaktoren wie in der Grafik dargestellt anzupassen.

Vorgeschlagene Korrekturfaktoren im Ausschreibungsmodell zur Reduzierung der Benachteiligung mittlerer Windstandorte ggü. Starkwindstandorten



Zu 2., Monitoring und Nachsteuerungsmöglichkeiten

Der VKU ist zuversichtlich, dass sich der Ausbau der Windenergie mit den unter Ziffer 1. vorgeschlagenen Korrekturfaktoren gleichmäßig auf das Bundesgebiet verteilen wird.

Für alle Fälle sollte die Bundesregierung jedoch den Auftrag erhalten, nach Ablauf des ersten Ausschreibungsjahres (Ende 2017) zu prüfen, ob sich die bis dahin erteilten Zuschläge gleichmäßig auf das Bundesgebiet verteilen. Es sollte gesetzlich festgelegt werden, dass im Falle einer erheblichen Konzentration der Zuschläge auf bestimmte starke Regionen – auch angesichts der Auswirkungen auf die Netze – geprüft wird, durch welche Maßnahmen eine bundesweit geeignetere Verteilung des Windenergiezubaues gewährleistet werden kann.

§ 36i, Dauer des Zahlungsanspruchs für Windenergieanlagen an Land

Änderungsvorschlag des VKU:

Die Verlängerung der Realisierungsfrist, die gemäß § 36e Absatz 2 Ref-E möglich ist, wenn das Projekt beklagt wird, sollte nicht, wie in § 36i Ref-E vorgesehen, zur Verkürzung des Vergütungszeitraumes führen.

Begründung:

Sinn der Verlängerungsmöglichkeit ist es, die negativen Folgen von Klagen, deren Erfolgsaussichten gering sind, zu begrenzen. Wenn die Verlängerungsmöglichkeit jedoch zu einer entsprechenden Verkürzung des Vergütungszeitraumes führt, erweist sich die Verlängerungsmöglichkeit als „zweischneidiges Schwert“.

Projektierer werden auf diese Weise nicht effektiv davor geschützt, aufgrund unberechtigter Klagen und sich daraus ergebenden Projektverzögerungen Nachteile bei der EEG-Förderung zu erleiden. Wenn die Klage gegen ein Windprojekt eine Verkürzung des Vergütungszeitraumes zur Folge hat, ist dies eine Gelegenheit für Windkraftgegner, Projektierer von Windparks wirtschaftlich zu schädigen.

§ 37b, Höchstwert für Solaranlagen

Änderungsvorschlag des VKU:

Für die Höhe der Gebote sollte kein Höchstwert festgesetzt werden.

Begründung:

Die Festlegung eines Höchstwertes widerspricht dem Grundsatz, dass die Fördersätze wettbewerblich ermittelt werden sollen. Vgl. im Einzelnen die Begründung zu § 36b.

Unterabschnitt 4, Ausschreibungen für Biomasseanlagen (§§ 39 – 39h)

Änderungsvorschläge des VKU:

1. Der VKU begrüßt, dass durch das EEG 2016 Ausschreibungen auch für Biomasseanlagen eingeführt werden und dass Bestandsanlagen an diesen Ausschreibungen teilnehmen dürfen.
2. Der Ausbaupfad für Biomasse sollte von 2017 an jährlich 200 MW betragen. Die besonderen Möglichkeiten zum bedarfsgerechten Einsatz von Biomasseanlagen sollten darin berücksichtigt werden.
3. Die Bioabfallvergärung muss – wie im Entwurf des BMWi vom 14. April 2016 vorgesehen – von den Ausschreibungen ausgenommen werden.
4. Die Höhe des mit dem EEG 2012 eingeführten Maisdeckels (60 Prozent) sollte beibehalten und nicht auf 50 Prozent reduziert werden.
5. Für die Höhe der Gebote sollte kein Höchstwert festgesetzt werden.

Begründung:

Zu 1.

Angesichts des absehbaren Förderendes und der fehlenden wirtschaftlichen Perspektive auf eine Anschlussförderung werden bereits heute erforderliche Ersatzinvestitionen nicht mehr getätigt. Es droht die Gefahr, dass die bestehenden Biomasseanlagen nach Ablauf der Förderdauer außer Betrieb gehen, da ihre Brennstoffkosten über den am Strommarkt erzielbaren Erlösen liegen.

Angesichts des wachsenden Anteils dargebotsabhängiger Wind- und PV-Stromerzeugung leistet die Biomasse einen wichtigen Beitrag für die Flexibilisierung des Energieversorgungssystems. Zudem wird in der kommunalen Energiewirtschaft Biomasse bevorzugt zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Durch die Nutzung von Biomasse in effizienten KWK-Anlagen leisten viele Stadtwerke einen doppelten Beitrag zum Klimaschutz.

Der VKU spricht sich daher für die Sicherung des Anlagenbestandes aus.

Mit den Ausschreibungen wird die Perspektive geschaffen, dass Biomasse-Anlagen nach Auslaufen der Förderung weiterbetrieben werden können. Dadurch kann verhindert werden, dass der Erneuerbare-Energien-Anteil in den 2020er Jahren durch die massenhafte Stilllegung von Biomasse-Anlagen abrupt sinkt.

Wenn darüber hinaus auch die Erweiterung von Bestandsanlagen über das Ausschreibungsmodell gefördert wird, könnte der Anteil an Strom aus Biomasse erhöht werden. Da Anlagenerweiterungen oftmals günstiger sind als der Neubau von Anlagen, wäre dies eine vergleichsweise kosteneffiziente Option für den weiteren Ausbau der Biomasseerzeugung.

Die Einbeziehung von Bestandsanlagen, deren Förderdauer noch läuft, hat darüber hin-

aus den Vorteil einer kurzfristigen Entlastung der EEG-Umlage, sofern sich in den Ausschreibungen eine geringere Förderhöhe einstellt.

Zu 2.

Biomasse trägt durch seine Steuerbarkeit und hohe Benutzungsstundenzahl in hohem Maße zur Systemintegration von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien (Wind, PV) bei. Vor diesem Hintergrund hält der VKU einen Ausbaupfad von jährlich 200 MW für abgemessen.

Zu 3.

Die Kommunen als öffentlich-rechtliche Entsorgungsträger haben die abfall- und ordnungsrechtliche Pflicht, Bioabfälle aus Haushalten (Abfallschlüssel Nr. 20 03 01 i. S. v. Nr. 1 Anhang 1 BioAbfV) getrennt zu sammeln, diese Abfälle sind überlassungspflichtig (§ 11 Abs. 1 KrWG i. V. m. § 17 Abs. 1 KrWG). Die öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträger müssen außerdem die Entsorgungssicherheit bei Bioabfällen aus Siedlungen generell sicherstellen, falls andere Entsorger nicht überlassungspflichtiger Abfälle ihren Pflichten nicht nachkommen. Abfälle sind nach den Grundpflichten der Kreislaufwirtschaft vorrangig zu vermeiden, zur Wiederverwendung vorzubereiten oder zu recyceln, bevor sie auf andere Weise verwertet oder beseitigt werden (§ 6 Abs. 1 KrWG). Bioabfälle sollen grundsätzlich in Kaskade zuerst energetisch durch die Biogasgewinnung und anschließend durch die Nutzung als Bodenverbesserungs- und Düngemittel genutzt werden (siehe z. B. Nachhaltigkeitsstrategie des Landes Baden-Württemberg, Webseite Umweltbundesamt, Studie „Ökoeffizienzpotenziale bei der Behandlung von Bioabfällen in Bayern“ des Bifa Augsburg, § 8 Abs. 2 Satz 2 KrWG). In Siedlungen ist dies insbesondere zusammen mit anderen dort anfallenden und getrennt erfassten Bioabfällen sinnvoll, weshalb im geltenden § 45 EEG und im § 43 EEG 2016 des Gesetzentwurfs auch biologisch abbaubare Garten- und Parkabfälle (ASN 20 02 01) und Marktabfälle (ASN 20 03 02) als Einsatzstoffe zugelassen sind.

Die Entsorgung überlassungspflichtiger Abfälle unterliegt dem Gebührenrecht, die Kommunen generell dem kommunalen Haushaltsrecht. Die Verwertung von Bioabfällen in Bioabfallvergärungsanlagen bildet dabei keine Ausnahme. Für die politische, gebühren- und haushaltsrechtliche Entscheidungsfindung für die Errichtung und den Betrieb derartiger Anlagen, welche die Kommunen und ihre kommunalen Unternehmen selbst vornehmen, benötigen die Kommunen von Beginn an Planungssicherheit über sämtliche finanziellen Aspekte, einschließlich der möglichen Erlöse aus der EEG-Vergütung. Zu Beginn der Entscheidungsfindung muss feststehen, ob und in welcher Höhe EEG-Vergütung berücksichtigt werden kann. Dies wäre bei der Pflicht zur Teilnahme von Bioabfallvergärungsanlagen an Versteigerungen nach EEG nicht gewährleistet. Würde der derzeitige Entwurf des § 22 Abs. 4 beibehalten, dürften die öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträger zwingend keine EEG-Förderung einkalkulieren. Dies würde zu erheblichen Gebührensteigerungen führen und sogar die Investitionsentscheidungen generell massiv gefährden.

Auch das Bundeswirtschaftsministerium (BWMi), das bei der Ausgestaltung des Ausschreibungssystems mit Ausnahmeregelungen äußerst zurückhaltend gewesen ist, wollte nicht, dass Bioabfallvergärungsanlagen an Ausschreibungen teilnehmen müssen. So wird in der Begründung des Referentenentwurfs auf S. 165 darauf hingewiesen, dass die anzulegenden Werte, die für diese Anlagen erforderlich sind, so hoch sind, dass sie in einer Ausschreibung vermutlich keinen Zuschlag erhalten würden. Weiter heißt es: „Es ist jedoch sinnvoll, einen Zubau dieser Anlagen auch weiterhin zu ermöglichen, da sie Abfall- und Reststoffe nutzen.“ Vor diesem Hintergrund ist die Annahme in der Begründung zum Kabinettsbeschluss auf S. 239, dass alle Anlagenarten (also auch Bioabfallvergärungsanlagen) in den Ausschreibungen zum Zuge kämen, nicht nachvollziehbar.

Zu 4.

Der mit dem EEG 2012 eingeführte Maisdeckel hat sich als ein erfolgreiches Instrument zur Förderung der Biodiversität beim Biomasseanbau erwiesen.

Zu 5.

Die Festlegung eines Höchstwertes widerspricht dem Grundsatz, dass die Fördersätze wettbewerblich ermittelt werden sollen (vgl. auch die Begründung zu § 36b).

Hinzu kommt, dass die Orientierung des Höchstpreises für Bestandsanlagen an der Durchschnittsvergütung der letzten fünf Jahre verkennt, dass die Einsatzstoffe neben Preisschwankungen auch einer tendenziellen Preissteigerung unterliegen. Auch die Personal- und Instandhaltungskosten unterliegen der Inflation. Die Bieter müssen die Möglichkeit haben, diese Faktoren in ihre Gebote einzupreisen.

§ 41 Absatz 3, Grubengas

Änderungsvorschlag des VKU:

Der Gesetzgeber sollte sicherstellen, dass die energetische Nutzung von Grubengas auch nach Auslaufen des EEG-Förderzeitraums möglich bleibt. Für den Fall einer Anschlussförderung ist der erforderliche Vergütungssatz energiewirtschaftlich zu verifizieren.

Begründung:

Der VKU misst der energetischen Verwertung des aufsteigenden Grubengases in den ehemaligen Steinkohle-Bergbaurevieren eine hohe Bedeutung für Klimaschutz sowie für die Gefahrenabwehr zu, da die Explosionsgefahr stark gemindert wird und Methanemissionen ca. 21-mal so klimawirksam wie CO₂ sind. Zudem werden viele mit Grubengas betriebene Gasmotorenkraftwerke in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben und liefern einen Beitrag zur lokalen Wärmeversorgungssicherheit und Netzstabilität.

In den Jahren ab 2021 würde die EEG-Förderung der bestehenden Grubengasmotorenanlagen nach derzeitiger Rechtslage sukzessive auslaufen. Ohne geeignete Förderung würde die energetische Verwertung des Grubengases jedoch wirtschaftlich nicht mehr

darstellbar sein, während die stillgelegten Bergwerke bis zu ihrer endgültigen Flutung (z. B. im Saarland bis 2035 geplant) weiterhin Grubengas mit den entsprechenden Umweltfolgen emittieren würden.

§ 43, Vergärung von Bioabfällen

Änderungsvorschlag des VKU:

1. Für Strom aus Bioabfallvergärungsanlagen sollte der in § 43 Absatz 1 Nr. 2 vorgesehene anzulegende Wert bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 MW gezahlt werden.
2. Der Förderzeitraum für bestehende Anlagen sollte einmalig um 10 Jahre verlängert werden.

Begründung:

Zu 1.

Die Vergärung von Bioabfällen ist politisch gewollt, rechtlich zumindest im Grundsatz gefordert und vor allem in großen Anlagen ökologisch und ökonomisch sinnvoll (vgl. S. 21 dieser Stellungnahme). Nach der EEG-Novelle 2014 haben zahlreiche bestehende Bioabfallvergärungsanlagen als Voraussetzung für eine flexible Betriebsführung, die verbrauchsnahe Stromeinspeisung und die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie nach § 54 EEG bzw. § 50b EEG-2016 (E) Gasspeicher und Gasmotoren/BHKWs nachgerüstet. Auch für nach dem EEG 2014 neue Anlagen, welche Flexibilität gewährleisten müssen und den Flexibilitätszuschlag in Anspruch nehmen wollen, ist die Ausstattung mit entsprechend leistungsfähigen Gasmotoren/BHKWs unabdingbar. Diese – für den EE-Strommarkt besonders sinnvollen und nützlichen – Anlagen haben daher regelmäßig eine höhere Bemessungsleistung als 1 MW.

Zu 2.

Der Gesetzgeber sollte sicherstellen, dass bestehende Bioabfallvergärungsanlagen nach Auslaufen des EEG-Förderzeitraums weiterhin wirtschaftlich betrieben werden können. Daher sollte es auch für Bioabfallvergärungsanlagen, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen (nach Auffassung des VKU sollten alle Bioabfallvergärungsanlagen von den Ausschreibungen ausgenommen sein, vgl. S. 20 dieser Stellungnahme), eine Anschlussförderung geben.

Bei bestehenden Bioabfallvergärungsanlagen gibt es ebenso wie bei den Bestandsanlagen gemäß § 39f des Gesetzentwurfs das Bedürfnis nach einer Zahlungsperspektive über den 20-jährigen Vergütungszeitraum hinaus. Insofern ist die Erwägung, mit der die Einbeziehung bestehender Biomasseanlagen in die Ausschreibungen (§ 39f) begründet wird, auf Bioabfallvergärungsanlagen genauso anwendbar: Diese Anlagen haben deut-

lich vor Ablauf des Vergütungszeitraums einen Investitionsbedarf, weil Anlagenkomponenten erneuert werden müssen.

Da für Bioabfallvergärungsanlagen die Teilnahme an einer Ausschreibung nicht in Frage kommt (vgl. S. 20 dieser Stellungnahme), sollte der Förderzeitraum für bestehende Anlagen einmalig um 10 Jahre verlängert werden.

§ 45, Geothermie

Änderungsvorschlag des VKU:

Der VKU lehnt die für Strom aus Geothermie ab 2018 vorgesehene Degression von 5 Prozent ab. Stattdessen sollte der anzulegende Wert von 25,20 Cent bis zu einem Netto-Zubau von 100 MW beibehalten werden. Ab Erreichen dieser Schwelle sollte die EEG-Vergütung pro 100 MW Nettoausbau um 1 Prozent reduziert werden.

Begründung:

Tiefengeothermieprojekte sind – ähnlich wie Windenergieanlagen auf See - Infrastrukturprojekte mit Realisierungszeiträumen von fünf bis sieben Jahren. Um Sicherheit für Investoren und einen planbaren Ausbau zu gewährleisten, ist eine am Ausbaupfad orientierte, langfristige Degressionsregelung notwendig. Die im EEG 2014 vorgesehene Degression von 5 Prozent ab 2018 verhindert den weiteren Ausbau der Geothermie. Sie ist eine unüberwindbare Hürde für neue Projekte und damit für potenzielle Investoren.

§ 46a, Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus Windenergieanlagen an Land bis 2018

Änderungsvorschlag des VKU:

Auf die einmalige Vergütungsabsenkung für ab dem 1. Juni 2017 in Betrieb genommene Anlagen („Einmaldegression“) sollte verzichtet werden.

Begründung:

Die Einmaldegression wird damit begründet, dass die Ausbaudynamik bei Wind an Land auf den Ausbaupfad zurückgeführt werden soll. Genau aus diesem Grund werden jedoch die Ausschreibungen eingeführt. Die Bieter bewerben sich um Förderberechtigungen für vorab festgelegte Ausbaumengen, wobei die günstigsten Bieter den Zuschlag erhalten. Sobald die Systemumstellung vollzogen ist, lässt sich der Ausbau der Windenergie passgenau steuern.

Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb im Vorgriff auf die Systemumstellung eine solch weitgehende Änderung der Vergütungsbedingungen erfolgen soll. Im EEG 2014 wurde mit der Einführung des „atmenden Deckels“ auch für die Windenergie an Land bereits ein automatisches Anpassungsinstrument für die Vergütung eingeführt, das gerade erst

seine Wirkung entfaltet.

Mit der diskutierten Einmaldegression würden zahlreiche Windparks, die sich aktuell in der Entwicklung befinden, in große wirtschaftliche Schwierigkeiten geraten.

Eine unerwartete zusätzliche Absenkung der Vergütung um 5 Prozent lässt sich von Projektierern nicht kompensieren. Windparks, die in den Jahren 2017 und 2018 ans Netz gehen werden, sind bereits sehr weit fortentwickelt. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind längst erfolgt, Standortentscheidungen getroffen. Viele betroffene Stadtwerke haben bereits Verträge mit finanzierenden Banken, Herstellern von Windkraftanlagen und Grundstückseigentümern abgeschlossen oder stehen kurz davor. Ebenso haben die Aufsichtsräte bereits entsprechende Baubeschlüsse gefasst, so dass Investitionen – teilweise in zweistelliger Millionenhöhe – erfolgen könnten bzw. bereits erfolgt sind. Es besteht faktisch keine Möglichkeit mehr, die Kosten dieser Projekte noch in nennenswerter Weise zu beeinflussen.

Durch die Einmaldegression würde ein großer wirtschaftlicher Schaden entstehen, der möglicherweise das Scheitern vieler Projekte nach sich zieht. Möglicherweise würden auch Bürger, die sich an Projekten beteiligt haben, finanzielle Verluste erleiden.

Hinzu kommt, dass insbesondere Projekte an windschwächeren Standorten von den Auswirkungen der Einmaldegression betroffen wären. Der Windenergieausbau würde dort behindert, wo die Windstromeinspeisung keine Netzüberlastungen verursacht. Dies steht im Widerspruch zu der Zielsetzung, den Ausbau der erneuerbaren Energien mit der Netzsituation in Einklang zu bringen.

Die Unternehmen, die mit ihren erheblichen Investitionen die Energiewende Wirklichkeit werden lassen, erwarten einen verlässlichen Rechtsrahmen. Windparks, die in den Jahren 2017 und 2018 ans Netz gehen werden, wurden auf der Basis des EEG 2014 geplant. Zu Recht sieht der Referentenentwurf zur EEG-Reform vor, dass diese Anlagen nach der bisherigen Systematik gefördert werden.

Eine Vergütungskürzung von 5 Prozent würde diese Übergangsregelung komplett entwerten. Daher plädiert der VKU dafür, diesen Vorschlag zurückzuziehen.

§ 51, Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen

Änderungsvorschlag des VKU:

Für das Vorliegen negativer Preise sollte darauf abgestellt werden, dass für die betreffende Stunde jeweils der Wert in der vortägigen Auktion am Spotmarkt und der volumengewichtete Durchschnitt der Preise aller Transaktionen im kontinuierlichen untertägigen Handel am Spotmarkt negativ sind.

Begründung:

Die alleinige Berücksichtigung des vortägigen Handels würde die Eintrittswahrscheinlichkeit der 6-Stunden-Regel und damit die wirtschaftlichen Risiken für die Betreiber von EEG-Anlagen zu stark verschärfen. Stattdessen sollte – wie auch schon im Referentenentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums vom 14. April 2016 vorgesehen – darauf abgestellt werden, dass sowohl auf dem Day-Ahead- als auch dem Intraday-Markt die Strompreise negativ sind.

Teil 4

Ausgleichsmechanismus

§ 57, Ausgleich zwischen Netzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern

Änderungsvorschlag des VKU:

1. Die Abschlagszahlungen des Verteilnetzbetreibers an Anlagenbetreiber sollen zeitnah vom Übertragungsnetzbetreiber erstattet werden, damit beim Netzbetreiber keine Liquiditätsprobleme auftreten können.
2. Die geplante Regelung, wonach der Netzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen nicht verpflichtet ist, Zahlungen, die im Einklang mit einer Entscheidung der Clearingstelle EEG geleistet wurden, trotz einer anders lautenden höchstrichterlichen Entscheidung nicht zurückzufordern, ist entbehrlich, wenn der enge Anlagenbegriff - wie vom VKU vorgeschlagen - nicht nur für alle Neuanlagen, sondern auch für alle Bestandsanlagen gilt.

Begründung:

Zu 1.

Der Anschlussnetzbetreiber muss nach aktueller Rechtslage spätestens am 15. Kalendertag des auf die Einspeisung folgenden Monats angemessene Abschläge an Anlagenbetreiber leisten (§ 19 Abs. 2 EEG 2014). Diese Regelung findet sich auch im Referentenentwurf unter § 26 Abs. 1.

Ein Teil der Übertragungsnetzbetreiber erstattet dem Verteilnetzbetreiber diese Abschlagszahlungen jedoch erst am 30. eines Kalendermonats, so dass beim Verteilnetzbetreiber Liquiditätsprobleme auftreten können. Es fehlt eine gesetzliche Zahlungsfrist im Verhältnis Übertragungsnetzbetreiber zum Verteilnetzbetreiber nach § 57 EEG 2014.

Das Ziel muss es sein, dass die Gutschrift des Übertragungsnetzbetreibers an den Verteilnetzbetreiber unmittelbar nach der Abschlagszahlung des Verteilnetzbetreibers an Anlagenbetreiber erfolgt.

Zu 2.

Vgl. die Begründung zu § 3 Nr. 1.

§ 60, EEG-Umlage für Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Änderungsvorschlag des VKU:

1. Die Regelung, wonach Bilanzkreisverantwortliche gegenüber dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber für alle Energieversorgungsunternehmen, die Strom über seinen Bilanzkreis liefern, hinsichtlich der Zahlung der EEG-Umlage als Gesamtschuldner haften sollen, sollte gestrichen werden.
2. Stromvertriebe, die ihrer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage nicht rechtzeitig nachkommen, sollten Verzugszinsen nur bei schuldhaftem Verhalten zahlen müssen. Wenn die gezahlten Abschläge nicht mehr als 5 Prozent vom Endabrechnungsbetrag abweichen, sollte die widerlegliche Vermutung greifen, dass kein Verschulden des Stromvertriebs vorliegt.

Begründung:

Zu 1.

Die gesamtschuldnerische Haftung der Bilanzkreisverantwortlichen wäre eine unsachgerechte Übertragung von Zuständigkeiten und Risiken (insbesondere Insolvenzrisiken) von den Übertragungsnetzbetreibern auf die Bilanzkreisverantwortlichen.

Bisher liegt die EEG-Umlagepflicht bei den einzelnen einem Bilanzkreis zugeordneten Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Der Übertragungsnetzbetreiber muss seine Ansprüche auf die EEG-Umlage gegenüber diesen gelten machen, kann aber oftmals die Frage nicht klären, wer genau Schuldner der EEG-Umlage ist. Daher sollen die Übertragungsnetzbetreiber von ihrer Zuständigkeit zur Abwicklung der EEG-Umlagepflicht entlastet werden.

Die gesamtschuldnerische Verpflichtung des Bilanzkreisverantwortlichen würde diesem ein unverhältnismäßiges wirtschaftliches Risiko aufbürden, das insbesondere aufgrund möglicher Insolvenzen neuer Marktteilnehmer (wie Energiediscountern) ein kritisches Maß weit übersteigt. Mit der geplanten Änderung würde somit eine unsachgerechte Übertragung von Zuständigkeiten und Risiken von den Übertragungsnetzbetreibern auf die Bilanzkreisverantwortlichen erfolgen. .

Hinzu kommt, dass die Abführung der EEG-Umlage auf einem Vertragsverhältnis zwischen dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen und dem Kunden basiert, an dem der BKV nicht beteiligt ist.

Zu 2.

Erweisen sich die Abschlagszahlungen der Stromvertriebe als zu gering, drohen ihnen nach der jetzigen Rechtslage hohe Zinszahlungen (§ 60 Absatz 4 EEG 2014). Faktisch werden die Stromvertriebe dadurch gezwungen, ihre Prognosen zu hoch anzusetzen, um die Zinszahlungen zu vermeiden. Infolgedessen zahlen sie zu hohe Abschläge, ohne dass sie ihrerseits einen Zinsanspruch hinsichtlich der zu viel entrichteten Beträge haben.

Dies führt auf Seiten der Vertriebe zu unnötigen Kostenbelastungen. Sinnvoller wäre es, wenn die Stromvertriebe den Anreiz hätten, bestmögliche Prognosen zu erstellen. Dies lässt sich dadurch erreichen, dass bei Abweichungen der Abschlagszahlungen von weniger als 5 Prozent gegenüber dem nach der Endabrechnung zu zahlenden Betrag (widerleglich) vermutet wird, dass der Stromvertrieb nicht schuldhaft gehandelt hat und somit keine Zinsen entrichten muss.

§ 61, EEG-Umlage für Letztverbraucher und Eigenversorger

Änderungsvorschlag des VKU:

1. Der Gesetzgeber sollte klarstellen, dass die Umlagebefreiung gemäß § 61 Absatz 2 Nr. 3 EEG (Eigenversorger versorgt sich selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien und nimmt für den Strom aus seiner Anlage, den er nicht selbst verbraucht, keine finanzielle Förderung in Anspruch) nicht bedeutet, dass die Voraussetzungen dieser Ausnahmeregelung für ein ganzes Kalenderjahr erfüllt sein müssen. Vielmehr sollte die Umlagebefreiung ab dem Kalendermonat greifen, in dem die vollständige Eigenversorgung dauerhaft beginnt. Analog hierzu sollte die Umlagebefreiung in dem Kalendermonat, in dem die Voraussetzungen nicht mehr erfüllt sind, entfallen.
2. Der Gesetzgeber sollte klarstellen, dass eine Bestandsanlage der Eigenversorgung gemäß § 61 Absatz 3 EEG 2014 die Befreiung von der EEG-Umlage auch bei mehrfacher Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung behält, sofern die installierte Leistung der ursprünglichen Bestandsanlage insgesamt um nicht mehr als 30 Prozent erhöht wird.

Begründung:

Zu 1.

Die Bundesnetzagentur vertritt im Leitfaden zur Eigenversorgung (Konsultationsfassung vom 16. Januar 2015) die Auffassung, dass die Voraussetzungen für eine Umlagebefreiung gemäß § 61 Absatz 2 Nr. 3 mindestens für ein Kalenderjahr vorliegen müssen.

Die Vorschrift sagt nichts darüber aus, über welchen Zeitraum diese Vorgaben mindestens eingehalten werden müssen. Diese Vorgabe lässt sich aus der Begründung des EEG 2014 nicht entnehmen. Dort heißt es lediglich: „Bei solchen Eigenverbrauchern ist eine Belastung mit dem Verursacherprinzip nicht begründbar. Sie haben die Energiewende für sich gleichsam schon vollzogen“.

Die Begründung legt lediglich nahe, dass die vollständige Eigenversorgung auf Dauer angelegt sein muss.

Aus Sicht des VKU sollte es bei der Festlegung einer Mindestdauer darauf ankommen, dass diese mit dem von EEG und AusglMechV vorgegebenen kalenderjährlichen Abrechnungszyklus in Einklang steht.

Hinzu kommt, dass in gewissen Fällen die Umlagebefreiung durch einen kurzzeitig erforderlichen Bezug aus dem Netz der öffentlichen Versorgung entfallen kann. Als Beispiel sind die Revision der Erzeugungsanlage oder auch das Einspeisemanagement des Netzbetreibers zu nennen. Es wäre eine unangemessene Benachteiligung, wenn in diesen Fällen die Umlagebefreiung für ein ganzes Kalenderjahr entfallen würde.

Zu 2.

Erneuerungen, Erweiterungen oder Ersetzungen von Bestandsanlagen der Eigenversorgung sind nach § 61 Absatz 3 Satz 2 Nr. 3 EEG 2014 nur dann umlagefrei, wenn die installierte Leistung der Bestandsanlage um nicht mehr als 30 Prozent erhöht wird. Durch die Begrenzung der Leistungssteigerung soll der Zubau von weiterhin umlagebefreiten Eigenversorgungsanlagen auf das zur Bestandssicherung notwendige Maß begrenzt werden. Wie viele Erneuerungs-, Erweiterungs- oder Ersetzungsmaßnahmen im jeweiligen Fall stattfinden, ist hierbei nachrangig, solange die 30-Prozent-Schwelle nicht überschritten wird. Andernfalls könnte die Stromerzeugungsanlage ihren Bestandsschutz rein zufällig verlieren, weil z. B. nach Abschluss der ersten Modernisierung ein unerwarteter Defekt an der Anlage auftritt oder diese zufällig (teilweise) durch Brand zerstört wird.

Die Interpretation der Bundesnetzagentur in der Konsultationsfassung des Leitfadens zur Eigenversorgung vom 16. Oktober 2015, wonach jeweils immer nur eine Erneuerungs-, Erweiterungs- oder Ersetzungsmaßnahme stattfinden darf, überzeugt nicht. Die Erwägung, dass eine „Bestandsanlage nach Nummer 1 oder 2“ infolge einer Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung zu einer „Bestandsanlage nach Nummer 3“ werde und dadurch ihren Status als „Bestandsanlage nach Nummer 1 oder 2“ verliere, erscheint reichlich konstruiert.

§ 61a, Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage

Änderungsvorschlag des VKU:

1. Die EEG-Umlagebefreiung von Stromspeichern, die zur Eigenversorgung eingesetzt werden, sollte nicht pauschal voraussetzen, dass der entnommene Strom in Gänze umlagepflichtig ist. Wenn der Stromspeicher mit einer EEG-umlagebefreiten Anlage kombiniert ist, sollte die Einspeicherung umlagefrei sein, soweit der anteilig ausgespeicherte, nicht aus der privilegierten Anlage stammende Strom mit der EEG-Umlage belastet wird.
2. Eine Befreiung von der EEG-Umlage sollte auch für eine Mischnutzung ermöglicht werden, d. h. das Speichergas sollte nicht ausschließlich zur Rückverstromung eingesetzt werden müssen, um von der EEG-Umlage befreit zu werden, sondern auch anderen Anwendungen (Sektorkopplung) zugeführt werden können: Die Pflicht zur Zahlung der Umlage sollte auch bei einer Nutzung des Speichergases in anderen Sektoren (Wärme, Verkehr, Industrie) entfallen.
3. Wird Strom für die Förderung und die Weiterleitung von Trinkwasser genutzt und in

diesem Zusammenhang ein Teil der Energie mithilfe von Turbinen zurückgewonnen (Rekuperation), 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.

Begründung:

Zu 1.

Nach § 61a Absatz 1 Nr. 2 Ref-E sind Stromspeicher, die zur Eigenversorgung eingesetzt werden, nur dann von der EEG-Umlage befreit, wenn der gesamte ausgespeicherte Strom mit der EEG-Umlage belastet wird. Dieses Kriterium ist nicht erfüllt, wenn der Stromspeicher in Kombination mit einer EEG-umlagebefreiten Anlage betrieben wird.

Es sind aber Fälle denkbar, in denen der Stromspeicher nicht ausschließlich mit Strom aus der umlagebefreiten Anlage, sondern zum Teil mit umlagepflichtigem Strom befüllt wird. In diesen Fällen sollte die Einspeicherung umlagefrei sein, soweit der anteilig ausgespeicherte, nicht aus der privilegierten Anlage stammende Strom mit der EEG-Umlage belastet wird. Andernfalls wäre es nicht wirtschaftlich, einen Stromspeicher mit einer privilegierten Anlage (z. B. Bestandsanlagen, Kleinanlagen) zu kombinieren.

Zu 2.

Sektorkopplung kann den Anteil erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, in der Mobilität und in der Industrie steigern und somit einen effizienten sowie kostengünstigen Beitrag zur Dekarbonisierung dieser Sektoren und dem Erreichen der Energiewende leisten.

Zu 3.

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 Prozent 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 zurückgewonnenen (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.

Eine Doppelbelastung würde die Erschließung technisch vorhandener Rückgewinnungspotenziale, welche relativ einfach zu erreichen sind, in der gesamten Trinkwasserversorgung gefährden.

Hinzu kommt, dass es sich bei dem beschriebenen Vorgang um eine Zwischenspeicherung von Strom handelt, so dass die anteilige Umlagebefreiung auch im Sinne einer Gleichbehandlung mit anderen Speichern geboten ist.

Teil 5

Transparenz

§ 74, Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Änderungsvorschlag des VKU:

Die Aufzählung der Ausnahmefälle in § 74 S. 3, 2. HS EEG, bei deren Vorliegen Eigenversorger nicht verpflichtet sind, dem Übertragungsnetzbetreiber die jeweils erzeugte und selbstverbrauchte Energiemenge mitzuteilen, ist unvollständig und sollte ergänzt werden. Auch für die bislang nicht erwähnten Fälle des Kraftwerkeigenverbrauchs nach § 61 Abs. 2 Nr. 1 EEG, der sog. Inselanlagen nach § 61 Abs. 2 Nr. 2 EEG und der Fälle, in denen sich der Eigenversorger vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt nach § 61 Abs. 2 Nr. 3 EEG, sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass eine Pflicht zur Mitteilung der betreffenden Energiemengen nicht besteht.

Begründung:

Da bislang nur für die Ausnahmen nach § 61 Abs. 3 und 4 EEG sowie nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG festgestellt wird, dass eine Mitteilungspflicht an den zuständigen Netzbetreiber nicht besteht, könnte man im Sinne eines Umkehrschlusses zu dem Ergebnis kommen, dass für die nicht angeführten Ausnahmen nach § 61 Abs. 2 Nr. 1 – 3 EEG eine entsprechende Mitteilungspflicht besteht. In der Praxis führt die Formulierung des § 74 S. 3 EEG zu Unsicherheit sowie zu zahlreichen nutzlosen, vermeintlichen Pflichtmeldungen.

Auch die Bundesnetzagentur weist in dem Leitfaden zur Eigenversorgung auf die problematische Formulierung des § 74 S. 3 EEG hin (S. 94):

„Doch auch im Falle einer vollständigen Umlagebefreiung aufgrund anderer Ausnahmen wie beispielsweise für Kraftwerkeigenverbrauch, Inselanlagen und vollständige EE-Eigenversorgung gemäß § 61 Abs. 2 Nr. 1, 2 und 3 EEG ist die Meldung der umlagefreien Eigenversorgungsmengen zur Ermittlung der umlagepflichtigen Jahresmengen nicht erforderlich. Der bei isolierter Betrachtung des § 74 S. 3 EEG naheliegende Umkehrschluss, dass in allen anderen, nicht ausdrücklich von der Meldepflicht ausgenommenen Fällen die Eigenversorgungs-Mengen unabhängig von einer EEG-Umlage-Befreiung mitzuteilen sind, überzeugt weder sachlich noch rechtlich.“

In diesem Sinne bittet der VKU um eine praxisgerechte Klarstellung.

§ 79a, Regionalnachweise

Der VKU unterstützt den Vorschlag des Bundeswirtschaftsministeriums für eine Grünstromkennzeichnung unter der Maßgabe der folgenden Änderungen:

Auf das Erfordernis eines regionalen Zusammenhangs von Stromerzeugung und Stromverbrauch sollte verzichtet werden.

Das Recht, Strom aus EEG-geförderten Anlagen zur Stromkennzeichnung einzusetzen, sollte denjenigen EVU vorbehalten sein, die von den Betreibern der jeweiligen Anlagen hiermit beauftragt wurden.

Begründung:

Seit der letzten EEG-Reform 2014 setzt sich der VKU intensiv dafür ein, dass EVU die Möglichkeit erhalten, EEG-Strom – insbesondere solchen aus eigenen Anlagen – als Grünstrom an ihre Kunden zu liefern.

Im April 2015 hat der VKU einen Modellvorschlag entwickelt, der darauf abzielt, den EEG-Stromanteil im Strommix des Endkunden bei Bedarf mit Strom aus ganz konkreten EEG-Anlagen „auszufüllen“. Hierfür könnte eine spezielle Form von Herkunftsnachweisen entwickelt werden. Die administrative Durchführung könnte beim Herkunftsnachweisregister (HKNR) angesiedelt sein.

Der VKU begrüßt, dass das Bundeswirtschaftsministerium zumindest die Grundzüge dieses Modellansatzes aufgegriffen und mit den Eckpunkten vom 11. März 2016 einen Vorschlag für eine Kennzeichnung von EEG-Strom vorgelegt hat.

Viele Aspekte dieses Vorschlags unterstützt der VKU, insbesondere dass kein neues Vermarktungssystem geschaffen werden soll, sondern die Möglichkeiten der Stromkennzeichnung kostenneutral erweitert werden sollen. Auch die Ausstellung und Verwaltung der Nachweise über das Herkunftsnachweisregister unterstützt der VKU. Das Herkunftsnachweissystem hat sich in der Praxis als zuverlässiger Mechanismus bewährt, um die Herkunft von Strom aus erneuerbaren Energien transparent zu machen und jeden Missbrauch auf diesem Gebiet auszuschließen.

Zwei Ausgestaltungselemente des BMWi-Vorschlags kann der VKU jedoch nicht mittragen.

Regionalität

Problematisch ist aus VKU-Sicht, dass die Kennzeichnungsmöglichkeit auf Konstellationen, in denen sich Anlage und Kunde in derselben Region befinden, beschränkt sein soll. Es wäre also nicht möglich, einen Kunden in Region X mit EEG-Strom aus Region Y zu beliefern, selbst wenn der Kunde dies gerne möchte.

Sicherlich betreiben viele Stadtwerke EEG-Anlagen innerhalb ihres Versorgungsgebietes oder in unmittelbarer Nähe.

Es kann aber auch Gründe geben, weshalb ein Energieversorger EEG-Anlagen nicht im eigenen Versorgungsgebiet errichtet, sondern auf andere Regionen ausweicht: z. B. weil vor Ort keine guten Windstandorte verfügbar sind, sei es aufgrund geografischer oder gesetzgeberischer Restriktionen (z. B. Nähe zu Naturschutzgebieten oder Flughäfen). Ebenso ist denkbar, dass sich Kunden mit räumlich entfernten EEG-Anlagen identifizieren, z. B. aus Verbundenheit mit einer bestimmten Region oder einem bestimmten Stadtwerk. Daher sollten alle Kunden in Deutschland die Möglichkeit haben, mit EEG-Strom aus beliebigen Regionen beliefert zu werden.

Engagiert sich ein EVU überregional für den Ausbau der Windkraft, sollte es den selbst erzeugten EEG-Strom genauso vermarkten dürfen wie ein Unternehmen, das regional investiert.

Daher empfiehlt der VKU, dass im Kennzeichnungssystem beides möglich sein sollte: sowohl die regionale als auch die überregionale Belieferung mit EEG-Strom.

Aus den genannten Gründen bevorzugt der VKU den Terminus „EEG-Nachweis“ anstelle von „Regionalnachweis“.

Kopplung der Nachweise an die Stromlieferkette

Der VKU unterstützt die Zielsetzung, dass die Grünstromkennzeichnung glaubwürdig sein soll. Aus Sicht des VKU setzt dies voraus, dass Stromvertriebe Kunden nur dann mit EEG-gefördertem Grünstrom beliefern dürfen, wenn die Betreiber der Anlagen dem ausdrücklich zugestimmt haben.

Insbesondere sollten die Anlagenbetreiber entscheiden dürfen, welchem EVU sie die Verwendung der Nachweise gestatten. Sie sollten nicht gezwungen werden, den Nachweis immer dem Direktvermarkter zur Verfügung zu stellen.

Wenn, wie im Eckpunktepapier vorgeschlagen, die „Regionalnachweise“ automatisch dem Direktvermarkter zugeordnet werden, der den Strom aus der jeweiligen Anlage vermarktet, werden die in Deutschland tätigen Direktvermarkter analog zu ihren jeweiligen Vermarktungspools auch die dazu gehörigen „Regionalnachweise“ erwerben.

Da infolge des teilweise ruinösen Wettbewerbs im Segment der Direktvermarktung (Anlagenbetreiber an guten Standorten zahlen Direktvermarktungsunternehmen mittlerweile negative Entgelte) die Marktkonzentration immer weiter zunimmt, wird die Masse der „Regionalnachweise“ von wenigen Unternehmen kontrolliert werden.

Wenige Direktvermarkter werden also flächendeckend Endkunden mit „Regionalstrom“ versorgen, entweder über eigens zu diesem Zweck gegründete Vertriebsgesellschaften oder über Vertriebe, mit denen sie zusammenarbeiten, das heißt, sie werden das Regionalstromgeschäft auch auf der Ebene der Endkundenbelieferung kontrollieren.

Dies kann sogar dazu führen, dass EEG-Strom, der von Stadtwerken erzeugt, aber von Direktvermarktungsunternehmen vermarktet wird, von dem jeweiligen Stadtwerk nicht

als „Regionalstrom“ vermarktet werden darf, wenn sich der Direktvermarkter entscheidet, den EEG-Strom selbst oder über einen anderen Lieferanten, der in der jeweiligen Region Endkunden beliefert, zu vermarkten.

Nur wenn ein EVU ausdrücklich von einem Anlagenbetreiber beauftragt wurde, Strom aus der entsprechenden Anlage zur Stromkennzeichnung einzusetzen, ist die Grünstromkennzeichnung aus Kundensicht glaubwürdig. Unter dieser Voraussetzung weiß der Kunde, dass er den EE-Ausbau tatsächlich unterstützt.

Teile 5 bis 7

Der VKU hat zu den Vorschriften in den Teilen 5 bis 7 keine Änderungsvorschläge.

Artikel 2, Windenergie-auf-See-Gesetz

§ 17, Ausschreibungsvolumen

Änderungsvorschlag des VKU:

Anhebung der durchschnittlichen Ausschreibungsmenge auf 800 MW.

Begründung:

Aus Kostengründen fand in der Vergangenheit eine „Standardisierung“ der Konverterkapazität auf 900 MW statt. Ausschreibungen für Windparks unterhalb dieser Menge sind ineffizient.

Deshalb sollte die Ausschreibungsmenge zumindest auf die durchschnittliche Größe zweier Offshore-Windparks, also 800 MW, angehoben werden.

§ 24 Abs. 2, Rechtsfolgen des Zuschlags

Änderungsvorschlag des VKU:

Der Betreiber eines OWP muss die Möglichkeit erhalten, den Windpark nach Ablauf der Förderdauer, d. h. ohne Förderung, weiterbetreiben zu dürfen. Diese Regelung ist auch für bereits am Netz befindliche Anlagen anzuwenden.

Begründung:

Gemäß § 24 Abs. 2, Satz 2 WindSeeG-Ref kann die bezuschlagte Fläche – nach Ende des Anspruchs auf die Marktprämie – erneut ausgeschrieben werden.

Dies bedeutet, dass der bisherige Betreiber des OWP die Anlagen, die er errichtet, finanziert und betrieben hat, soweit diese noch funktionsfähig sind, möglicherweise an einen neuen erfolgreichen Bieter abtreten müsste.

Dies lehnt der VKU ab. Stattdessen muss der Betreiber die Möglichkeit haben, den Windpark nach Ablauf der Förderdauer zu Marktbedingungen, d. h. ohne Förderung, (für mindestens zehn Jahre) weiterbetreiben zu dürfen. Diese Regelung sollte auch für bereits am Netz befindliche Parks greifen.

Eine solche Regelung ist volkswirtschaftlich effizienter und wirkt sich potentiell senkend auf die EEG-Umlage aus. Durch die vorgesehene Regelung besteht zudem die Gefahr, dass der alte/anfängliche Betreiber zurückhaltender hinsichtlich Wartungsarbeiten sein könnte, da er befürchten muss, sein Projekt abgeben zu müssen. Dies wirkt sich negativ auf die Lebensdauer der Windenergieanlage (WEA) aus.

§ 32, Sicherheit

Änderungsvorschlag des VKU:

Die im Ref-E vorgesehene Höhe der bei Gebotsabgabe zu leistenden Sicherheit sollte deutlich reduziert werden. Sie sollte sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 50 Euro und nicht mit 350 Euro pro Kilowatt installierter Leistung bestimmen.

Begründung:

Für kommunale Akteure wirkt die im Gesetzentwurf vorgesehene Sicherheitsleistung in Höhe von 350 Euro je Kilowattstunde prohibitiv. Sie bewegt sich auch weit jenseits international üblicher Standards, die 50 Euro bis 100 Euro pro Kilowattstunde betragen.

Da kein Grund dafür ersichtlich ist, warum Unternehmen, die in Deutschland Offshore-Windparks bauen wollen, weniger zuverlässig sein sollten als Unternehmen, die in anderen Ländern in Offshore-Windparks investieren, ist auch die Sicherheitsleistung den international üblichen Standards anzupassen.

Änderung § 17e EnWG im Zuge des WindSeeG

Änderungsvorschlag des VKU:

Im Gesetzentwurf muss klargestellt werden, dass Grundlage eines Entschädigungsanspruchs bei verspätetem Netzanschluss die gesetzliche Vergütung (19,4 ct/kWh im EEG 2014) ist. Die rückwirkende Absenkung des Vergütungsanspruchs um eine fiktive Managementprämie in Höhe von 0,4 ct/kWh ist nicht zulässig.

Begründung:

Der Gesetzgeber plant mit der Änderung des § 17e EnWG eine Klarstellung, dass bei einem Entschädigungsanspruch bei verspätetem Netzanschluss von der Grundvergütung 19,4 ct/kWh nun 0,4 ct/kWh abzuziehen sind.

Während im EEG 2012 die Vergütung und die Managementprämie separat ausgewiesen

wurden, ist mit dem EEG die gesonderte Managementprämie entfallen. Der Entschädigungsanspruch ist dementsprechend auf Basis der Vergütung in Höhe von 19,4 ct/kWh zu berechnen. Eine rückwirkende „Klarstellung“ ist nicht akzeptabel. Der Abzug von 0,4 ct/kWh kann dementsprechend erst mit Inkrafttreten der Novellierung Rechtskraft erlangen.

Artikel 6, Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

§ 13 Absatz 6a

Änderungsvorschlag des VKU:

Nicht nur die Übertragungsnetzbetreiber, sondern auch die Verteilnetzbetreiber sollten die Möglichkeit erhalten, vertragliche Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus KWK-Anlagen und gleichzeitiger Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung zu schließen.

Der Anschlussnetzbetreiber muss prozessual eingebunden werden und das Recht erhalten, die durch Dritte ausgelöste Zuschaltung von Lasten, die an sein Netz angeschlossen sind, zum Zwecke der Netzstabilität zu modifizieren bzw. zu verhindern.

Eine Erhöhung der Netzkosten des Verteilnetzbetreibers infolge einer durch Dritte ausgelösten Zuschaltung von Lasten, die an sein Netz angeschlossen sind, muss kompensiert werden.

Begründung:

Durch die zunehmende Verlagerung der (EE-)Erzeugung in die Verteilernetze werden Verteilernetzbetreiber zukünftig (z. T. auch schon heute) zunehmend Systemdienstleistungen im Sinne der Versorgungs- und Systemsicherheit erbringen müssen. Ein wichtiger Aspekt für einen effizienten Netzausbau ist dabei auch der netzdienliche Einsatz von Flexibilität im Netzsicherheits-/Netzengpassmanagement der Verteilernetzbetreiber. Der VKU vertritt daher die Auffassung, den Werkzeugkoffer zur Gewährleistung der Versorgungs- und damit Systemsicherheit für VNB ebenso zu füllen, wie für ÜNB.

Bei der vorgeschlagenen Regelung sind außerdem die Auswirkungen der zuschaltbaren Lasten auf die Verteilernetze zu berücksichtigen. KWK-Anlagen sind in der Regel in Verteilernetzen angesiedelt.

Der Anschlussnetzbetreiber ist dazu verpflichtet, sein Netz sicher und zuverlässig zu betreiben. Der Anschlussnetzbetreiber muss daher in jedem Fall prozessual eingebunden und mit einem Vetorecht bzw. Recht zur Einschränkung des Abrufs durch den ÜNB ausgestattet werden.

Zum anderen können sich die Leistungskosten für den Verteilnetzbetreiber durch einen Bezug von Power-to-heat-Strom aus dem vorgelagerten Netz erhöhen. Hierfür muss es eine Kompensation geben.