
Deutscher Industrie- und Handelskammertag

Stellungnahme zum Referentenentwurf EEG 2016

A) Das Wichtigste in Kürze

- Die Formel zur Berechnung der Ausschreibungsmenge für Wind an Land kann die Entwicklung v. a. des Stromverbrauchs nur unzureichend abbilden und sollte daher zumindest bis 2020 nicht angewendet werden.
- Das Ausschreibungsdesign ist in weiten Teilen gelungen und hat sich bei PV-Freiflächenanlagen auch bereits bewährt.
- Die Bagatellgrenze bei PV-Dachanlagen sollte erhalten bleiben, da ansonsten der Mittelstand belastet würde.
- Nachbesserungsbedarf besteht bei der Besonderen Ausgleichsregelung (z. B. Schaffung eines gleitenden Einstiegs) und bei der Eigenerzeugung/Eigenversorgung (z. B. Sicherung des Bestandsschutzes).
- Neue EEG-Anlagen sollten bei Abregelungen aufgrund von Netzengpässen keine bzw. eine deutlich verminderte Vergütung erhalten. Dies schafft auch eine bessere Synchronisation mit dem Netzausbau.

B) Grundsätzliche Anmerkungen zum EEG

Eines der größten Probleme der Energiewende ist die fehlende Planungssicherheit für Unternehmen. Die häufigen EEG-Novellen stehen dafür exemplarisch. Dies betrifft zum einen alle Investoren in erneuerbare Energien und zum anderen über die EEG-Umlage sowie die Regelungen zur Besonderen Ausgleichsregel und zur Eigenerzeugung auch die Stromnachfrager. Der Entwurf schafft einige Planungssicherheiten etwa hinsichtlich des in weiten Teilen gelungenen Ausschreibungsdesigns. Auf der anderen Seite bleiben viele Fragen etwa zur Ausschreibungsmenge für Wind an Land oder zur Eigenerzeugung offen. Der DIHK sieht hier noch einigen Nachbesserungsbedarf.

Die Strompreise für deutsche Unternehmen und Haushalte sind im internationalen und europäischen Vergleich sehr hoch und in den vergangenen zehn Jahren deutlich gestiegen. Ein wesentlicher Treiber ist die Förderung erneuerbarer Energien über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Ein weiterer Anstieg des jährlichen Volumens der EEG-Umlage von derzeit rund 23 Mrd. auf

deutlich über 25 Mrd. Euro ist bis Anfang der 2020er-Jahre absehbar. Neben den EEG-Differenzkosten belasten weitere staatlich induzierte Preisbestandteile in Höhe von 10 Mrd. Euro Unternehmen und private Haushalte. Es ist deshalb notwendig, mehr Wettbewerb in die Förderung erneuerbarer Energien einziehen zu lassen, vor allem auch um die Kosteneffizienz des weiteren Ausbaus zu erhöhen und die Kostenbelastung für die Stromkunden und damit den Anstieg der EEG-Umlage zu begrenzen. Andernfalls wird die Strompreisbelastung weiter an der Wettbewerbsfähigkeit vieler Unternehmen in Deutschland nagen. Nicht zuletzt der 4. Monitoringbericht der Bundesregierung¹ hat die Nachteile insbesondere für Unternehmen, die die Besondere Ausgleichsregelung nicht nutzen können, eindrucksvoll dargestellt.

Zudem konterkariert ein weiterer Anstieg der EEG-Umlage ein wesentliches Ziel des neuen Strommarktdesigns – die Stärkung des Börsenpreissignals, um Verhalten der Nachfrageseite zu beeinflussen. Bereits jetzt ist die EEG-Umlage mehr als doppelt so hoch wie der durchschnittliche Spotmarktpreis. Bereits mehr als die Hälfte des Strompreises eines industriellen Mittelständlers wird durch Steuern und Abgaben bestimmt. Der schwankende Strombeschaffungspreis ist daher bereits jetzt als Steuerungssignal nachrangig. Daher sollte darüber nachgedacht werden, wie die EEG-Umlage gesenkt bzw. alternativ finanziert werden kann.

Erneuerbare Energien sind heute deutlich kosteneffizienter als bei Einführung des EEG im Jahr 2000. Dies hat vor allem auch mit der Industrialisierung der Produktion zu tun. Trotzdem sind sie weiterhin ein ganzes Stück davon entfernt, ohne Förderung auszukommen. Bislang fehlt die Perspektive, wie erneuerbare Energien künftig ohne Förderung im Markt bestehen können. Der DIHK hat in Kapitel (..) Vorschläge dazu gemacht und wird an dieser Frage weiter arbeiten.

C) Ausschreibungen: grundsätzliche Anmerkungen

1. Vorbemerkungen zur Umstellung der Förderung auf Ausschreibungen

Mehr Kosteneffizienz in der Förderung und damit ein langsames Anwachsen der EEG-Umlage können durch Ausschreibungsmodelle gelingen. Ausschreibungen induzieren bei sinnvoller Ausgestaltung mehr Wettbewerb um eine Förderung, als das bisherige Preissteuerungssystem aus festen Einspeisevergütungen und gleitender Marktprämie.

Die Preissteuerung des Zubaus hat in einigen Jahren zu Übertreibungen beim Zubau von EE-Anlagen geführt. Unter der Voraussetzung, dass Projekte mit einer Förderzusage eine hohe Reali-

¹ <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vierter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

sierungswahrscheinlichkeit haben, sind Ausschreibungen in der Lage, die Zubauraten erneuerbarer Energien sinnvoll(er) zu steuern und dadurch für alle Akteure die Planbarkeit zu erhöhen. Investitionsnotwendigkeiten in Flexibilitäten und auch der weitere Netzausbau können sich besser darauf einstellen. Dabei sollte darauf geachtet werden, dass in Zukunft der Netzausbau und der Ausbau erneuerbarer Energien Hand in Hand gehen. Im vergangenen Jahr sind infolge mangelnder Synchronität bereits Redispatchkosten von über 1 Mrd. Euro entstanden. Jedes Jahr, in dem der EE-Ausbau weiter voranschreitet und der Netzausbau hinterherhinkt, wird diese Kosten weiter erhöhen. Daher empfiehlt der DIHK dringend, den Ausbaukorridor für erneuerbare Energien von 40 bis 45 Prozent für 2025 nicht weiter zu erhöhen und Lösungen dafür zu finden, wie ansonsten abgeregelter Strom aus EE-Anlagen beispielsweise sinnvoll durch zuschaltbare Lasten, in Industrie, im Wärmemarkt oder im Verkehrssektor genutzt werden kann, ohne dass dadurch Akteure oder Regionen benachteiligt werden.

Für alle Investoren in erneuerbare Energien ist die Umstellung auf Ausschreibungen ein Paradigmenwechsel: Bisher konnten sie sicher sein, dass ihre Investition auch eine Förderung nach dem EEG erhalten wird. Diese Sicherheit gibt es nun nicht mehr. Umso wichtiger ist, dass Investoren ihre Investitionsentscheidungen auf ein klares und verlässliches Ausschreibungsdesign stützen können. Der DIHK hält die Vorschläge des Referentenentwurfs für weitgehend geeignet, diese Prämisse zu erfüllen.

Die Projektkosten bei Wind an Land z. B. werden kurz- und mittelfristig vermutlich steigen, da aufgrund des Risikos, keinen Zuschlag zu bekommen, die Finanzierung von Projekten schwieriger wird. Bislang konnte davon ausgegangen werden, dass sich ein genehmigtes Projekt umsetzen lässt. Zukünftig gibt es trotz BImSch-Genehmigung ein Risiko, keinen bzw. erst in einer späteren Ausschreibungsrunde einen Zuschlag zu erhalten. Langfristig werden sich Markt und Kreditgeber auf das Risiko, keinen bzw. einen späteren Zuschlag zu bekommen, einstellen und die Projektkosten werden wieder sinken. Dies gilt allerdings nur unter der Voraussetzung, dass die Rahmenbedingungen stabil bleiben und damit für die Akteure langfristig kalkulierbar sind. Insbesondere die Unsicherheiten bezüglich der Ausschreibungsmenge durch die sogenannte Weltformel können die erheblich negativ beeinträchtigen. Dabei ist dies aufgrund der langen Projektlaufzeiten bei Wind an Land besonders wichtig.

2. Ausschreibungsgrundsätze

Grundsätzlich sollte angestrebt werden, möglichst technologieoffen ohne regionale Komponenten auszuschreiben, um einen Wettbewerb zwischen den verschiedenen erneuerbaren Technologien anzukurbeln und die besten Standorte zu nutzen. Durch eine breite Bieterbasis ist eine möglichst effiziente Allokation der Zuschläge und damit ein niedriger Fördersatz zu erwarten. Diese Prämisse geben auch die Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der EU vor. Da eine technologieneutrale

Ausschreibung nicht ohne weiteres möglich ist, müsste die Strommenge als weiteres Kriterium aufgenommen werden, weil es deutliche Unterschiede in den erreichbaren Volllaststunden zwischen Wind und PV gibt (1 MW PV entspricht z. B. nur etwa der Hälfte der Strommenge von 1 MW Wind). Der jetzige Ansatz sieht vor, dass Leistung und keine Strommenge ausgeschrieben wird, sodass für technologieneutrale Ausschreibungen der Ausschreibungsgrundsatz überdacht werden sollte.

Von technologieneutralen Ausschreibungen sollte nur bei gesamtwirtschaftlichen Vorteilen für die Versorgungssicherheit abgewichen werden. Der DIHK bittet um eine ausführliche Begründung, warum das BMWi von einer technologieneutralen Ausschreibung absieht. Es steht nicht zu erwarten, dass dann nur noch Windanlagen an Land zum Zuge kämen. Vielmehr bewegen sich die Kosten bei Wind an Land und PV-Freiflächenanlagen inzwischen in ähnlicher Größenordnung und auch bei Wind auf See werden deutliche Schritte zu mehr Kosteneffizienz sichtbar.

Klar ist auch: Es ist aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht für jede Anlage sinnvoll, sich einem Ausschreibungsverfahren zu stellen. Daher sind Bagatellgrenzen gerechtfertigt. Wird nach Technologien ausgeschrieben, ist ebenfalls klar: Ein volkswirtschaftlicher Mehrwert ist bei Technologien mit geringem Ausbaupotenzial durch Ausschreibungen nicht zu erwarten, da die Förderkosten für die Anlagen höher ausfallen (können) als durch eine gesetzliche Festlegung.

Mit dem EEG 2014 (EEG 2.0) hat die Bundesregierung Zubaukorridore bzw. Zubaugrenzen für die wichtigsten erneuerbaren Technologien Biomasse, Photovoltaik, Wind an Land und Wind auf See festgelegt. Der Zubau wird sich nur innerhalb der Korridore bewegen, wenn das Ausschreibungsdesign erreicht, dass bezuschlagte Projekte auch mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit innerhalb der gesteckten Fristen realisiert werden. Ein weiteres Kriterium neben der Kosteneffizienz der Ausschreibungen sollte daher sein, dass aufgrund der Ausschreibungsbedingungen möglichst nur Gebote mit einer hohen Bauwahrscheinlichkeit zum Zuge kommen. Fristen, Pönalen und Gebotsverfahren sollten sich daran orientieren.

Die Ausschreibungsmodalitäten sollten zudem transparent, übersichtlich und planungssicher gestaltet werden, da ansonsten bei den Geboten höhere Risikoaufschläge als nötig zu erwarten sind. Alle Akteure sollten gleiche Chancen für die Teilnahme an den Auktionen haben (Akteursoffenheit). Wichtig sind schlanke Verfahren, sodass es für kleinere Akteure keine Hürden aufgrund hoher Bürokratiekosten oder hoher Sicherheitsleistungen gibt. Positiv für kleine Akteure sind zudem eine niedrige finanzielle Sicherheit, die hinterlegt werden muss sowie ein fortgeschrittener Planungsstand als Kriterium für die Teilnahme an Ausschreibungen.

Eine gezielte Bevorzugung kleiner Bieter etwa durch separate Ausschreibungsmengen widerspräche wiederum dem Kriterium der Kosteneffizienz, weil der Markt zersplittert wird und der Wettbewerb abnimmt. Die ersten Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen haben gezeigt, dass auch kleinere Akteure Chancen mit ihren Projekten haben.² Eine Aufteilung der Ausschreibungsmenge in einen Standardteil und einen Teil für kleine Akteure ist daher aus Sicht des DIHK nicht notwendig.

Ein möglichst intensiver Wettbewerb um die Förderung liefert die kostengünstigsten Ergebnisse. Daher sollte es neben dem Referenzertragsmodell für Wind an Land keine regionalen Komponenten geben.

Erfahrungen mit Ausschreibungen im Ausland haben gezeigt, dass Strafzahlungen von bis zu 5 Prozent der Investitionssumme bei Nichtrealisierung von Projekten sinnvoll sind, um eine hohe Realisierungsrate zu erreichen. Der DIHK unterstützt daher, dass dieser Sanktionsmechanismus auch auf die anderen Technologien übertragen wird.

3. Ausschreibungsverfahren und Höchstpreis

Sowohl das Einheitspreisverfahren (uniform pricing) als auch das Gebotspreisverfahren (pay as bid) haben Vor- und Nachteile. In einem Markt mit hohem Wettbewerb und Informationssymmetrie würden sie zu zumindest sehr ähnlichen Ergebnissen führen. Solche Märkte sind aber in der Praxis kaum anzutreffen. Daher war es richtig, dass im Rahmen der PV-Pilotausschreibungen beide Verfahren zum Einsatz kamen. Die beiden Runden mit dem Einheitspreisverfahren haben allerdings mit Geboten deutlich unterhalb der Grenzkosten die Anfälligkeit dieses Verfahrens für strategisches Bieterverhalten gezeigt.

Das angedachte „Pay-as-Bid“-Verfahren ist deshalb aus Sicht des DIHK geeigneter, um den Kriterien einfach, verständlich und transparent Rechnung zu tragen. Dies gilt umso mehr, so lange nicht klar ist, wie ausländische Projekte an der Ausschreibung partizipieren. Ausländische Projekte werden tendenziell höherer Förderung bedürfen, weil sie z. B. über Buchung von Grenzkuppelstellen sicherstellen müssen, dass der Strom auch nach Deutschland geliefert werden kann (s. Punkt 6). Das „Uniform-pricing“-Verfahren könnte so zu deutlich höheren Kosten für die Endkunden führen. Zudem könnte es bei Wind an Land zu einer Überförderung ertragreicher Standorte führen.

Das Einheitspreisverfahren begünstigt tendenziell Bieter mit größeren Portfolien. Sie können einige Gebote strategisch abgeben, so dass diese auf jeden Fall einen Zuschlag erhalten. Mit den anderen

² S. Erfahrungsbericht des BMWi zu Ausschreibungen von PV-Freiflächenanlagen.

Geboten können sie versuchen, den Einheitspreis möglichst weit oben zu setzen. Beim Gebotspreisverfahren werden Akteure v. a. zu ihren Kosten plus Gewinnaufschlag bieten.

Der DIHK unterstützt, dass zunächst ein Höchstpreis bei Wind an Land eingeführt wird, um die Kosten für Wirtschaft und Verbraucher zu begrenzen. Prinzipiell sollte aber die Zielstellung sein, einen ausreichenden Wettbewerb herzustellen, damit der Höchstpreis nicht zu einem faktischen Gebotsorientierungspunkt wird. Akteursvielfalt und Flächenverfügbarkeit im Bereich Wind an Land sollten für genügend Wettbewerb sorgen können. Der Höchstpreis sollte daher nur solange gelten, bis sichergestellt ist, dass ein funktionierender Bieterwettbewerb ihn entbehrlich macht. Er könnte in der Höhe dem aktuellen anzulegenden Wert aus dem EEG 2014 entsprechen und damit deutlich ambitionierter ausfallen als bei den PV-Freiflächenanlagen. Es empfiehlt sich, die Absenkung analog zum jetzigen Degressionsmodell aus dem EEG 2014 zu gestalten, wie das auch der Vorschlag des Entwurfs ist.

Der Höchstpreis bei den PV-Freiflächenanlagen hat sich in den ersten vier Runden als nicht ambitioniert herausgestellt. Bei den PV-Freiflächenanlagen hat sich der Wettbewerb bewährt. Zudem kommen mit den großen PV-Dachanlagen neue Wettbewerber hinzu, die Wettbewerbsintensität wird voraussichtlich weiter zunehmen. Daher sollte darüber nachgedacht werden, den Höchstpreis für diese Ausschreibungen abzuschaffen. Auf alle Fälle sollte er deutlich gesenkt werden.

4. Ausnahmen von Ausschreibungen

Die Bundesregierung misst den erneuerbaren Technologien Wasserkraft, Biomasse und Geothermie für den weiteren EE-Ausbau eine geringe Bedeutung bei. Daher hält es der DIHK für sinnvoll, auf Ausschreibungen für diese Technologien (vorerst) zu verzichten. Es ist bei diesen Technologien nicht zu erwarten, dass Ausschreibungen mehr Kosteneffizienz gegenüber dem bisherigen System mit sich bringen.

Grundsätzlich werden auch wegen hoher ökologischer Auflagen nur wenige neue Wasserkraftwerke gebaut, staatliche Zubaukorridore fehlen ebenfalls. Der bürokratische Aufwand für Ausschreibungsverfahren steht daher wegen der geringen Anzahl an Wasserkraftneubauten nicht im Verhältnis. Die EU Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen sehen deshalb zu Recht in Randnummer 126 a den Verzicht auf Ausschreibungen vor, wenn es nur eine sehr begrenzte Zahl von Vorhaben oder Standorten gibt, die beihilfefähig wären. Dies ist bei der Wasserkraft (auch bei Anlagen über 1 MW installierter Leistung) der Fall.

5. Übergangsfristen, Bagatellgrenzen und Prototypen

Wind an Land und Wind auf See

Der DIHK steht hinter den Übergangsfristen für die Ausschreibungen von Onshore-Windanlagen. Die Festlegung, dass eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz bis zum 31.12.2016 vorliegen muss und die Anlage bis zum 31.12.2018 dann auch tatsächlich Strom liefern muss, lässt genügend Spielraum für bereits laufende Vorhaben, wenngleich in einigen Bundesländern aufgrund sich ändernder rechtlicher Rahmenbedingungen die Verfahrensdauer generell deutlich länger geworden ist (z. B. Schleswig-Holstein). Gleiches gilt für Offshore-Anlagen, die bis 31.12.2016 eine unbedingte Netzanschlusszusage erhalten und bis 31.12.2020 in Betrieb gehen.

Bei der Frage der Bagatellgrenze für Wind an Land gehen die Meinungen innerhalb der IHK-Organisation weit auseinander, so dass sich der DIHK einer abschließenden Bewertung enthält. Für eine stärkere Absenkung über den vorgeschlagenen Wert von 1 MW hinaus spricht u. a., dass dann aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht zu kleine Anlagen gebaut werden. Der Wettbewerb wird zudem gestärkt, weil das Segment größer ist. Für eine Anhebung der Bagatellgrenze im Sinne der Beihilfeleitlinien spricht hingegen, dass europäisches Recht am besten eins zu eins national umgesetzt wird und kleinere Akteure leichter Windanlagen bauen könnten.

Der DIHK unterstützt die Festlegung, dass Prototypen für Windanlagen an Land nicht unter das Ausschreibungsregime fallen sollen. Die jährliche Grenze für alle Anlagen von 125 MW ist dafür ausreichend. Zudem ist gewährleistet, dass Anlagen, die nach dem Windhundverfahren leer ausgehen, im Folgejahr privilegiert zum Zuge kommen, so dass sich wirtschaftliche Einbußen in Grenzen halten. Die Grenze sollte regelmäßig überprüft und nach Stand von Forschung und Entwicklung gegebenenfalls angepasst werden.

Photovoltaik

Die Einführung von Bagatellgrenzen ist aus Sicht des DIHK notwendig. Kleine Anlagen könnten sich im Ausschreibungsregime sowohl gegen große Dachanlagen aber insbesondere auch gegen Freiflächenanlagen nur schwer durchsetzen und könnten die Auktionsergebnisse verteuern, wenn solche Anlagen preissetzend wären (bei Anwendung des Einheitspreisverfahrens). Zudem steigt der bürokratische Aufwand für Anlagenbetreiber mit sinkender Größe, so dass sich daraus eine faktische Zutrittshürde ergeben kann. Es ist zudem nicht zu erwarten, dass eigene Ausschreibungssegmente für Kleinanlagen gegenüber dem Status quo aus Einspeisevergütung und Marktprämie einen Kostenvorteil ergeben würden. Der atmende Deckel sorgt hier für eine ausreichende Degression der Vergütung.

Der DIHK hält den Vorschlag in den Eckpunkten, eine Bagatellgrenze von 1 MW bei PV-Dachanlagen einzuführen, daher für sinnvoll. Allein der Aufwand, eine Ausschreibung mit mehreren zehntausend Bietern zu organisieren, rechtfertigt dies. Auch wird so der weitere PV-Zubau über die Eigenerzeugung sichergestellt. Nicht zuletzt kann sich die PV-Eigenversorgung so zu einem wichtigen Standbein entwickeln, die wachsenden energetischen Anforderungen an Gebäude nach der EnEV bzw. EEWärmeG erfüllen helfen und damit auch einen Beitrag zur Konvergenz von Strom- und Wärmemarkt leisten.

Spätestens Anfang der 2020er-Jahre wird der mit dem EEG 2012 verankerte Förderdeckel von 52 GW erreicht sein. Danach ist keine weitere Förderung für PV-Dachanlagen mehr notwendig, wenn

- die Mindestpreise für chinesische Modulhersteller aufgehoben sind,
- die Bedingungen für Eigenerzeugung nicht weiter verschlechtert werden.

Daher ist es auch aus diesem Grund wenig sinnvoll, wenige Jahre vor Ende der Förderung auf Ausschreibungen umzustellen.

Sollten Anlagen auch unterhalb von 1 MW in die Ausschreibung müssen, hätten Anlagen mit einem hohen Eigenverbrauchsanteil einen Wettbewerbsvorteil. Eine Ausschreibung unter gleichen Wettbewerbsbedingungen wäre nicht gegeben.

Die Schwelle abzusenken und Eigenerzeugung auszuschließen hätte aber wiederum folgende Nachteile:

- Ein signifikanter Teil der Unternehmen würde seine Dächer für den PV-Ausbau nicht mehr zur Verfügung stellen, auch weil der Aufwand, sich an Ausschreibungen zu beteiligen in aller Regel als zu groß empfunden wird (zu weiteren Begründungen s. folgende Frage).
- Ein signifikanter Teil der Unternehmen würde versuchen, seinen eigenverbrauchten Stromanteil auf 100 Prozent zu optimieren, z. B. auch durch den Einsatz von Speichern. Dadurch würden Anlagen systematisch aus volkswirtschaftlicher Sicht zu klein dimensioniert und der PV-Ausbau gebremst.
- Die EEG-Umlage würde stärker belastet als durch vermiedene EEG-Umlagezahlungen auf die selbst erzeugten und verbrauchten kWh.

- In der Entscheidung vom 25.03.2015 hat das Bundeskabinett die sog. One in - one out Regel festgelegt.³ Demnach soll die Bürokratiebelastung gerade für die mittelständische Wirtschaft nicht erhöht werden. EU-Regelungen sollen zudem eins zu eins umgesetzt werden. Da die Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der EU eine Bagatellgrenze von 1 MW vorsehen, würde ihre Absenkung die Bürokratiebelastung des Mittelstands erhöhen.

Klar ist: Unternehmen werden ihre Dächer für den weiteren Ausbau der PV eher zur Verfügung stellen, wenn Eigenerzeugung im Rahmen der Ausschreibungen erlaubt ist. Eine Erkenntnis aus dem Bereich Contracting ist: Betriebe lassen ungern Dritte auf ihr Betriebsgelände. Geringe Einnahmen aus der Verpachtung der Dächer sind daher in der Regel kein Anreiz, PV-Module installieren zu lassen. Eine Teilnahme werden nur wenige Unternehmen in Betracht ziehen, da Energie nicht zum Kerngeschäft gehört und mit erheblichem Aufwand verbunden ist.

Neben einem möglichen monetären Vorteil durch Eigenerzeugung spielt hier zudem das Thema Emotionen („grüner Strom vom eigenen Dach“) eine zentrale Rolle für eine Investitionsentscheidung.

Die ersten vier Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen haben gezeigt, dass durchaus auch kleinere Anlagen zum Zuge kommen und eine Förderberechtigung erhalten können. Zudem könnte die Grenze von 1 MW dazu führen, dass vermehrt kleine Freiflächenanlagen gebaut würden, die knapp unter dieser Schwelle liegen. Da große Anlagen in der Regel Kostenvorteile aufweisen, wäre dies volkswirtschaftlich ineffizient. Zudem würde sich die Anzahl der Standorte erhöhen und könnte für wachsende Akzeptanzprobleme sorgen. Daher sollte nach Meinung des DIHK die bestehende Regelung beibehalten werden und alle Freiflächenanlagen in der Ausschreibung bleiben.

Sollte sich die Bundesregierung entgegen der Empfehlung des DIHK dazu entschließen, die Bagatellgrenze für PV-Anlagen abzusenken, rät der DIHK dringend dazu, Eigenerzeugung in diesem Segment zu erlauben. § 27a müsste entsprechend angepasst werden. Zudem wäre es bei einer Absenkung nicht sinnvoll, kleine und mittelgroße PV-Dachanlagen gegen Freiflächenanlagen antreten zu lassen, da sich der Zubau dann weitgehend auf letztere konzentrieren würde. Es sollte dann ein eigenes Dachanlagensegment geschaffen werden, was allerdings den bürokratischen Aufwand für Verwaltung und Unternehmen erhöhen würde.

³ https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/Buerokratieabbau/Anlagen/15-03-25-one-in-one-out.pdf?__blob=publicationFile&v=3

6. Zur Öffnung der Ausschreibungen

Jeder Mitgliedstaat der EU hat sein eigenes EE-Fördersystem. Dies steht der Vollendung des europäischen Binnenmarkts im Weg. Ein gemeinsamer EE-Ausbau kann volkswirtschaftlich effizienter sein und gleichzeitig die Versorgungssicherheit erhöhen. Die Öffnung nationaler Ausschreibungssysteme für ausländische Akteure ist daher ein erster Schritt.

Die Chancen europäischer Kooperationen im Rahmen der Ausschreibungsmodelle sollten konsequent genutzt werden, um eine kosteneffizientere Förderung zu erreichen. Durch ein Mehr an Kooperation können sich national unterschiedliche Energiesysteme leichter ergänzen. Gleichzeitig sollte aber sichergestellt sein, dass keine zusätzlichen Kosten auf die deutschen Stromkunden zukommen. Der DIHK hält daher die angestrebte Öffnung der Ausschreibungen für ausländische Teilnehmer für richtig, wenn gleichzeitig deutsche Anbieter an Ausschreibungen im Ausland teilnehmen können bzw. es grenzüberschreitende Ausschreibungen gibt.

Der DIHK hält es für richtig, dass im Referentenentwurf von der absoluten Bedingung des im EEG 2014 festgelegten physikalischen Imports durch den Zusatz „oder einen vergleichbaren Effekt auf den deutschen Strommarkt“ abgerückt wird (§ 5). Der physikalische Import impliziert in jedem Fall die Buchung von Grenzkuppelkapazitäten. Diese stehen dann dem übrigen Stromhandel nicht mehr zur Verfügung. In sehr vielen Stunden eines Jahres wären die Kapazitäten ungenutzt.

D) Ausschreibungen: Anmerkungen zu den Technologien

1. Windenergie an Land

Vorbemerkungen

Der DIHK hält es für richtig, anders als bei den PV-Freiflächenanlagen, auf eine Projektobergrenze zu verzichten und die Flächenkulisse nicht einzuschränken, um den Wettbewerb anzukurbeln. Dadurch ist eine größere Kosteneffizienz in der Förderung zu erwarten. Die Wahl des späten Ausschreibungszeitraums mit der Erfordernis einer BlmSch-Genehmigung sowie die geringe Erstsicherheit sind ausreichend, um eine angemessene Akteursvielfalt und damit Wettbewerb zu sichern. Es sollte die Aufgabe des Ausschreibungsdesigns sein, einen hinreichenden Wettbewerb um die Förderung zu sichern.

Das gewählte Verfahren sollte generell keine unüberwindbaren bürokratischen Hürden aufbauen. Dies ist mit den vorgelegten Eckpunkten der Fall, so dass auf weitere Maßnahmen für kleinere Ak-

teure verzichtet werden kann. Aufgrund ihrer in der Regel besseren lokalen Verankerung und geringeren Renditeerwartung als große Akteure müssen kleine Akteure auch durch Ausschreibungen nicht per se aufgrund der geringeren Finanzkraft und des schlechteren Zugangs zu Krediten benachteiligt sein.

Materielle Präqualifikation

Die Erstsicherheit sollte erst nach Erhalt des Zuschlags und einer Frist von drei Monaten fällig werden, da dann die Projektrealisierung gewährleistet ist und die Bieter eine entsprechende Bürgschaft erbringen können. Neben dem finanziellen Aufwand ist auch der personelle Aufwand für den Erhalt einer Genehmigung nicht zu unterschätzen. Daher ist die Realisierungswahrscheinlichkeit mit BlmSch-Genehmigung sehr hoch. Aus diesem Grund sollte die Erstsicherheit auch nach Zuschlag für ein Projekt hinterlegt werden können. Zuschläge, die innerhalb der Frist nicht mit einer Erstsicherheit hinterlegt werden, sollten verfallen. Bei einer viermaligen Ausschreibung im Jahr ergeben sich für den Aufwuchs erneuerbarer Energien zu vernachlässigende Verzögerungen.

Bei Vorliegen einer BlmSch-Genehmigung ist schon ein erheblicher Teil der Vorarbeiten erledigt. Projekte sollten daher innerhalb von zwei Jahren nach Zuschlagserteilung realisiert werden können. Die Maximalfrist von 30 Monaten ist angemessen. Windprojekte leiden allerdings immer wieder unter Klagen, die eine erhebliche Zeitverzögerung für Projektrealisierungen bedeuten können. Es ist zudem zu befürchten, dass dieser Mechanismus zukünftig vermehrt strategisch genutzt wird, um Projekte zu verhindern und den Druck vor Ort zu erhöhen. Daher ist es aus Sicht des DIHK auch aus volkswirtschaftlichen Erwägungen heraus notwendig, dass beklagten Projekten eine längere Realisierungsfrist eingeräumt wird. Andernfalls würde sich das Risiko für Investoren deutlich erhöhen, diese somit höhere Risikozuschläge verlangen und im Endeffekt die Kosten für die Stromverbraucher über eine höhere EEG-Umlage steigen. Der Referentenentwurf greift dieses Problem daher zu Recht auf und sieht Verlängerungsmöglichkeiten für Projekte durch die Bundesnetzagentur vor. Zusätzlich sollte ein EEG-Monitoring dieses Problem engmaschig überwachen.

Ausschreibungsrunden

Der DIHK plädiert für eine Erhöhung der Ausschreibungsrunden von drei auf vier im Jahr. Eine mindestens viermalige Ausschreibung im Jahr sichert einen kontinuierlichen Zubau. Zudem besteht für Projekte, die keinen Zuschlag erhalten haben, rasch eine neue Chance, so dass sich Verluste aufgrund einer späteren Realisierung in Grenzen halten. Es sollte darauf geachtet werden, dass die Häufigkeit der Ausschreibung bei Wind und PV identisch ist. Da schon allein aufgrund der Rückbauzahlen bei Wind an Land in den kommenden Jahren von mindestens 1.500 MW Ausschrei-

bungsmenge pro Jahr auszugehen ist, würden bei vier Runden jeweils mindestens 350 MW zur Verfügung stehen. Dies ist eine ausreichende Größenordnung, um einmal im Quartal eine Auktion abzuhalten.

Referenzertragsmodell

Grundsätzlich sollten für alle Wettbewerber um eine Förderberechtigung die gleichen Rahmenbedingungen gelten. Nur dann ist ein tatsächlich intensiver Wettbewerb möglich, der die volkswirtschaftlich effizientesten Ergebnisse bringt. Eine Bevorzugung windarmer Standorte ist volkswirtschaftlich dagegen nicht effizient. Vor dem Hintergrund des schleppenden Netzausbaus und der Versorgungssicherheit wäre es auf der anderen Seite wenig sinnvoll, wenn auf absehbare Zeit die allermeisten Projekte aufgrund der besseren Windbedingungen in Nord- und Nordostdeutschland zum Zuge kämen. Bereits 2015 lagen die Kosten für abgeregelten Strom aus Windanlagen bei über 300 Mio. Euro. Tendenz: Stark steigend.

Es ist volkswirtschaftlich nicht effizient, auch die letzte in einer Wind- oder Solaranlage erzeugbare kWh zu nutzen und damit auf Abregelungen zu verzichten, sofern diese nicht durch sektorübergreifende Pfade volkswirtschaftlich sinnvoll nutzbar gemacht werden kann. Die Kosten für den Netzausbau würden den Nutzen deutlich übersteigen. Um die abzuregelnden Strommengen aber zu minimieren, ist es sinnvoll auch jenseits der EEG-Novelle, Instrumente zu entwickeln, um Teile davon zu verwenden (Stichwort Sektorkopplung).

Die grundsätzliche Weiterführung des Referenzertragsmodells ist nachvollziehbar, da es auch im Binnenland Zubau ermöglicht. Prämisse sollte sein, Überförderung bestimmter Standorte zu vermeiden. Zudem erhöhen nördlich und östlich der bestehenden Netzengpässe errichtete Anlagen die abzuregelnde und zu vergütende Strommenge. Eine Absenkung oder Streichung der Vergütung solcher Strommengen würde Binnenlandstandorte stärken. Die vorgeschlagenen Höchstsätze ergeben annähernd eine Gerade zwischen den 150- und 70-Prozent-Standorten. Es könnte darüber nachgedacht werden, die Gerade bereits bei 60 Prozent mit dem Korrekturfaktor von 1,29 starten zu lassen. Die Senkung des Höchstwerts um ein Prozent ab 2018 trägt der DIHK mit. Neben dem Referenzertragsmodell hängt die Verteilung des Windzubaues wesentlich von verfügbaren Flächen ab. Deshalb sollte in den Regionalplänen auf ausreichend geeignete Flächen geachtet werden. Gleiches gilt für die Bauordnungen der Länder. Zudem kann die unterschiedliche gerichtliche Behandlung von Einsprüchen und bau- sowie betriebsrechtlichen Aspekten zu Verzerrungen führen.

Klar ist: Gleich wo künftig Windenergieanlagen gebaut werden, der Netzausbau bleibt für eine stabile und kostengünstige Stromversorgung oberste Prämisse. Ein stärkerer Zubau neuer Anlagen im Binnenland kann ihn nicht ersetzen. Das zeigen bereits die hohen Redispatchkosten des Jahres 2015.

Sonderregelung für kleine Akteure

Die Akteursstruktur im Bereich Wind an Land ist sehr heterogen. Daher kann nicht per se davon ausgegangen werden, dass Standorte für Windräder allein mit Blick auf eine maximale Rendite ausgewählt werden. Vielmehr ist v. a. bei regional tätigen Projektierern die Wahl von regionalen Faktoren abhängig. Akzeptanz in der Region und die leichte Verfügbarkeit von Flächen sind zentrale Kriterien. Diese Faktoren könnten mit der Einführung einer regionalen Grünstromkennzeichnung noch wichtiger werden und regionale Akteure stärken. Auch deshalb ist eine Bevorzugung windschwacher Standorte nicht sinnvoll.

Über das Referenzertragsmodell hinausgehende Regelungen würden zu einer Aufspaltung des Marktes in verschiedene Unterkategorien führen. Dadurch würden volkswirtschaftlich effiziente Lösungen aufgrund des deutlich verminderten Wettbewerbs zumindest stark eingeschränkt und Unternehmen und Verbraucher mit unnötigen Kosten belastet. Die Anfälligkeit für strategisches Bieterverhalten stiege deutlich. Der DIHK lehnt daher über das Referenzertragsmodell hinausgehende Vorschläge ab. Zudem könnte dies die Debatte um die Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone befeuern. Jeder Schritt in diese Richtung sollte unbedingt vermieden werden.

Die Vorschläge für den Sonderstatus von Bürgerenergiegesellschaften sind sehr restriktiv gefasst. Der DIHK geht daher davon aus, dass sie in der Praxis keine große Relevanz entfalten werden. Das Risiko trotz Zuschlags keine BImSch-Genehmigung zu erhalten, ist groß. Daher werden sich Bürgerenergiegesellschaften in aller Regel nur dann ohne eine solche Genehmigung bewerben, wenn sie mit hoher Sicherheit davon ausgehen können, diese Genehmigung in Kürze zu erhalten. Andernfalls droht der Verlust der Erstsicherheit, was zum Ende der Gesellschaft führen würde.

Zudem weist der DIHK darauf hin, dass auch juristische Personen in sehr vielen Fällen eine hohe lokale und regionale Verankerung haben. Daher empfiehlt der DIHK, die Regelung auch auf juristische Personen zu erweitern.

Rückwirkende Anpassung der Förderzusage

Es ist nachvollziehbar, dass der anzulegende Wert einer Anlage ab dem sechsten, elften und sechzehnten Jahr an den tatsächlichen Ertrag der Anlage in den fünf vorangegangenen Jahren angepasst werden soll (§ 36g Absatz 2). Eine nachträgliche Anpassung der EEG-Vergütungszahlung nach oben, wie im Referentenentwurf vorgesehen, lehnt der DIHK dagegen ab. Dies würde das Risiko für Investoren deutlich verringern und weitgehend auf die Schultern der Stromverbraucher abwälzen. Dadurch könnten erhebliche Kosten auf die EEG-Umlage zukommen.

Dieses Vorgehen passt auch nicht zur Ermittlung der Förderhöhe über Ausschreibungen, da es den Wettbewerb verzerren kann. Es ist dann möglich, über eine vorsätzlich schlechtere Einstufung des eigenen Referenzertrags im Rahmen der Ausschreibungen einen Vorteil durch ein niedrigeres Gebot zu erlangen. Nach fünf Jahren könnte dann eine Nachzahlung aus dem EEG erfolgen. Zudem könnte ein Fehlanreiz entstehen, zu optimistisch in die Ausschreibung zu gehen und dann einen Ausgleich trotz Fehlplanung zu erhalten. Zumindest auf eine Nachzahlung aus dem EEG-Konto sollte daher verzichtet werden.

2. Windenergie auf See

Da es sich bei Windparks auf See um große und sehr kapitalintensive Projekte mit hohen Förderkosten aufgrund der hohen Volllaststunden handelt, sollte stark auf die Kosten geachtet werden, die ein Ausschreibungsdesign verursacht. Nichtgenutzte Netzkapazitäten und Windparks ohne Stromanschluss wie in der Vergangenheit sollten vermieden werden. Gleichzeitig benötigt die Offshorebranche aufgrund der sehr langen Projektlaufzeiten Planungssicherheit. Die Einführung einer Übergangslösung ist verständlich, da in Deutschland viele Projektrechte bereits vergeben sind und sonst ein erheblicher Eingriff in den Vertrauensschutz stattfinden würde und wird daher vom DIHK mitgetragen.

Probleme können beim Wechsel auf Ausschreibungen für Windparks entstehen, die bereits genehmigt sind, sich aber in den ersten Ausschreibungsrunden nicht durchsetzen können. Der DIHK hatte in seiner Stellungnahme zu den Eckpunkten vorgeschlagen, solche Projekte nach dem Handelsgesetzbuch zu kompensieren. Der Referentenentwurf schlägt nur vor, genehmigte Windparks, die bei den Ausschreibungen 2021 bis 2024 leer ausgehen, in der nächsten Runde mit der Einführung des zentralen Modells bevorzugt zu behandeln. Der DIHK trägt diese Vorgehensweise grundsätzlich mit.

Der DIHK unterstützt, dass die Ausbautvorgabe für Wind auf See sich im Rahmen des Korridors bewegen und gleichmäßig erfolgen soll, um Planungssicherheit sowohl für die Offshoreindustrie als

auch die Stromkunden zu gewährleisten. Eine Anhebung der Offshore-Zubaumenge würde aufgrund der Verknüpfung der Strommengen über die „Weltformel“ – sofern diese Gesetzeskraft erlangt – der verschiedenen EE-Technologien insbesondere zu Lasten der im Vergleich günstigeren Onshoreanlagen gehen. Mit Blick auf die bereits jetzt bestehenden Netzengpässe und die daraus resultierenden Redispatchkosten ist eine Erhöhung der Zubaumenge für Wind auf See zudem volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.

Sinnvoll ist hingegen, dass dieses Jahr entgegen des Netzentwicklungsplans Netzanschlüsse für die Nordsee für die Jahre 2021 und 2022 beauftragt werden sollen. So wird Planungssicherheit für die Branche durch einen kontinuierlichen Zubau gewährleistet.

In den ersten Entwürfen zum EEG 2016 war ein Zwischenziel für 2025 von 11.000 MW enthalten. Der DIHK hält dieses für sinnvoll, um einen gleichmäßigen Zubau zu erhalten und Planungssicherheit für Investoren und Stromkunden zu vergrößern. Daher sollte das Zwischenziel ins Gesetz aufgenommen werden.

3. Photovoltaik

Die ersten vier Ausschreibungsrunden bei PV-Freiflächenanlagen wertet der DIHK als Erfolg und als Zeichen dafür, dass erneuerbare Energien reif für mehr Wettbewerb sind. Anders als befürchtet, haben auch kleinere Akteure Zuschläge erhalten. Zudem sind die Kosten für neue Anlagen von Ausschreibungsrunde zu Ausschreibungsrunde auf jetzt 7,41 Cent/kWh gesunken. Der Wettbewerb um die Förderung hat also seine Wirksamkeit bewiesen. PV-Freiflächenanlagen sind auf einem guten Weg, in absehbarer Zeit ohne Förderung auskommen zu können, wenn Rahmenbedingungen wie der Zugang zum Regelenergiemarkt oder die Vergabe von Herkunftsnachweisen verbessert werden.

Der DIHK unterstützt daher ausdrücklich, dass das bestehende Ausschreibungsdesign der Freiflächenausschreibungsverordnung in das EEG 2016 weitgehend unverändert übernommen werden soll.

Der DIHK befürwortet eine gemeinsame Ausschreibung von Freiflächen- und großen Dachanlagen, unter der Voraussetzung, dass Eigenerzeugung bei großen Dachanlagen erlaubt ist. Dadurch könnte der Wettbewerb gestärkt werden. Derzeit erscheint es zweifelhaft, ob es im kleinen Segment große Dachanlagen ausreichend Wettbewerbsintensität für eine separate Ausschreibung gibt. Die grundsätzlichen Nachteile von Dachanlagen bei den Kosten könnten über eine schnellere Fertigstellung der Anlagen und damit einen früheren Zugang zu Fördermitteln sowie die Nutzung zur Eigenerzeugung kompensiert werden. Sollte Eigenerzeugung für Dachanlagen verboten werden, sollte zumindest ein regelmäßiges Monitoring aufgenommen werden. Sollte sich herausstellen, dass

Dachanlagen gegen Freiflächenanlagen nicht oder kaum zum Zuge kommen, sollte an dieser Stelle nachgesteuert werden.

Der DIHK hält die Projektgrenze von 10 MW nach wie vor für zu gering und empfiehlt diese auf mindestens 25 MW anzuheben. Größere Anlagen haben Kostenvorteile. Dieser fällt zwar deutlich geringer aus als etwa bei konventionellen Kraftwerken, dennoch ergeben sich signifikante volkswirtschaftliche Vorteile. Zudem hat sich die Befürchtung, dass kleine Akteure bei Ausschreibungen keine Chance haben, nicht bewahrheitet, wie die ersten drei Runden bei den PV-Freiflächenanlagen zeigen.

Es werden nur solche Dachflächen an Ausschreibungen teilnehmen, bei denen die Statik überprüft wurde. Zudem wurde vom Projektierer im Vorfeld mit hoher Wahrscheinlichkeit Kontakt zu Lieferanten von Modulen und Installateuren aufgenommen. Daher ist die Frist von einem Jahr angemessen. Gleiches gilt für den Abschlag.

Der DIHK trägt die Streichung des Nachrückverfahrens mit. Da die nicht in Anspruch genommenen Zuschlagsmengen auf die nächste Ausschreibungsrunde übertragen werden, ist die Einhaltung der Ausbauziele gewährleistet.

4. Eckpunkte zur Ausschreibung Biomasse

Die Bioenergie kann in allen drei Energiesektoren, Strom, Wärme, Verkehr einen Beitrag zur Energiewende leisten. Schon heute spielen Bioenergieanlagen bei der Frequenzsicherung in den Regelenergiemärkten sowie der leitungsgebundenen Wärmeversorgung eine wichtige Rolle. Um die spezifischen Stärken von Bioenergieanlagen als Ergänzung von Sonne und Wind im Stromsektor sowie als erneuerbare Energie im Wärmesektor einsetzen zu können, sollten sie in den nächsten Jahren umfassend flexibilisiert sowie die Wärmeauskopplung ausgebaut werden. Auch die Übernahme weiterer Systemdienstleistungen neben der Frequenzsicherung erscheint zielführend. Darüber hinaus erfüllt die Bioenergie weitere wichtige Funktionen, die über den engen rein energiepolitischen Blick deutlich hinausgehen: Die Vergärung von Gülle und Mist in Biogasanlagen sowie die Nutzung von Gärprodukten als Düngemittel reduziert den THG-Ausstoß im Landwirtschaftssektor.

Der DIHK bewertet die Einführung von Ausschreibungen für Biomasseanlagen grundsätzlich skeptisch. Der im EEG 2014 verankerte Zubaudeckel von 100 MW brutto und die geplante Ausschreibungsmenge deutlich unterhalb dieses Wertes werden voraussichtlich nicht zu einem im Vergleich mit dem Status quo kosteneffizienten Ergebnis führen. Sollten Ausschreibungen für dieses Segment eingeführt werden, plädiert der DIHK für einen ambitionierten Höchstwert, um die Zusatzkosten für

die Stromkunden zu begrenzen. Auch könnte der Höchstwert für Biomasse an den Höchstwert einer anderen Technologie gekoppelt werden (z. B. doppelter Wert von Wind an Land), um auch in diesem Bereich eine weitere Kostendegression anzustoßen.

Zu überlegen ist sicherlich, wie mit dem Bestand umzugehen ist, der derzeit rund 30 Prozent des erneuerbaren Stroms erzeugt. Bioenergie stellt gesicherte Leistung zur Verfügung, die aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2022 eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit spielen kann. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen des EEG 2014 ist zu erwarten, dass die Mehrzahl der Anlagen nach dem Ende der Förderung abgeschaltet wird. Eine erneute Förderung bestehender Anlagen ist ordnungspolitisch bedenklich und sollte daher nur unter Einhaltung strenger Effizienzkriterien oder Flexibilitätsanforderungen möglich sein.

Für den Betreiber eines Altholzkraftwerks, bei dem beispielsweise eine große Turbinenrevision ansteht, deren Vergütungsberechtigung aber nur noch fünf Jahre gilt, kann es betriebswirtschaftlich sinnvoller sein, die Anlage vorzeitig außer Betrieb zu nehmen. Die Fragen, ob Bioenergie ebenfalls in Ausschreibungen überführt wird und ob sich Bestandsanlagen daran beteiligen können, sollte rasch geklärt werden, um für die Branche Planungssicherheit herzustellen.

Der Referentenentwurf würde dazu führen, dass Altholzkraftwerken keine Zukunftsperspektive in einem Ausschreibungssystem für Biomassebestandsanlagen hätten. Durch das Zuweisen eines neuen Inbetriebnahmezeitpunktes in § 39a Abs 2 EEG 2016 für bezuschlagte Anlagen und das Abstellen auf die zum Zeitpunkt des Zuschlages gültige Fassung der BiomasseV, schließt man Altholzkraftwerke von einem Weiterbetrieb aus. Um Altholzanlagen weiterbetreiben zu können, sollte in § 39a Abs 2 EEG 2016 ein zwingender Verweis auf die jeweilige BiomasseV zum Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebnahme aufgenommen werden.

Ein solcher Verweis ist nicht neu und wurde zum Beispiel bereits 2013 im Rahmen der „Zweiten Verordnung zur Änderung der Energiesteuer- und der Stromsteuer-Durchführungsverordnung“ vorgenommen. Dadurch wird den Altholzkraftwerken ermöglicht, auch bei einer sog. „Neuinbetriebnahme“ der Anlage diejenigen Stoffströme einzusetzen (und nur diese), für die sie letztendlich genehmigt worden sind. Eine neuerliche Novellierung der Biomasseverordnung kann so vermieden werden.

Nach § 39a sieht der Gesetzgeber vor, Ausschreibungen auch für Bestandsanlagen zu öffnen. Dann ist aber eine Gleichbehandlung der unterschiedlichen Bioenergieträger essentiell. Ansonsten würden einige Marktteilnehmer Vorteile erhalten. Um die Systemkosten des EEG spürbar gegen-

über dem Status Quo zu senken, kann die Einbeziehung von Biomasse-Bestandsanlagen nur das Ziel verfolgen, dass die kostengünstigsten Anbieter von Biomasse-Strom zum Zuge kommen.

Sollten Biomasseausschreibungen kommen, plädiert der DIHK wie bei PV auch, Eigenerzeugung in den Ausschreibungen nicht auszuschließen.

Die Limitierung der Gebotsmenge auf 20 MW schließt v. a. größere Kraftwerke von dem Verfahren aus. Dieser Ausschluss beschränkt den Wettbewerb und die Akteursvielfalt unnötig. Deshalb sollten größere Anlagen nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden. Überschusskapazitäten könnten zudem bei nachfolgenden Auktionen teilnehmen.

Zudem ist die Begründung, dass zu viele große Anlagen zugebaut werden, unbegründet, da es sich hierbei sowieso um Bestandsanlagen handelt.

E) Formel zur Berechnung der Ausschreibungsmenge Wind an Land und Ausbaurridor

Der DIHK lehnt die Formel zur Berechnung der Ausschreibungsmenge Wind an Land ab. Gepaart mit einer Mindest- und einer Höchstausschreibungsmenge besteht die Möglichkeit, dass der Korridor nach unten bzw. nach oben deutlich über- bzw. unterschritten wird. Der wichtigste Parameter der Formel ist der Stromverbrauch im Jahr 2025. Derzeit ist vollkommen unklar, wie er sich entwickeln wird. Auf der einen Seite kann vor allem auch durch eine Änderung der Rahmenbedingungen das Thema Sektorkopplung einen erheblichen Schub bekommen und dadurch der Stromverbrauch steigen. Zudem führt auch die Digitalisierung der Wirtschaft (Industrie 4.0) zu einer steigenden Elektrifizierung. Auch könnte eine gute konjunkturelle Entwicklung oder ein kalter Winter den Stromverbrauch steigen lassen. Auf der anderen Seite ist seit einiger Zeit eine Desinvestition energieintensiver Industrien am Standort Deutschland festzustellen. Auch die Einführung von Energiemanagementsystemen und die Durchführung von Energieaudits bei Nicht-KMU könnten den Stromverbrauch in der Wirtschaft an verbleibenden Standorten deutlich sinken lassen. Daneben spielen auch konjunkturelle Faktoren eine wichtige Rolle. Die Formel kann diese große Bandbreite möglicher Entwicklungen der Stromnachfrage ab ihrer Anwendung im Jahr 2017 nicht ausreichend abbilden.

Fraglich ist zudem bei Wind an Land, in welchem Umfang Anlagen tatsächlich abgeschaltet werden. Bei einer Abschaltung und Ersatz von nur 10 GW würde bei konstantem Bruttostromverbrauch ab dem Jahr 2019 rund 1.300 MW (brutto) zugebaut. Dies wäre deutlich von den im EEG 2014 zugesagten 2.500 MW netto entfernt. Die Windbranche weist zudem zu Recht darauf hin, dass Wind an

Land derzeit die kostengünstigste EE-Technologie ist und dabei hilft, den Anstieg der EEG-Umlage zu dämpfen.

Die Anwendung der Formel hätte zudem erhebliche Auswirkungen auf die Windindustrie, da Wind an Land als Residualkategorie vorgesehen ist. Bei deutlich sinkendem Stromverbrauch, wie ihn auch das Energiekonzept 2010 der Bundesregierung als Ziel aufführt, wäre abgesehen von Repowering unter Umständen kein Zubau an Onshore-Windanlagen mehr nötig, um den Korridor von 40 bis 45 Prozent EE-Strom am Bruttostromverbrauch zu erreichen. Gleichzeitig würde ein starker Anstieg des Stromverbrauchs die Neuinstallation mehrerer Tausend MW jedes Jahr notwendig machen. Planungs- und Investitionssicherheit würden für die Branche erheblich beeinträchtigt.

Der DIHK empfiehlt daher auf die Formel zumindest bis zum Jahr 2020 zu verzichten. Stattdessen sollten Mengen für die Ausschreibungen für Wind an Land festgelegt werden. Dies verschafft der Windindustrie auch eine bessere Planungssicherheit.

Der im EEG 2014 festgelegte Korridor von 40 bis 45 Prozent Strom aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch sollte aber beibehalten werden, um Planungssicherheit auch für Betreiber konventioneller Anlagen zu erhalten. Der DIHK empfiehlt, vorerst auf die Mitte des Korridors abzu zielen. Dies würde die Wahrscheinlichkeit deutlich verringern, dass der Korridor über- oder unterschritten wird. Da nicht davon ausgegangen werden kann, dass alle Projekte, die einen Zuschlag erhalten haben, auch tatsächlich innerhalb der Fristen gebaut werden, sollte auf einen Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 43 Prozent abgezielt werden. Dies gilt insbesondere auch vor dem Hintergrund der stetig steigenden Redispatchkosten, die 2015 bereits die Milliardengrenze überschritten haben. Die Akzeptanz der Energiewende wird in den kommenden Jahren vor allem auch an dieser Frage hängen.

Sollte sich im Jahr 2020 herausstellen, dass der Netzausbau bzw. die Planungs- und Genehmigungsverfahren gut vorankommen und es zumindest eine gute Chance auf eine Fertigstellung der wichtigsten Leitungen bis 2025 gibt, kann dann auch auf den oberen Rand des Korridors abgezielt werden. So ergibt sich eine deutlich verbesserte Verknüpfung zwischen dem Ausbau erneuerbarer Energien und dem Netzausbau.

F) Vorschläge zur besseren Integration erneuerbarer Energien

Ausschreibungen sind bei richtiger Ausgestaltung ein Mittel, um mehr Wettbewerb um eine Förderung zu initiieren. Ausschreibungen sind aber kein Mittel um die Marktintegration erneuerbarer

Energien zu verbessern. Die momentane Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber (bei Einspeisevergütung) bzw. durch Direktvermarkter (bei gleitender Marktprämie) am Day-ahead-Markt führt zu folgenden Effekten:

- Senkung des Börsenpreises durch den sog. Merit-Order-Effekt
- Vermarktung des Ökostroms als Graustrom, da Anlagenbetreiber keine Zertifikate bekommen – die „grüne“ Eigenschaft des Stroms bleibt unberücksichtigt
- Verramschen des Stroms aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit der Einspeisung von Wind- bzw. Solaranlagen

Erneuerbare Energien machen sich also nicht nur gegenseitig „die Preise kaputt“; der aus diesen Anlagen erzeugte Strom kann auch nicht zu fairen Preisen verkauft werden, da die „grüne Eigenschaft“ des Stroms nicht zur Vermarktung eingesetzt werden kann. Ursachen dafür sind die gleitende Marktprämie, die sich nach dem Spotmarktergebnis richtet, so dass Direktvermarkter auch nur dort vermarkten und das sog. Doppelvermarktungsverbot, das geförderten Anlagen den Erwerb von Herkunftsnachweisen verbietet. Erneuerbare können aber nach Einschätzung des DIHK mehr, als dass sie am Spotmarkt verkauft werden müssten. Zudem bestehen Nachfrage und Zahlungsbereitschaft nach zertifiziertem deutschem bzw. regionalem Grünstrom, die derzeit nicht befriedigt werden kann.

Der DIHK spricht sich daher für die Ausschreibung einer fixen Marktprämie aus. Mittelfristig ist dadurch ein kosteneffizienterer Ausbau zu erwarten, weil erneuerbaren Energien der Weg an die Terminmärkte geöffnet wird und die vorhandene Nachfrage und Zahlungsbereitschaft nach deutschem bzw. regionalem Grünstrom aktiviert werden kann. Der künftige Zubau sollte immer mehr nachfragegetrieben erfolgen und Förderung dadurch Schritt für Schritt überflüssig werden. Daneben sollte auch unabhängig von der Frage, ob eine gleitende oder fixe Marktprämie auktioniert wird, ein Mengenkontingent analog zur KWK-Förderung eingeführt werden. Dies hat folgenden Vorteil: EE-Anlagen, solange sie in der Förderung sind, werden bei Strompreisen in Höhe der variablen Kosten der Anlage die Stromerzeugung einstellen. Das Marktpreissignal (niedrige Preise aufgrund hoher Einspeisung und/oder geringer Nachfrage) kommt besser zur Geltung. In den Ausschreibungen sollte daher eine fixe Prämie auktioniert werden. Die Rückkehroption in die Einspeisevergütung für Bestandsanlagen sollte bei einem Wechsel in die Direktvermarktung gestrichen werden.

Voraussetzung für eine verbesserte Vermarktung erneuerbarer Energien ist: Alle neuen Anlagen erhalten Herkunftsnachweise. Die Vergabe solcher Nachweise an bestehende Anlagen sollte geprüft werden. Das BMWi sollte sich im Rahmen der Novelle der Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien dafür einsetzen, dass es eine europaweite Pflicht gibt, alle EE-Anlagen mit Herkunftsnachweisen auszustatten.

Sollte sich das BMWi nicht zu einer generell besseren Marktintegration bereifinden, sollten die Möglichkeiten einer alternativen Grünstromvermarktung, wie sie exemplarisch mit dem Grünstrommarktmodell entwickelt wurden, ebenfalls in der EE-Richtlinie verankert und in Deutschland rasch umgesetzt werden. Eine regionale Grünstromkennzeichnung ist zwar ein Fortschritt gegenüber dem Status quo, fördert aber keine bessere Marktintegration von EE-Anlagen.

G) Eigenerzeugung und Eigenversorgung

1. Vorbemerkungen

Die Energiewende hat - nur teilweise beabsichtigt - den Trend zur Eigenerzeugung bei Privatpersonen und Unternehmen gestärkt. Besonders Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Erneuerbare (Photovoltaik) erfreuen sich dabei großer Beliebtheit. Betriebliche Gründe für den Ausbau der Eigenerzeugung sind mehr Versorgungssicherheit, bessere Planbarkeit des zu entrichtenden Strompreises, oft auch insgesamt geringere Kosten für Strom und Wärme sowie eine Verringerung von Emissionen. Eigenerzeugung ist ein logisches Ergebnis der politisch gewollten Dezentralisierung der Energieerzeugung und leistet einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der EEG- und KWK-Ziele.

Der Gesetzgeber hat mit den vergangenen EEG-Novellen die Rahmenbedingungen für die Eigenerzeugung (seit EEG 2014 bei neuen Anlagen Eigenversorgung) sukzessive und massiv verschlechtert. Insbesondere die Belastung mit EEG-Umlage bei Neuanlagen hat zu einem deutlichen Rückgang des Zubaus geführt.

Der DIHK setzt sich aus diesen Gründen weiterhin für eine Freistellung aller Eigenerzeugungs- und -versorgungsanlagen von der EEG-Umlage ein. Das Problem ist nicht, dass auf selbstverbrauchten Strom keine EEG-Umlage zu entrichten ist, sondern dass die Umlage eine solche Höhe erreicht hat. Daher sollte anstatt den Selbstverbrauch zu belasten, darüber nachgedacht werden, wie die Umlage gesenkt bzw. ganz oder in Teilen anders finanziert werden kann.

Der DIHK bittet zudem die Bundesregierung darum, sich bei der EU Kommission intensiv für den Bestandsschutz einzusetzen. Eine Belastung des Bestands kann zur direkten Abschaltung von Anlagen führen und wird sicher die Modernisierung bestehender Anlagen erschweren bzw. verhindern, wie auch das BMWi im Evaluierungsbericht der bestehenden Regelung schreibt.

2. Bestandsanlagen (Eigenerzeugungsanlagen)

Der Leitfaden Eigenversorgung der Bundesnetzagentur äußert sich auch zum Thema Bestandsanlagen. Nach dieser Interpretation führt ein zweimaliger Austausch des Generators bzw. bei PV-

Anlagen des Moduls zu einem Ende des Status Bestandsanlage. Anlagen würden dann wie Neuanlagen behandelt und entsprechend mit EEG-Umlage belegt. Dies steht im eklatanten Widerspruch zum Willen des Gesetzgebers, bestehende Eigenerzeugungsstrukturen zu erhalten.

Der Leitfaden vertritt die Auffassung, dass eine Bestandsanlage nach § 61 Abs. 3 Satz 2 Nummer 1 oder 2 EEG nur einmal erweitert, modernisiert oder ersetzt werden darf, da sie dann eine Bestandsanlage nach Nummer 3 wird. Die Interpretation der BNetzA widerspricht auch dem Willen des Gesetzgebers, der sich in § 1 Absatz 1 EEG 2014 äußert. Demnach dient das Gesetz der Förderung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie des Klima- und Umweltschutzes. Die Auslegung der BNetzA würde dazu führen, dass auch im Sinne des Klimaschutzes sinnvolle Modernisierungen unterbleiben und die Anlagen auf Verschleiß gefahren würden.

Bei PV-Anlagen stellt der Leitfaden auf das einzelne Modul als Anlage ab. Nach § 51 Absatz 4 EEG 2014 hat die Ersetzung eines Moduls aufgrund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls keinen Einfluss auf die EEG-Vergütung, die sich aus der Erstinbetriebnahme der Anlage ergibt. Sollte diese Regelung nicht auf PV-Eigenerzeugungsbestandsanlagen angewandt werden, würde z. B. ein zweimaliger Hagelschaden zum Verlust des Bestandsprivilegs führen. Gleichzeitig würde für die ins öffentliche Netz eingespeisten Strommengen und die daran geknüpfte Förderung nach dem EEG weiterhin das Inbetriebnahmedatum gelten. Diese Auslegung des Leitfadens kann daher aus Sicht des DIHK nicht im Sinne des Gesetzgebers sein.

Die Befürchtung, durch Mehrfachersetzungen die gesetzliche Limitierung der Leistungserhöhung um 30 Prozent zu umgehen, kann dadurch begegnet werden, indem in das EEG 2016 der Passus aufgenommen wird, dass sich die 30 Prozent auf die installierte Leistung zum Stichtag 31.07.2014 bezieht. Andernfalls haben die Unternehmen keine Rechtssicherheit und Investitionen in Bestandsanlagen würden unterbleiben – zum Schaden der Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen und des Klimaschutzes.

Eine „Umhängung“ einer Eigenerzeugungsanlage ist nach Auffassung der BNetzA nur unter dem Verlust des Status Bestandsanlage möglich. Auch dies stellt einen erheblichen Eingriff in die unternehmerischen Freiheiten dar. Artikel 14 Grundgesetz schützt die Herrschafts- und Nutzungsbefugnis und damit auch die Freiheit, über diese vermögenswerten Güter zu verfügen oder diese zu veräußern. Zudem ist die Auslegung nach Auffassung des DIHK auch nicht sachgerecht. Klar ist: Die gesetzliche Regelung schließt einen Handel mit Eigenerzeugungsanlagen aus. Eine „Umhängung“ im Konzernverbund ohne Wechsel des Standorts sollte aber mit der gesetzlichen Regelung möglich sein. Der DIHK bittet um Klarstellung im Rahmen des EEG 2016.

3. Neue Anlagen (Eigenversorgungsanlagen)

Neben der Belastung mit EEG-Umlage wurden auch die sonstigen Rahmenbedingungen mit dem EEG 2014 stark eingeschränkt und zuletzt mit dem Entwurf zum Leitfaden Eigenversorgung der Bundesnetzagentur weiter eingeschränkt. Laut Leitfaden ist Eigenversorgung nur dann möglich, wenn die Anlage auf einem abgegrenzten Betriebsgelände steht und die Anlage dem Unternehmen auch gehört. Mehrpersonenverhältnisse sind nach Interpretation der Bundesnetzagentur so gut wie ausgeschlossen. Dies macht Eigenerzeugung in der betrieblichen Praxis in vielen Fällen unmöglich. Der DIHK empfiehlt daher:

- **Abstellen auf den räumlichen Zusammenhang** (§ 5 Nummer 12): Um volkswirtschaftlich sinnvolle Eigenversorgungsanlagen zu ermöglichen und Rechtsunsicherheit abzubauen, schlägt der DIHK vor, in § 5 Nummer 12 unmittelbar zu streichen. Der aktuelle Paragraph schafft keine Rechtssicherheit. So kann eine Straße oder ein Fluss, die ein Betriebsgelände teilen, den unmittelbaren Zusammenhang stören. Im Stromsteuerrecht wird zudem nur auf den räumlichen Zusammenhang abgestellt. Daher sollte auch im Sinne einer einheitlichen Rechtspraxis auf den räumlichen Zusammenhang abgestellt werden.
- **Mehrpersonenkonstellationen ermöglichen** (§ 5 Nummer 12): Neben der Streichung des unmittelbar sollte eine Ergänzung in diesen Paragraphen aufgenommen werden, dass auch Mehrpersonenkonstellationen möglich sind. So führt nach Interpretation der Bundesnetzagentur bereits eine vorübergehende Aufspaltung eines Unternehmens zum Erlöschen des Status einer Anlage als Eigenversorgungsanlage. Auch eine Nutzung einer Eigenversorgungsanlage im Konzernverbund ist nach dieser Auslegung nicht möglich. Dies geht an der betrieblichen Praxis weit vorbei. Viele Unternehmen vereinen mehrere Tochterunternehmen an einem Standort unter einem Dach. Die Aufspaltung und Wiedereingliederung gehört zum Unternehmensalltag. Sollte sich diese Interpretation durchsetzen, wäre dies ein massiver Eingriff in die unternehmerische Organisationsfreiheit.
- **ORC-Anlagen**: Solche Anlagen sollten KWK- und EE-Anlagen gleichgestellt werden und daher ab 2017 mit 40 Prozent EEG-Umlage belastet werden. Andernfalls wird die volkswirtschaftlich und klimapolitisch sinnvolle Nutzung von Abwärme in vielen Fällen verhindert.

4. Sonderfälle Eigenversorgung

Des Weiteren sieht der DIHK auch bei den im EEG 2014 verankerten Sonderfällen zur Eigenversorgung Klarstellungsbedarf.

- **Abstimmung aufs Quartal:** Bei den Ausnahmeregelungen von der Zahlung der EEG-Umlage (Inselanlagen, vollständige Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien ohne EEG-Förderung) stellt der Leitfaden Eigenversorgung der Bundesnetzagentur durchgehend auf das Kalenderjahr ab, ohne dafür eine überzeugende Begründung zu liefern. Nach Auffassung des DIHK wären auch andere Zeiträume für den jeweiligen Nachweis mit dem Wortlaut des Gesetzes vereinbar. Der DIHK spricht sich für eine quartalsweise Auslegung der Regelungen aus. Dies ließe auch den Unternehmen genügend Spielraum, schließlich müssen auch Eigenversorgungsanlagen mindestens einmal im Jahr gewartet werden. Andernfalls müsste eine vollständige redundante Zweiterzeugung vorgehalten werden und würde solche Modelle vollständig unattraktiv machen. Vom Gesetzgeber sind sie jedoch ausdrücklich gewollt. Daher sollte ins EEG 2016 eine Klarstellung aufgenommen werden, dass sich die Regelungen auf das Quartal beziehen.
- **Klärung des Begriffs Inselanlage:** Die Aussagen zum Inselnetz im Leitfaden Eigenversorgung der Bundesnetzagentur bleiben vage. Zum Beispiel wird nicht geklärt, ob auch die Stromversorgung von z. B. Schiffen, die ja nur zu bestimmten Zeiten Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen unter diese Regelung fallen. Immerhin leitet sich gerade das Thema „Schiffe“ selbst aus der Begründung zum EEG 2014 ab (vgl. BT-Drucksache 18/1304, S. 154). Die Begründung führt aus: „Hiervon sind beispielsweise Schiffe erfasst, die sich weit überwiegend auf Gewässern aufhalten, aber zwischen- durch für wenige Stunden oder im Ausnahmefall auch einmal für wenige Tage im Hafen landseitig an das Netz angeschlossen werden.“ Laut Aussage des Leitfadens wären solche vorübergehenden Anschlüsse an das öffentliche Netz nicht möglich. Dies widerspricht eklatant dem Willen des Gesetzgebers. Durch die Verbreitung von Elektro- fahrrädern ist dies eine für die Praxis sehr relevante Fallkonstellation. Daher sollte dies zumindest in der Begründung zum EEG 2016 nochmals explizit klargestellt werden.
- **Unklarheiten bei der Definition der vollständigen EE-Selbstversorgung ohne EEG-Förderung beseitigen:** Die Bundesnetzagentur interpretiert den Gesetzestext des EEG 2014 dahin, dass diese Regelung nur greift, wenn alle Standorte eines Unternehmens die Kriterien erfüllen. Dies widerspricht der Unternehmenspraxis. Schließlich kann die gleiche juristische Person mehrere Unternehmensteile an verschiedenen Standorten betreiben – teilweise mit, teilweise ohne Eigenversorgung. Gegen die Auslegung der BNetzA spricht auch, dass bei der Besonderen Ausgleichsregel des EEG (und auch bei anderen Sonder- und Ausgleichsregelungen) auf die jeweilige Abnahme- stelle abgestellt wird. Eine Inanspruchnahme der Regelung für alle Standorte durch einen Antrag ist folglich ausgeschlossen. Daher sollte aus Sicht des DIHK immer auf den jeweiligen Standort abgestellt und dies im Gesetzestext bzw. zumindest in der Begründung klargestellt werden.

H) **Stromdirektlieferung**

Die Stromdirektlieferung, bei der der Betreiber der Erzeugungsanlage einem anderen ohne Nutzung des öffentlichen Netzes Strom zur Verfügung stellt, sollte der Eigenversorgung gleichgestellt werden, um z. B. Contractingmodelle, aber auch die gemeinsame Nutzung von Anlagen durch mehrere Partner zu ermöglichen. Die Gleichstellung könnte auch dabei helfen, bestehende rechtliche Probleme bei der Verpachtung von Anlagen zu mildern.

I) **Besondere Ausgleichsregelung**

1. **Einführung eines gleitenden Einstiegs bei der Stromkostenintensität**

Die Besondere Ausgleichsregelung ist für viele Unternehmen der Rettungsanker für eine Produktion am Standort Deutschland. Die scharfe Abschneidegrenze von 17 bzw. 20 Prozent Stromkostenintensität kann über Wohl und Wehe von Unternehmen entscheiden. Nach Aussagen des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) wäre der Bestand jedes vierten Betriebs sofort gefährdet, wenn diese die volle EEG-Umlage entrichten müssten. Gleichzeitig kann diese Schwelle dazu führen, dass Energieeffizienzmaßnahmen unterbleiben, um nicht Gefahr zu laufen, unter die Schwelle zu rutschen. Dies ist weder im Sinne der Energiewende noch der Unternehmen.

Der DIHK rät daher dringend, einen gleitenden Einstieg in die Besondere Ausgleichsregelung zu schaffen. Dadurch können auch Wettbewerbsverzerrungen innerhalb von Branchen zumindest deutlich gemildert werden.

2. **Ausweitung der Härtefallregelung auf Unternehmen der Liste 1**

Branchen der Liste 1 wird per Definition bestätigt, dass sie strom- und handelsintensiv und daher besonders schutzbedürftig sind. Dies trifft auch auf Unternehmen dieser Branchen zu, die in Vergangenheit von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren konnten, jetzt allerdings nicht mehr die geforderte Stromkostenintensität erreichen.

Die Anwendung von Durchschnittsstrompreisen zur Berechnung der Stromkostenintensität wird dazu führen, dass weitere Unternehmen aus der Besonderen Ausgleichsregelung herausfallen. Während Unternehmen der Liste 2 ins Netz der Härtefallregelung fallen und die EEG-Umlage auf 20 Prozent begrenzt wird, gibt es keine analoge Regelung für Unternehmen der Liste 1. Für sie greift die Verdoppelungsregelung, die dazu führt, dass solche Unternehmen ab 2019 die volle EEG-Umlage bezahlen müssen. Für diese Unternehmen würde die Wettbewerbsfähigkeit massiv beeinträchtigt, da die Begrenzung der EEG-Umlage bei vielen Unternehmen darüber entscheidet, ob

noch wirtschaftlich produziert werden kann oder nicht. Dies hätte wiederum Folgewirkungen auf in der Wertschöpfungskette nachgelagerte Unternehmen und damit den Standort Deutschland. Der DIHK empfiehlt daher dringend, dass die Härtefallregelung auch auf Unternehmen der Liste 1 angewandt wird. Aus europarechtlicher Sicht spricht hier nichts dagegen.

3. Änderung der Durchschnittsstrompreisverordnung

Bei der Durchschnittsstrompreisverordnung ist aus Sicht des DIHK eine wesentliche Änderung notwendig. Derzeit werden die Netzentgelte bei der Berechnung des Strompreises mit einbezogen. Ein fairer Vergleich ist allerdings nur möglich, wenn dieser Preisbestandteil bei der Berechnung von Durchschnittsstrompreisen komplett außen vor gelassen wird. Denn: Die regionale Spreizung der Netzentgelte hat in den vergangenen Jahren eher zu- als abgenommen. Zudem haben die Unternehmen keine Möglichkeit, den Netzbetreiber zu wechseln und – abgesehen von Sondernetzentgelten – anders als bei den Strombezugskosten, keine Möglichkeit der Einflussnahme auf diese Preiskomponente.

Da es auch keine regionalen Kriterien für die Einteilung der Gruppen zur Berechnung der Durchschnittsstrompreise gibt, ist fraglich, ob die Gruppeneinteilung (8 x 8) die hohen Netzentgelte z. B. vieler ostdeutscher Unternehmen angemessen berücksichtigt. Im schlimmsten Fall könnten Unternehmen, die sowieso bereits unter hohen Netzentgelten leiden, aus der Besonderen Ausgleichsregelung herausfallen, da nicht die realen Stromkosten, sondern vergleichsweise niedrige Durchschnittsstrompreise im Antragsverfahren zu Grunde gelegt würden. Daher bittet der DIHK dringend darum, die Netzentgelte unberücksichtigt zu lassen und dies im EEG 2016 klarzustellen.

4. Senkung der Bürokratiebelastung für kleinere Unternehmen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung

Kritisch zu sehen, ist die bürokratische Belastung kleiner Unternehmen bei Beantragung der Besonderen Ausgleichsregelung. Die Schwelle von 10 GWh wurde mit der Novelle 2011 zu Recht auf 1 GWh abgesenkt, um kleinere stromintensive Unternehmen nicht zu diskriminieren und mehr Gerechtigkeit innerhalb von Branchen zu erreichen. Die hohe bürokratische Belastung konterkariert dieses Anliegen. Der DIHK schlägt deshalb vor:

Als "Unternehmen" werden derzeit gem. § 5 Nr. 34 EEG 2014 lediglich rechtsfähige Personenvereinigungen oder juristische Personen anerkannt. Dies führt zur Benachteiligung von Einzelunternehmen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung. Obwohl Einzelunternehmen alle Voraussetzung gem. §§ 63 ff. erfüllen, wird ihr EEG-Begrenzungsbescheid nicht auf 15 Prozent für den Stromanteil über eine Gigawattstunde hinaus begrenzt, sondern lediglich auf 20 Prozent, da diese nicht

der Unternehmensdefinition gem. § 5 Nr. 34 entsprechen. Neben der Tatsache, dass eine enge Auslegung des § 5 Nr. 34 EEG 2014 Einzelunternehmen ohne jeglichen erkennbaren Sachgrund juristischen Personen oder rechtsfähige Personenvereinigungen gegenüber schlechter stellt und somit diskriminiert, ist fraglich, ob eine solche enge Auslegung vom Gesetzgeber überhaupt gewollt war. Weder in der Begründung noch im gesamten Gesetzgebungsprozess war ersichtlich, warum Einzelunternehmer im Sinne des § 5 Nr. 34 EEG 2014 ausgenommen werden sollten. Es ist auch nicht erkennbar, welches politische Ziel mit sachlicher Begründung damit verfolgt würde Einzelunternehmen gegenüber rechtsfähigen Personenvereinigungen oder juristischen Personen schlechter zu stellen, obwohl diese in den einzelnen Branchen dem gleichen Marktumfeld unterliegen, wie rechtsfähige Personenvereinigung oder juristische Person. Vieles spricht dafür, dass § 5 Nr. 34 EEG 2014 weit auszulegen ist und Einzelunternehmen einschließen sollte. Auch die Definition der Elektrizitätsversorgungsunternehmen schließt natürliche und juristische Personen mit ein. Wir bitten daher die diskriminierende Unternehmensdefinition des § 5 Nr. 34 zu ändern und Einzelunternehmen mit aufzunehmen oder zumindest das BAFA anzuweisen, Einzelunternehmen rechtsfähigen Personenvereinigungen oder juristischen Personen gleichzustellen.

Zudem könnte darüber nachgedacht werden, den Selbstbehalt von 1 GWh auf 0,5 GWh zu senken. Dies würde insbesondere kleineren energieintensiven Unternehmen entgegenkommen und die Vielfalt an Unternehmen in solchen Branchen erhalten. Derzeit besteht ein Anreiz, möglichst viele Aufträge zu erhalten, um durch den dann relativ weniger wichtig werdenden Selbstbehalt Konkurrenten auszustechen.

J) Regelungen zu EEG-Umlage und Speichern (§§ 19 Absatz 3 und 61a)

1. Speicher

Anders als viele andere Begriffe, ist der Begriff „Speicher“ bislang nicht energiewirtschaftlich definiert. Im Energiewirtschaftsgesetz gibt es zwar in den Begriffsbestimmungen des § 3 eine Nennung. Diese erstreckt sich aber nur auf Erdgasspeicher. Daher sind Speicher nach geltendem Recht sowohl Letztverbraucher von Energie bei der Einspeicherung als auch Erzeuger von Energie bei der Ausspeicherung. Dies kann dazu führen, dass für beide Vorgänge die EEG-Umlage ganz oder anteilig fällig wird.

Generell besteht die Notwendigkeit, die Rolle von Speichern energiewirtschaftlich zu klären. Stromspeicher sind weltweit auf dem Vormarsch. Die Energiewende in Deutschland wird langfristig nur mit dem sinnvollen Einsatz von Speichern ein Erfolg. Daher ist es eine industriepolitische Notwen-

digkeit, ihnen entsprechende Rahmenbedingungen in Deutschland zu bieten, soll die heimische Speicherindustrie eine echte Perspektive haben.

Der DIHK unterstützt daher die in § 61a Absatz 1 vorgesehene Regelung, eine doppelte Belegung mit EEG-Umlage auszuschließen und Speicher, die zur Eigenversorgung eingesetzt werden, mit netzgekoppelten Speichern gleichzustellen. Aufgrund der Belastung von Eigenversorgungsanlagen mit EEG-Umlage ist dies auch angezeigt.

Gleichwohl gibt es keine Begründung, warum Strom aus Eigenerzeugungsanlagen, der in Speichern zwischengespeichert wird, nur dann von EEG-Umlage freigestellt sein soll, wenn für den ausgespeicherten Strom die EEG-Umlage anfällt. Eigenerzeugungsanlagen oder Anlagen, die in den Sonderfällen der Eigenversorgung eingesetzt werden, sind von EEG-Umlage freigestellt. Sie würden schlechter gestellt, wenn für den ausgespeicherten Strom Umlage anfielen. Dies kann einen aus energie- und klimapolitischen Gründen sinnvollen Einsatz von Speichern verhindern. Auch die Forderung, dass für den gesamten ausgespeicherten Strom EEG-Umlage anfallen muss, damit die Einspeicherung freigestellt ist, geht zu weit. Dies kann die Mehrfachnutzung von Speichern verhindern (sog. multivalente Speicher). Wenn nur Teile des eingespeisten Stroms überhaupt der EEG-Umlagepflicht unterfallen, so muss es ausreichen, dass auch nur für die entsprechend ausgespeisten Strommengen EEG-Umlage gezahlt wird. Der DIHK empfiehlt daher, die Regelung des §61 a Absatz 1 entsprechend anzupassen.

Der DIHK empfiehlt zudem, in die Gesetzesbegründung eine Klarstellung aufzunehmen, dass auch der Verkauf des ausgespeicherten Stroms an Dritte unter die Regelung fällt. Dadurch würde geregelt, dass z. B. an den Regelenergiemärkten eingesetzter Strom nicht mit EEG-Umlage belastet wird.

Sinnvoller wäre es zudem statt einer Spezialregel im EEG eine generelle Klarstellung im EnWG zu schaffen, dass die Einspeicherung von Strom keinen Letztverbrauch darstellt, wenn der Strom im Stromsystem verbleibt. Zudem empfiehlt der DIHK eine Vereinheitlichung der Letztverbraucherdefinition zwischen EnWG und EEG.

2. Speichergas

Die Nutzung von Strom, der ansonsten abgeregelt und vergütet würde, ist aus volkswirtschaftlicher Sicht angezeigt. Die Regelung in §61 Absatz 2 zu Speichergas ist daher analog zu Absatz 1 nachvollziehbar, um eine Doppelbelastung mit EEG-Umlage auszuschließen. Andererseits werden sinnvolle Lösungen wie der Einsatz als Wasserstoff im Verkehr oder in der Industrie benachteiligt. Der

DIHK empfiehlt daher, dass sich die Bundesregierung um eine generelle Lösung der Frage der Behandlung von power-to-x-Lösungen kümmern und nicht bei Einzelfalllösungen stehenbleiben sollte.

3. Speicherung vor Netzeinspeisung (§ 19 Absatz 3)

Der DIHK unterstützt die Regelung zum Einsatz von Speichern vor der Einspeisung grundsätzlich. Fraglich ist allerdings, warum für die Vergütung des eingespeicherten Stroms der Zeitpunkt der Einspeicherung herangezogen wird. Der Einsatz von Speichern ist insbesondere dann wirtschaftlich, wenn der Strom einen hohen Preis erzielt, weil das Stromangebot knapp ist. Anlage und Speicher werden dann durch die Kombination systemdienlich gefahren. Daher empfiehlt der DIHK, den Zeitpunkt der Ausspeicherung auch für die Vergütung des Stroms heranzuziehen.

K) Zur Abregelung von EE-Strom

Angesichts des steigenden EE-Stromanteils sollte schrittweise auf den Einspeisevorrang (§ 9 ff EEG 2012) für neu zu errichtende EE-Anlagen verzichtet werden. Da Wind- und Solaranlagen mit Grenzkosten nahe Null einspeisen, ist für diese Anlagen auch kein Einspeisevorrang notwendig. Bei Biomasseanlagen könnte der Einspeisevorrang konditioniert werden. So könnten solche Anlagen dann dieses Privileg genießen, wenn der Strompreis Knappheit signalisiert.

Entschädigungszahlungen an EE-Neuanlagen, die aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden, sollten eingestellt werden. Dieser Schritt sollte auch auf Bestandsanlagen übertragen werden, soweit sie keinen Vertrauensschutz genießen. Ansonsten werden sich die Entschädigungszahlungen von 300 bis 400 Mio. Euro im Jahr 2015 vervielfachen. Entfällt die Vergütung von „Schattenstrom“, besteht ein Anreiz, neue Anlagen nur noch dort zu errichten, wo eine Abnahme des erzeugten Stroms sicher erscheint. Dies führt zu einer besseren Synchronisation des EE- mit dem Netzausbau. Das geplante Anlagenregister kann dafür wichtige Informationen bieten. Potenzielle Investoren sind über regionale Netz- und Abnahmekapazitäten zu informieren.

Zumindest sollte die derzeitige Vergütung von 95 Prozent deutlich weiter abgesenkt werden. Ein erster Schritt wäre auch, die Absenkung der Vergütung bei Engpässen im Verteilnetz vorzunehmen. Eine Teilentschädigung würde den Zubau in Regionen mit Netzengpässen nur verzögern und nicht verhindern.

L) Weitere Anmerkungen

Grundsätze des Gesetzes (§ 2)

Der DIHK teilt die in den Absätzen 1 bis 4 aufgestellten Grundsätze. Allerdings fehlt der wichtigste Grundsatz: Das EEG sollte erneuerbare Energien darin helfen, so rasch wie möglich ohne staatliche Unterstützung auszukommen. Die Einführung von Ausschreibungen ist zwar ein sinnvoller Schritt, sie führen aber nicht zu einer besseren Marktintegration und eröffnen keine neuen Perspektiven für Grünstrom made in Germany. Die Energiewende wird nur dann eine globale Blaupause, wenn es gelingt, Erneuerbare ohne staatliche Förderung auszubauen.

Wasserkraft

Gerade für die Betreiber kleinerer Wasserkraftanlagen stellt die Erneuerung der Genehmigung einen erheblichen bürokratischen Aufwand dar. Der DIHK empfiehlt daher, die EEG-Novelle für eine Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes in diesem Sinne zu nutzen und damit den Zubau erneuerbarer Energien nicht unnötig zu belasten.

Verlustenergie in geschlossenen Verteilernetzen

§ 61a Absatz 3 stellt fest: „Der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage entfällt ferner für Strom, der an Netzbetreiber zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 der Stromnetzentgeltverordnung geliefert wird.“

Unklar ist aus dieser Formulierung heraus, ob sich dies auch auf Verlustenergie in geschlossenen Verteilernetzen bezieht. Die Begriffsbestimmung des „Netzbetreibers“ in § 5 Nummer 27 EEG 2014 hat nur den Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung im Auge (anders als im EnWG). Damit könnte sich die Umlagebefreiung nur auf die Betreiber von Netzen für die allgemeine Versorgung beschränken, so dass Netzverluste bei anderweitigen Netzen mit EEG-Umlage behaftet sein könnte. Der DIHK empfiehlt auch im Sinne einer Gleichbehandlung eine Klarstellung im EEG, dass die Umlagenfreistellung auch für Verlustenergie in geschlossenen Verteilernetzen gilt.

Kumulierungsverbot

Im § 19 Absatz 2 wird ein Kumulierungsverbot von EEG-Vergütung und Stromsteuerbefreiung festgeschrieben. Einerseits ist es richtig, dass Anlagen nicht überfördert werden. Andererseits bekommen PV-EEG-Anlagen teilweise auch eine EEG-Vergütung des Eigenverbrauchs. Für diese Strommengen entfällt ab 2016 die Stromsteuerbefreiung. Der Anreiz zum Eigenverbrauch sinkt.

Der DIHK empfiehlt: Die Stromsteuerbefreiung für Strom, der aus reinen EE-Netze bzw. Leitungen bezogen wird, sollte auch bei EEG-Förderung von der Stromsteuer befreit bleiben, da es hier keine ökologische Lenkungswirkung der Steuer gibt.

Der Gesetzentwurf weist aber keine Zeiträume aus. Daher sollte klargestellt werden, dass dies für die Zukunft gilt und nicht wieder rückwirkend in die Vergangenheit eingegriffen wird. Vertrauensschutz ist ein wesentlicher Bestandteil der Akzeptanz für die Energiewende.

Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Nach Einschätzung des DIHK wird der Mehraufwand für Länder und Kommunen als zu gering eingeschätzt. Durch Ausschreibungen kann es zu einer Verlängerung der Genehmigungsverfahren nach BImSchG bei Windkraftanlagen (gegebenenfalls Biogasanlagen) und damit zu einem Mehraufwand der zuständigen Umweltämter auf Landes- oder Kommunalebene kommen. Dies kann die Verlängerung aller Genehmigungsverfahren nach BImSchG zur Folge und damit auch nachteilige Auswirkungen auf die betroffenen Unternehmen haben.

Ansprechpartner:

Dr. Sebastian Bolay, DIHK

Tel.: 0049-30-20308-2202

E-Mail: bolay.sebastian@dihk.de