

Stellungnahme zu den Eckpunkten des Bundswirtschaftsministeriums „Ausschreibung für die Förderung Erneuerbarer Energien“

Handlungsempfehlungen des BDEW für ein
Auktionsdesign zur Ermittlung der Förderhöhe
von Strom aus Erneuerbaren Energien

Berlin, 29. September 2015

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Zusammenfassung	5
2	Übergreifende Fragen des Auktionsdesigns	8
2.1	Ziele der Ausschreibung	8
2.2	Akteursvielfalt und Ausnahmen von der Ausschreibung	9
2.2.1	De-minimis-Schwellen für die Teilnahme an Auktionen	9
2.2.2	Vorschlag für eine separate Kleinanbieterauktion	10
2.2.3	Vorschlag zur Festlegung eines Fördersatzes für Kleinanlagen	11
2.2.4	Juristischer Hinweis zu Freigrenzen	11
2.2.5	Empfehlung: Keine weiteren Ausnahmeregelungen für „kleinere Bieter“	11
2.2.6	Empfehlung: Nivellierung des Zuschlagrisikos zwischen großen und kleinen Akteuren	12
2.2.7	Empfehlung: Ausschreibungspflichten kommunaler Akteure berücksichtigen	13
2.2.8	Empfehlung: Ausweitung der Flächenkulisse	13
2.2.9	Fragen zur Konsultation Windenergie an Land	13
2.2.10	Fragen zur Konsultation Photovoltaik	16
2.3	Ausschreibungsgegenstand	16
2.4	Ausschluss des Selbstverbrauchs bei Auktionen	18
2.5	Preisfindungsregel	19
2.6	Höchstpreis	20
2.7	Projektbezogenheit der Gebote und Übertragbarkeit	20
2.8	Größenbegrenzung von Projekten	22
2.9	Regelmäßigkeit von Auktionen	23
2.10	Aufschiebende Wirkung auf Realisierungsfristen im Fall von Rechtsstreitigkeiten	23
2.11	Pönalefreie Rückgabemöglichkeit von Zuschlägen	24
2.12	Ausgestaltung des Rechtsweges bei Bieterklagen einschließlich Fristen, einstweiligem Rechtsschutz etc.	24
3	Windenergie an Land	25
3.1	Ausschreibungsgegenstand und Freigrenzen	25

3.2	Ausschreibungsverfahren	25
3.2.1	Anzahl der durchzuführenden Auktionen pro Jahr	25
3.2.2	Fragen zur Konsultation Windenergie an Land	26
3.3	Teilnahmevoraussetzungen	26
3.3.1	Ausschreibungszeitpunkt und Realisierungsfrist	26
3.3.2	Materielle oder finanzielle Präqualifikation	27
3.3.3	Juristischer Hinweis zum Zusammenwirken von Freigrenzen und materieller Präqualifikationsanforderungen	27
3.3.4	Fragen aus der Konsultation	28
3.4	Zuschlagserteilung und Übertragbarkeit der Förderberechtigung	29
3.4.1	Zuschlagskriterium	29
3.5	Rolle des Referenzertragsmodells bei der Ausschreibung	29
3.5.1	Fragen aus der Konsultation	32
4	Windenergie auf See	33
4.1	Einführung	33
4.2	Eckpunkte des zentralen Systems und Alternativen	34
4.3	Notwendigkeit eines Übergangssystems	34
4.4	Rahmenbedingungen für die Einmalauktion	37
4.5	Entschädigung nicht bezuschlagter Projekte	37
4.6	Das konkrete Ausschreibungsdesign bei Windenergie auf See	38
4.7	Pilotprojekt Mengenkontingentierung	38
4.8	Fragen für die Konsultation	40
4.8.1	Fragen zum zentralen Modell	40
4.8.2	Fragen zum Übergangssystem	41
5	Photovoltaik	41
5.1	Ausweitung Freiflächen-Ausschreibung	41
5.2	Hinweis zur juristischen Abgrenzung von PV-Anlagen auf „baulichen Anlagen“ und „Gebäuden“	42
5.3	Ausschreibungsgegenstand und Freigrenzen	42
5.3.1	Juristischer Hinweis zur Definition einer potentiellen Freigrenze	43
5.3.2	Fragen zur Konsultation	44

5.4	Ausschreibungsverfahren	45
5.5	Teilnahmevoraussetzungen	45
5.6	Realisierungsfristen	45
5.7	Übertragbarkeit	46
5.8	Fragen aus der Konsultation	46
6	Biomasse.....	47
6.1	Neuanlagen	47
6.2	Bestandsanlagen	48
6.3	Zeitnahe Entscheidung erforderlich.....	48
6.4	Vorschlag für ein Auktionsdesign für Biogasanlagen.....	48
6.4.1	Allgemeine Voraussetzungen	48
6.4.2	Präqualifikationsanforderungen	48
6.4.3	Realisierungszeiträume	49
6.4.4	Technologien, Einsatzstoffe und Größenklassen.....	49
6.4.5	Einbeziehung von Bestandsanlagen in die Ausschreibung.....	49
6.5	Fragen für die Konsultation	50
7	Wasserkraft	52
7.1	Wettbewerbssituation.....	52
7.2	Vorschlag für ein Auktionsdesign für Wasserkraftanlagen.....	52
7.2.1	Zu erwartende Wettbewerbsintensität und Ausschreibungsmenge.....	53
7.2.2	Präqualifikation und Kaution	53
7.2.3	Realisierungsfrist (nach Zuschlag).....	53
7.2.4	Ausschreibungsgegenstand	54
7.3	Fragen aus der Konsultation	54
8	Geothermie.....	55

1 Einleitung und Zusammenfassung

Mit der EEG-Novelle 2014 hat der Gesetzgeber zentrale Weichenstellungen für die nächste EEG-Novelle – das EEG 2016 – vorgenommen. So soll zukünftig die Förderhöhe für Strom aus Erneuerbaren Energien wettbewerblich im Wege von Auktionen ermittelt werden. Am 31. Juli 2015 hat das Bundeswirtschaftsministerium Eckpunkte für „Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen“ zur Konsultation gestellt.

Der BDEW begleitet den Diskussionsprozess zu den Rahmenbedingungen für Ausschreibungen von Beginn an intensiv und konstruktiv. Hierfür hat der Verband die r2b energy Consulting GmbH und die Brandenburgische Technische Universität (BTU) in Cottbus mit der Erarbeitung eines Gutachtens zur Identifikation der relevanten Parameter für Auktionen zur Ermittlung der Förderhöhe aus allen Erneuerbaren Energien beauftragt.

Aufbauend auf dem abrufbaren Gutachten¹ „Ausgestaltung eines Auktionsmodells für EE-Anlagen in Deutschland“ und der wertschöpfungsstufenübergreifenden Diskussion in den Gremien nimmt der BDEW mit vorliegendem Positionspapier Stellung zu den vom Bundeswirtschaftsministerium vorgelegten Eckpunkten. Dabei orientiert sich der Aufbau des Positionspapiers grundsätzlich an der Struktur der Eckpunkte. Daneben werden in Unterkapiteln weitere Handlungsempfehlungen für das Auktionsdesign ausgesprochen.

Marktintegration bedeutet nicht nur die Reaktion auf Marktpreissignale der allgemeinen Strommärkte, sondern bedeutet auch die Bestimmung von Stromgestehungskosten (Vollkosten) im Wettbewerb. Die ab 2017 vorgesehene wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe ist deshalb positiv zu werten. Auktionsverfahren sind bei ausreichend vorhandenem Wettbewerb und bei entsprechender Ausgestaltung grundsätzlich geeignet, neben der Mengensteuerung auch eine hohe Kosteneffizienz bei der Förderung der Erneuerbaren Energien zu erreichen. Gleichzeitig erhöhen Auktionen durch die mit ihnen verbundene Mengensteuerung nicht nur die Planbarkeit des Erneuerbare-Energien-Zubaus, sondern setzen auch verlässliche Rahmenbedingungen für marktgetriebene Investitionen in konventionelle Energieanlagen. Die EEG-Novelle von 2014 hat die richtigen Rahmenbedingungen gesetzt. Diese sind nun bis 2017 konsequent umzusetzen.

Bei der Ausarbeitung der Handlungsempfehlungen hat sich der BDEW von den Zielen der Kosteneffizienz, der Mengensteuerung und der Akteursvielfalt leiten lassen. Insbesondere das Letztgenannte hat in den vergangenen Monaten intensive Diskussionen hervorgerufen. Auch innerhalb des Verbandes besteht hier eine große Meinungsvielfalt. Dabei eint die Mitglieder des BDEW die Ablehnung von wettbewerbsverzerrenden Ausnahmeregelungen. Stattdessen spricht der BDEW nicht nur Empfehlungen für ein einfaches, transparentes, verständliches und vor allem diskriminierungsfreies Auktionsdesign aus, sondern unterbreitet darüber hinaus weitere Vorschläge zum Erhalt der Akteursvielfalt.

¹ [https://www.bdeu.de/internet.nsf/id/47C5F14138FD3513C1257ECF002BE0C6/\\$file/Gutachten_Auktionsdesign_r2b_BTU_FINAL.pdf](https://www.bdeu.de/internet.nsf/id/47C5F14138FD3513C1257ECF002BE0C6/$file/Gutachten_Auktionsdesign_r2b_BTU_FINAL.pdf)

Diskussionen gab es in der Vergangenheit zu der Frage, ob im Rahmen von Auktionen erteilte Zuschläge auf andere Projekte übertragen werden dürfen. Im Ergebnis ist der Verband nach intensiver Diskussion mehrheitlich zu der Überzeugung gelangt, dass im Segment der Windkraft die zu erwartenden negativen Effekte der Übertragbarkeit die positiven Effekte überwiegen. Daher lautet die Empfehlung, von einer Übertragbarkeit von Zuschlägen auf andere Projekte in diesem Segment abzusehen.

Unverständlich aus Sicht des BDEW ist die in den Eckpunkten des Bundeswirtschaftsministeriums vorgesehene Wahl des Gebotspreisverfahrens als Preisfindungsregel. Hierzu haben bereits im Vorfeld der Freiflächenanlagenverordnung (FFAV) intensive Diskussionen stattgefunden. Der Verband empfiehlt weiterhin eindringlich die Anwendung des Einheitspreisverfahrens, da dieses nicht nur den administrativen Aufwand reduziert, sondern auch die Akteursvielfalt und damit die Wettbewerbsintensität stärkt (vgl. 2.5).

Im Hinblick auf die technologiespezifischen Rahmenbedingungen begrüßt der BDEW in großen Teilen die vom BMWi in den Eckpunkten vorgestellten Maßnahmen. Kritisch bewertet der BDEW die vorgesehenen Freigrenzen – insbesondere die vorgesehene Freigrenze von 1 MW bei Photovoltaik-Dachanlagen. Aus Sicht des Verbandes bestehen in diesem Segment signifikante Kostensenkungspotentiale, die durch Auktionen gehoben werden sollten. Gleichzeitig erkennt der BDEW an, dass eine Auktion im Kleinanlagensegment auch administrierbar sein muss. Dies ist aber nicht unmöglich. Vorschläge – auch Kompromissvorschläge – finden sich im Kapitel 2.2.1.

Mit Blick auf Windkraftanlagen an Land wurde insbesondere die regionale Verteilung des Zubaus diskutiert. Dabei wurden verschiedene Modellansätze untersucht. Im Ergebnis spricht sich der BDEW für eine lediglich moderate Anpassung des Referenzertragsmodells und ein Monitoring des Zubaus aus, um gegebenenfalls Anpassungen am Referenzertragsmodell vornehmen zu können, wenn sich unerwünschte Entwicklungen abzeichnen (vgl. 3.5).

Kontrovers verlief auch die Diskussion in Bezug auf die Einbeziehung der Stromerzeugung von Windkraftanlagen auf See in die Auktion. Im Ergebnis unterstützt der BDEW nach intensiver Diskussion und Abwägung aller möglichen Optionen das Bundeswirtschaftsministerium vorgesehene „zentrale System“. Ebenso wie das BMWi sieht der Verband aufgrund der großen Zahl bestehender Genehmigungen die Notwendigkeit einer Übergangsregelung. Die Durchführung einer „Einmalauktion“ erscheint als gangbarer Weg. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Unternehmen zum Teil erhebliche Investitionen im Vertrauen auf die bestehenden Regelungen getätigt haben. Aus Gründen des Vertrauensschutzes muss daher eine sachgerechte Entschädigung der in dieser „Einmalauktion“ nicht bezuschlagten Projekte gewährleistet sein.

Zu hinterfragen ist die Entscheidung des BMWi, im Segment der Wasserkraftanlagen keine Auktionen durchzuführen. Die in den Eckpunkten vertretene Auffassung, dass hierfür nicht genügend Wettbewerb bestehe, ist für den BDEW nicht nachvollziehbar. Der Verband unterbreitet daher in seinen Handlungsempfehlungen auch Vorschläge zur konkreten Ausgestaltung von Auktionen für Wasserkraftanlagen.

Aus Sicht des BDEW ist zu begrüßen, dass das BMWi Auktionen für Biogas-Bestandsanlagen in Erwägung zieht und hierfür eine Verordnungsermächtigung implementieren möchte. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Strom aus Biomasse bereits heute über 30 Prozent Anteil an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland ausmacht. Mit Blick auf Neuanlagen sehen die Eckpunkte des BMWi jedoch eine Ausschreibung nicht als sinnvoll an. Begründet wird dies vor allem damit, dass die zu erwartenden Auktionsergebnisse etwa 5 bis 8 Cent über den nach EEG 2014 festgelegten Fördersätzen liegen würden. Hier bleibt unberücksichtigt, dass ein wesentlicher Teil dieser Förderkosten auf die übermäßig komplizierte und restriktive Ausgestaltung der EEG-Regelungen zum Bereich „Biomasse“ zurückzuführen ist. Die Entscheidung des BMWi berücksichtigt zudem nicht, dass Strom aus Biomasse zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Ergänzung der fluktuierenden Erzeugung von Wind- und Solarstrom leisten kann. Ein faktischer Ausbaustopp für Biomassestrom wird dieser Bedeutung daher nicht gerecht.

2 Übergreifende Fragen des Auktionsdesigns

Grundsätzlich geht der BDEW in Übereinstimmung mit den u. a. im Koalitionsvertrag gesetzten Zielen davon aus, dass jede Erneuerbare-Energien-Technologie in ein Ausschreibungssystem überführt werden soll. Die Überlegungen müssen dahin gehen, Auktionsdesigns für jede Technologie zu entwickeln, die die technologiespezifischen Besonderheiten berücksichtigen und gleichzeitig möglichst viele Prozesse einheitlich regeln, um den administrativen Umsetzungsaufwand zu begrenzen.

Zudem besteht die Notwendigkeit, die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren auch in anderen Punkten weiter voranzutreiben. Ein schrittweises Vorgehen schafft jedoch für die Bieter Sicherheit und senkt Markteintrittshürden für kleine oder neue Marktakteure.

2.1 Ziele der Ausschreibung

Die Eckpunkte des Bundeswirtschaftsministeriums identifizieren drei Ziele, die mit dem Auktionsdesign erreicht werden sollen.

Erstens soll durch das Auktionsdesign eine effiziente Mengensteuerung entsprechend dem im EEG 2014 definierten Zubaukorridor erfolgen. Der BDEW sieht hier gerade in der Mengensteuerung des Zubaus einen der wesentlichen Vorteile von Auktionen gegenüber dem bisher preisabhängigen Zubau von EEG-Anlagen. Damit wird die Entwicklung des Energieversorgungssystems im Rahmen der Energiewende planbarer. Das ist von zentraler Bedeutung für Investitionen in Netze und Erzeugungsanlagen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sowie für die Schaffung weiterer benötigter Flexibilitäten.

Zweitens sollen die Kosten des Fördersystems insgesamt möglichst gering gehalten werden. So soll die Förderung nur in der Höhe gewährt werden, die für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage erforderlich ist. Diese Kosteneffizienz ist auch aus Sicht des BDEW zentrales Ziel der Auktion. Insbesondere teilt der BDEW die in den Eckpunkten vertretene Auffassung, dass Grundlage für diese angestrebte Kosteneffizienz ein hinreichender Wettbewerb ist.

Drittes Ziel des Bundeswirtschaftsministeriums ist die Wahrung der Akteursvielfalt. Der BDEW teilt auch in diesem Punkt die Auffassung des Bundeswirtschaftsministeriums, dass Akteursvielfalt von zentraler Bedeutung für das Gelingen der Energiewende ist. Eine hinreichende Akteursvielfalt ist Voraussetzung für Wettbewerb, ohne den es wiederum keine Kosteneffizienz bei der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien geben kann. Darüber hinaus sichert Akteursvielfalt die breite Akzeptanz für die Energiewende und kann Innovationskräfte freisetzen. Aus Sicht des BDEW sind Bieterisiken und weitere Zugangshürden zu begrenzen. Dies sollte primär durch ein diskriminierungsfreies, einfaches, transparentes und gut verständliches Auktionsdesign erfolgen, das zugleich die angestrebten Ziele erreichen kann.

Der BDEW geht bei der Formulierung seiner Handlungsempfehlungen damit von der gleichen Zielsetzung aus wie das Bundeswirtschaftsministerium.

2.2 Akteursvielfalt und Ausnahmen von der Ausschreibung

Aus Sicht des BDEW ist Akteursvielfalt ein hohes Gut, das es im Rahmen des zu erarbeitenden Auktionsdesigns zu bewahren gilt.

Ermöglichung von Akteursvielfalt bedeutet zunächst, dass allen wirtschaftlichen Akteuren eine diskriminierungsfreie Teilnahme an Ausschreibungen ermöglicht wird. Daher ist bei der Ausgestaltung des Auktionsdesigns auf eine einfache, transparente und verständliche Umsetzung zu achten. Unnötig komplexe Strukturen können bei Auktionen als Markteintrittsbarriere wirken und schließlich die Wettbewerbsintensität reduzieren.

Darüber hinaus ist bei der Wahl der Instrumente zu berücksichtigen, dass diese trotz diskriminierungsfreier Umsetzung dennoch einzelne Akteure besonders bevorzugen oder benachteiligen können. Vor dem Hintergrund dieser Erkenntnis hat der BDEW im Zuge der Erarbeitung dieser Handlungsempfehlungen seine früheren Positionen überprüft.

Zu Wahrung der Akteursvielfalt wurden in den vergangenen Monaten immer wieder Ausnahmeregelungen für bestimmte Akteursgruppen oder Anlagen vorgeschlagen. Diesen steht der BDEW u. a. aufgrund ihrer wettbewerbsverzerrenden Wirkung kritisch gegenüber. Außerdem würde die Herausnahme einer größeren Zahl potentieller Bieter aus den Auktionen die Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungen von vornherein reduzieren.

Aktorsvielfalt bedeutet, dass die Chancen zur Teilnahme an Auktionen für die Akteure gleichberechtigt im Wettbewerb gewahrt bleiben. Das Allokationsergebnis der Ausschreibungen sollte daher nicht über Präqualifikationsanforderungen oder andere Mechanismen für einzelne Akteursgruppen ex ante beeinflusst werden. Dies würde nämlich einem weiteren Ziel – der Kosteneffizienz – entgegenstehen.

Die im BDEW organisierten kleinen, mittleren und großen Mitgliedsunternehmen setzen sich vor diesem Hintergrund nachdrücklich für ein nachvollziehbares und wettbewerbsorientiertes Auktionsdesign ein, das auf materielle oder strukturelle Begünstigungen in Form von Ausnahmetatbeständen für einzelne Akteursgruppen verzichtet. Stattdessen sollte eine breite und dauerhafte Akteursvielfalt durch ein ausgewogenes und verständliches Ausschreibungsdesign gewährleistet werden. Die in den Eckpunkten enthaltenen Vorschläge sehen ein solches verständliches Auktionsdesign vor, sodass wettbewerbsverzerrende Ausnahmen nicht gerechtfertigt sind.

2.2.1 De-minimis-Schwellen für die Teilnahme an Auktionen

Eine Möglichkeit zum Schutz kleinerer Akteure besteht in der Festlegung von Freigrenzen – sogenannten De-minimis-Schwellen – unterhalb derer Projekte von der Teilnahme an der Auktion befreit werden und stattdessen einen administrativ festgelegten Fördersatz beanspruchen können. Solche Freigrenzen sieht der BDEW in diesem Fall kritisch. Im Wesentlichen sprechen vier wichtige Gründe gegen die Anwendung bei Auktionen:

Erstens können auch größere Unternehmen Erzeugungsanlagen unterhalb der Freigrenze errichten. Die Regelung wäre damit nicht treffsicher, sodass die beabsichtigte

Wirkung – nämlich eine Besserstellung kleinerer Akteure gegenüber größeren – auch größere Unternehmen begünstigen würde. Diese könnten evtl. sogar aufgrund ihrer strukturellen Vorteile noch stärker profitieren.

Der zweite Grund betrifft die Effizienz. Wenn im Zuge der Auktion ein Grenzpreis zu erwarten ist, der unterhalb des administrativ festgelegten Fördersatzes liegen würde, entstünde ein Anreiz zur Umgehung der Auktion. Letztlich würde so mehr Förderung beansprucht werden, was im Ergebnis zu einer Steigerung der EEG-Umlage für die Letztverbraucher führt.

Drittens entstünde möglicherweise ein Anreiz, kleinere Windparks und / oder kleinere und ggf. weniger systemdienliche Erzeugungsanlagen zu errichten. Im Hinblick auf das Gelingen der Energiewende wäre dies kontraproduktiv.

Viertens beeinträchtigt ein paralleles System (mit administrativ festgelegten Fördersätzen) zwangsläufig die Mengensteuerung. Sofern am Zubaukorridor festgehalten werden soll, müsste der unterhalb der Freigrenze erfolgende Zubau von der ausgeschriebenen Menge abgezogen werden. Andernfalls droht nicht nur eine Abweichung vom Zubaukorridor, sondern auch eine Beeinträchtigung der Wettbewerbsintensität.

Die vorgenannten Gründe sprechen dafür, auf die in den Eckpunkten des Bundeswirtschaftsministeriums vorgeschlagenen Freigrenzen (1 MW bei Windenergieanlagen an Land, PV-Aufdachanlagen und PV-Freiflächenanlagen) zu verzichten. Dabei ist jedoch zu beachten, dass der Verzicht auf die De-minimis-Schwellen in Verbindung mit einer „pay-as-bid“ Preisbildung zu deutlich erhöhtem administrativem Aufwand in der Abwicklung führen würde, da jede einzelne EE-Anlage einen individuellen Abrechnungspreis erhält. Diese Empfehlung ist daher in engem Kontext mit der Empfehlung des BDEW für das Einheitspreisverfahren als Preissetzungsregel zu verstehen.

2.2.2 Vorschlag für eine separate Kleinanbieterauktion

Dem Wunsch nach einer möglichst breiten Beteiligung von Erzeugungsanlagen an der Auktion steht der Wunsch nach einer einfachen Abwicklung und dem Verzicht auf administrativen Aufwand entgegen. So ist insbesondere bei PV-Dachanlagen zu berücksichtigen, dass hier eine Vielzahl von Akteuren sehr kleine Erzeugungsanlagen errichtet. Es könnte – auch vor dem Hintergrund, dass keine Baugenehmigung erforderlich ist – ein vereinfachtes Online-Verfahren ohne materielle Präqualifikation zur Anwendung kommen. Dies würde den administrativen Aufwand auf ein Minimum reduzieren und angesichts der breiten Verfügbarkeit des Internets keine Markteintrittshürde darstellen. Gleichzeitig könnte dadurch die Kosteneffizienz in diesem Bereich gestärkt werden.

Für das ex ante festzulegende Volumen wird eine Descending Clock Auction durchgeführt. Ausgehend von einem Startpreis wird der Fördersatz je kWh in z. B. 0,1-Cent-Schritten in jeder Runde reduziert, bis die Summe der Gebote das gewünschte Volumen erstmals unterschreitet. Bei internetbasierter Durchführung ist der Transaktionsaufwand sehr gering. Die

Abwicklung erfolgt als Online-Auktion ohne materielle Präqualifikationsanforderungen mit an die geringere Anlagengröße angepassten Realisierungszeiträumen von vier Monaten.

Als Lösung bietet sich nach Auffassung des BDEW eine projektunabhängige Auktion für Kleinanlagen bis 10 kW (PV) bzw. 50 kW (Wind) installierter Leistung unter Ausschluss des Selbstverbrauchsprivilegs an. Hier würden Energiedienstleister, wie Stadtwerke, Energielieferanten oder Solar-Installateure eine bestimmte Leistung an geförderter PV (z. B. 10 MW in Anlagen bis je 10 kW) anbieten. Die Energiedienstleister könnten die ersteigerte PV-Förderung dann stückweise in kundenorientierten Produkten, zusammen mit anderen Leistungen vermarkten (vgl. 2.7).

2.2.3 Vorschlag zur Festlegung eines Fördersatzes für Kleinanlagen

Damit Kleinstakteure mit beispielsweise nur einer Dachanlage unter 10 kW nicht an der Auktion teilnehmen müssen, könnten die Fördersatzes in Anlehnung an das Auktionsergebnis unter Berücksichtigung weiterer Rahmenbedingungen ermittelt werden. Auf diese Weise würde auch das Kleinanlagensegment an den Entwicklungen der Auktionsergebnisse gekoppelt.

Bei einer möglichen Anlehnung von administrativ festgelegten Fördersatzes ist eine Übertragung der Auktionsergebnisse ohne weiteres allerdings nicht sachgerecht. So müssten Akteure mit Kleinanlagen keine Ausschreibungsrisiken einpreisen. Zudem müssen die gegenwärtigen Regelungen zum Selbstverbrauch berücksichtigt werden, da es ansonsten zu einer Überförderung durch das Selbstverbrauchsprivileg (Entfall von Umlagen, Abgaben, Steuern) käme.

2.2.4 Juristischer Hinweis zu Freigrenzen

Darüber hinaus ist bei Freigrenzen darauf zu achten, nach welchem Maßstab diese bestimmt werden. Während beim EEG 2009 und 2012 die leistungsseitige Zusammenfassung von Windenergieanlagen nach § 19 Abs. 1 EEG 2009 bzw. 2012 nicht relevant gewesen war, weil die Förderung nicht leistungsbezogen berechnet worden war, hat § 37 Abs. 2 EEG 2014 Leistungsgrenzen für die „verpflichtende Direktvermarktung“ eingeführt. Dementsprechend ist nun auch eine leistungsseitige Zusammenfassung zu prüfen. Soll die Ausschreibungspflicht an Freigrenzen anknüpfen, kann hiermit jede einzelne Anlagen oder wie bei § 32 Abs. 1 EEG 2014 alle Anlagen auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe gemeint sein, die innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind. Zur Vermeidung von Rechtsunsicherheiten ist dies eindeutig im Gesetz zu regeln.

2.2.5 Empfehlung: Keine weiteren Ausnahmeregelungen für „kleinere Bieter“

Mit Blick auf Auktionen muss zwischen projektbedingten Risiken und auktionsbedingten Risiken differenziert werden. Projektbedingte Risiken sind solche, die dazu führen können, dass

sich im Rahmen der Planungen und / oder der Genehmigungsphase Sachverhalte ergeben, die eine Errichtung des Windparks unmöglich oder unwirtschaftlich machen. Diese Art von Risiken gab und gibt es auch bei einem administrativ festgesetzten Fördersatz.

Neu bei Auktionen ist jedoch das Zuschlagsrisiko. Im Rahmen der Projektierungsphase kann ein Bieter nicht wissen, ob er den Zuschlag erhält. Es kann also sein, dass ein Bieter seine nicht unerheblichen Investitionen im Rahmen der Projektierung verliert, wenn er bei der anschließenden Auktion nicht bezuschlagt wird. Dieses Zuschlagsrisiko ist zum einen systemimmanent. Zum anderen trifft es Bieter in unterschiedlicher Intensität. Es trifft kleinere Bieter härter als größere, da sie Projektrisiken weniger gut oder im Extremfall gar nicht streuen können. Das Zuschlagsrisiko reduziert sich jedoch mit zunehmender Verfügbarkeit von Information aus vorangegangenen Auktionsrunden. Es ist zu erwarten, dass sich bereits nach wenigen Ausschreibungsrunden ein eingeschwungener Zustand einstellt. So können auch kleine Bieter eine Prognose über zukünftig zu erwartende Zuschlagshöhen erstellen.

Problematisch ist insbesondere die rechtssichere Abgrenzung „schutzbedürftiger“ Marktakteure. Eine Abgrenzung nach Organisationsformen ist stark umgehungsanfällig. Auch die Anzahl bereits umgesetzter oder laufender Projekte durch eine Gesellschaft stellt nur einen sehr vagen Indikator für die „Kleinheit“ eines Akteurs dar. So wäre es möglich, beliebig viele Gesellschaften zu bilden, um die – wie auch immer gestaltete Ausnahmeregelung – nutzen zu können.

Zur Identifizierung schutzbedürftiger Akteure ist insbesondere zu vermeiden, dass hierfür die KMU-Definition der EU herangezogen wird. Diese ist gänzlich ungeeignet, „kleine und mittlere“ Akteure im Bereich der Energiewirtschaft zu identifizieren, da sie die Unternehmen mit kommunalem Anteilseigner - unabhängig von ihrer Größe und damit selbst Kleinstunternehmen – als KMU ausschließt. Dies würde die große Anzahl von kleinen und mittleren Stadtwerken in Deutschland benachteiligen, für die Investitionen in Erneuerbare Energien aber ein wichtiges künftiges Geschäftsfeld darstellen und die insofern einen erheblichen Beitrag zur Akteursvielfalt leisten können.

2.2.6 Empfehlung: Nivellierung des Zuschlagsrisikos zwischen großen und kleinen Akteuren

Möglicherweise könnte ein Finanzprodukt, das ähnlich wie eine Versicherung funktioniert, Abhilfe schaffen. Dahinter steckt der Gedanke, dass ein größerer Investor zwar seine Risiken besser streuen kann, diese aber dennoch auch einpreisen muss. Wollte man einen kleineren Akteur, der aufgrund seines Portfolios nicht oder nur eingeschränkt seine Risiken streuen kann, in eine vergleichbare wirtschaftliche Position wie einen großen Akteur versetzen, so müssten die Kosten des kleinen Akteurs bei einem Scheitern des Projektes auf ein ähnliches Niveau wie beim großen Bieter reduziert werden.

Hierfür wäre ein Versicherungsprodukt geeignet, das Chancen und Risiken kleinerer Akteure bündelt und so eine Reduzierung des Zuschlagsrisikos ermöglicht. In diese Versicherung würden kleinere Akteure einen Beitrag einzahlen, der etwa den Kosten entspricht, die auch

ein größerer Investor im Fall eines Scheiterns tragen müsste. Die Bündelung der Chancen und Risiken vieler kleiner Akteure in der Versicherung führt im Ergebnis zu einer vergleichbaren Risikostreuung, sodass im Fall eines Scheiterns eines Versicherungsnehmers die nachweisbaren Projektkosten als Versicherungsfall ausbezahlt werden könnten.

Mehrere Vorteile sprechen für eine solche Lösung:

1. Es bedarf keiner gesetzlichen Änderung. Sofern sich ein solches Produkt nicht frei am Markt bildet, könnte die Kreditanstalt für Wiederaufbau es auferlegen. Es ist jedoch zu erwarten, dass auch andere Finanzinstitute solche Produkte anbieten können.
2. Ein Missbrauch ist kaum möglich. Selbst wenn große Akteure mit einem großen Projektportfolio eine solche Versicherung abschließen, tragen sie letztlich ein vergleichbares Risiko als wenn sie die Risikostreuung im Portfolio vorgenommen hätten.
3. Ein regulatorischer Eingriff existiert bestenfalls in der Anfangsphase, wenn sich entsprechende Versicherungsprodukte noch nicht am freien Markt gebildet haben und ein staatliches Kreditinstitut diese Aufgabe übernehmen muss.

2.2.7 Empfehlung: Ausschreibungspflichten kommunaler Akteure berücksichtigen

Bei kommunalen Projekten kann die Bestellung von Anlagen und deren Errichtung erst auf Basis einer Ausschreibung nach Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen (VOB) erfolgen und ist an entsprechende Ausschreibungsfristen gebunden. Daher ist bei kommunalen Auftraggebern zu prüfen, inwiefern Ausschreibungen nach VOB eine Verlängerung der Realisierungsfristen rechtfertigen, bzw. ob die Ausschreibungsfristen für derartige Projekte in der VOB entsprechend reduziert werden können.

2.2.8 Empfehlung: Ausweitung der Flächenkulisse

Ausnahmen für bestimmte Akteure und weitere Sonderregelungen laufen ins Leere, wenn nicht hinreichend Flächen für die Projektierung zur Verfügung gestellt werden. Insbesondere neue und regional verankerte Akteure haben größere Chancen, wenn mehr Flächen für Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Verfügung gestellt werden. Es ist daher unumgänglich, ausreichend geeignete Flächen für Erneuerbare-Energien-Projekte auszuweisen und Regelungen, die die Flächenkulisse einengen, abzuschaffen. Dies gilt zum Beispiel für die „10-H-Regelung“.

2.2.9 Fragen zur Konsultation Windenergie an Land

Räumt das Ausschreibungsdesign bei der Windenergie an Land grundsätzlich auch kleinen Akteuren hinreichende Wettbewerbschancen ein? Welche Maßnahmen innerhalb des Ausschreibungsdesigns könnten kleinen Akteuren einen einfachen Zugang zur Ausschreibung ermöglichen?

Vgl. 2.2.6.

Sind die Projekte kleinerer Akteure unabhängig vom Zuschlagsrisiko der Ausschreibung grundsätzlich wettbewerbsfähig? Gleichen Kostenvorteile in der Projektierung Nachteile bei der Beschaffung aus?

Kleinere Akteure zeichnen sich oft durch eine starke regionale Verankerung aus. Die Projektierungsphase ist gekennzeichnet durch einen großen Anteil ehrenamtlicher Arbeit. Die oftmals bessere Vernetzung vor Ort erleichtert den Zugang zu Flächen. Zudem geht die regionale Verankerung oftmals einher mit einer erhöhten lokalen Akzeptanz, die wiederum das Risiko im Hinblick auf Nachbarschaftsklagen reduziert. Nicht zuletzt benötigen kleinere Akteure aufgrund einfacherer administrativer Strukturen und geringerer Ansprüche der Investoren häufig niedrigere Renditen für die Projektentwicklung und Projektumsetzung.

Andererseits tun sich kleinere Akteure schwer mit der Abschätzung des Preiswettbewerbs – sowohl im Hinblick auf Gebotsstrategien als auch im Hinblick auf die Sicherung von Flächen. Hinzu kommt, dass sie oft nur über eine geringe Finanzkraft verfügen und keinen leichten Zugang zu Risikokapital haben. Dies führt zu einer oft aufwändigen Anlegerverwaltung. Nicht zuletzt kommen bei kleinen Akteuren Skaleneffekte kaum zum Tragen. Sie können weder Einmalkosten auf mehrere Parks verteilen noch Kostenvorteile wegen großer Stückzahlen mit Herstellern verhandeln. Allerdings könnten diesbezüglich kleinere Akteure kooperieren.

Pauschal kann man sicherlich keine Aussage darüber treffen, ob sich die genannten Vor- bzw. Nachteile ausgleichen. Dies ist u. a. auch abhängig von den betrachteten Projektgrößen. Realisiert ein großer Akteur mehrere kleine Windparks, so käme sein eventuell auftretender Projektierungsnachteil (gegenüber einem regional verankerten Unternehmen) mehrfach zum Tragen. Das Auktionsdesign kann aber auch z. B. durch die Einführung des Einheitspreisverfahrens Unsicherheiten bei den Bietern dämpfen (siehe 2.5).

Vor diesem Hintergrund geht der BDEW davon aus, dass kein systematischer Kostennachteil für kleinere Akteure besteht. Dies sollte jedoch anhand der abgegebenen Gebote in den kommenden Auktionsrunden sorgfältig beobachtet werden (Monitoring).

Benötigen Bieter, die nur ein Projekt entwickeln, weitere Schutzmaßnahmen? Falls ja:

Weitere Schutzmaßnahmen sind denkbar, soweit sie nicht zu einer Verzerrung des Wettbewerbs führen (z.B. Versicherungslösung in Kapitel 2.2.6).

- *Besteht ein Unterschied zwischen windschwächeren und windstärkeren Standorten?*

Für die Beantwortung der Frage sollte zwischen der Vorprojektierung und der Realisierung differenziert werden. Systematische Mehrkosten im Rahmen der Vorprojektierung sind nicht offensichtlich.

Die standortbedingten zentralen Kostenunterschiede bei Windkraftanlagen entstehen vor allem im Rahmen der Realisierung durch die Auswahl unterschiedlicher Erzeugungsanlagen. Die Verwendung von mehr Stahl durch den Bau von höheren Türmen und größeren Rotoren an windschwächeren Standorten trägt

dazu bei. Allerdings kommen bei typischen Schwachwindanlagen auch Generatoren mit geringeren Leitungen zum Einsatz, was die Mehrkosten gegenüber Starkwindstandorten wieder etwas relativiert. Selbst wenn es hier Abweichungen geben sollte, ist die Frage, ob dies durch ein Auktionsdesign ausgeglichen werden müsste oder ob die Wahl des Standortes nicht auch ein Wettbewerbselement darstellt.

- *Wie groß ist die jährlich installierte Leistung, die im Schnitt auf diese Akteure entfällt?*

Es bedarf einer passenden Definition für „kleine Akteure“, um diese Frage zu beantworten. Es ist davon auszugehen, dass nur ein sehr kleiner Teil des Wind-Onshore-Marktes von großen Versorgern abgedeckt wird.

- *Könnten Förderprogramme die eventuellen Nachteile für solche Akteure mindern, beispielsweise durch Erleichterungen der Finanzierung der Projektentwicklung oder eine Verringerung des finanziellen Ausfallrisikos?*

Besonders günstige Finanzierungsbedingungen durch ein staatliches Kreditinstitut für eine bestimmte Akteursgruppe stellen zum einen eine Wettbewerbsverzerrung dar und sind schon deshalb nicht vorzugswürdig. Zum anderen gilt auch hier die oben erwähnte Abgrenzungsproblematik. Stattdessen wird eine wettbewerbsneutrale Nivellierung des Zuschlagsrisikos in Form einer Versicherung (siehe oben) sowie durch Transparenz und Wissensvermittlung (siehe unten) empfohlen.

- *Könnte mehr Rechtssicherheit im Planungs- und Genehmigungsprozess, z. B. durch Unterstützung der Planungsträger und der Genehmigungsbehörden durch Wissensvermittlung und Austausch zum Erhalt der Akteursvielfalt beitragen?*

Kenntnisse über den Genehmigungsprozess und Wissensvermittlung durch die Genehmigungsbehörden machen die erforderlichen Maßnahmen für die Projektierung von Windkraftanlagen transparent. Durch Kenntnisse über den Genehmigungsprozess wird das Risiko des Scheiterns von Projekten reduziert. Wissensvermittlung hat zudem den Vorteil, dass sie nicht wettbewerbsverzerrend wirkt, soweit dieses Wissen allen Akteuren zur Verfügung gestellt wird. Entsprechende Maßnahmen sind daher geeignet, eventuelle Wissensdefizite kleinerer oder neuer Akteure zu reduzieren.

- *Erhöht Transparenz, z. B. durch eine Darstellung der Planungsprozesse in den Ländern zur Abschätzung der Angebotssituation, die Akteursvielfalt?*

Transparenz trägt dazu bei, dass Markteintrittsbarrieren gesenkt werden. Damit tragen Transparenz und eine breite Kenntnis der Planungsprozesse auch zu einer Stärkung der Akteursvielfalt bei.

2.2.10 Fragen zur Konsultation Photovoltaik

Soll die Freigrenze von 1 MW bei Photovoltaikanlagen auf Gebäuden auch auf den Bereich der Freiflächenanlagen übertragen werden? Wie wirkt eine solche Regelung auf die Akteursvielfalt?

Der BDEW steht aus den oben genannten Überlegungen Freigrenzen sehr kritisch gegenüber. Um Fehlanreize zu vermeiden, sollten Freigrenzen möglichst nicht zum Einsatz kommen. Das Argument der Akteursvielfalt vermag nicht zu überzeugen. Auf Basis der ersten Auktionsrunden werden sehr schnell umfassende Informationen für die Bieter bereitstehen, sodass der oft in der Diskussion angeführte Nachteil kleinerer oder neuer Akteure im Hinblick auf den zu erwartenden Grenzpreis deutlich reduziert wird. Das Zuschlagsrisiko ist damit vergleichsweise gering.

Auch der vermeintlichen Abschreckungswirkung aufgrund des hohen administrativen Aufwands könnte durch ein vereinfachtes Online-Verfahren ohne materielle Präqualifikation entgegengewirkt werden. Der Verzicht auf Freigrenzen hätte dann keine negativen Auswirkungen auf die Akteursvielfalt.

Angesichts dieser Überlegungen ist davon auszugehen, dass für Investoren und Produzenten lediglich die Erwartung höherer Fördersätze für Freigrenzen spricht. Dies aber steht dem Ziel der Kosteneffizienz entgegen und ist abzulehnen.

Realistischer Weise muss an dieser Stelle gesagt werden, dass auch aus Sicht des BDEW ein Verzicht auf Freigrenzen nur in einem vereinfachten Online-Verfahren denkbar ist, da der administrative Aufwand bei der Abwicklung der Auktion auf Seiten des Auktionators aufgrund der Vielzahl besonders kleiner Anlagen immens hoch wäre. Sofern ein solches Onlineverfahren nicht kurzfristig implementiert werden kann, sollten sich die Fördersätze für kleinere Anlagen (max. 100 kW) eng an die Auktionsergebnisse für große PV-Anlagen anlehnen (z. B. x Prozent des durchschnittlichen Grenzpreises aus den vorangegangenen Auktionsrunden). Dies hätte aber den Nachteil, dass der Vorteil der Mengensteuerung bei Auktionen eingeschränkt würde. Der Zubau im befreiten Marktsegment wäre „zufällig“ und eine Über- oder Untererfüllung der staatlichen Ausbauziele würde wahrscheinlich.

2.3 Ausschreibungsgegenstand

In seinen Handlungsempfehlungen für das EEG 2014 hatte der BDEW die Umstellung der gleitenden Marktprämie auf die fixe Marktprämie erwogen. Kernargument für die Umstellung auf eine fixe Marktprämie ist, dass Investitionen in konventionelle Stromerzeugungsanlagen ein langfristiges Preisrisiko tragen. Diese Position wird im BDEW jedoch nach wie vor kontrovers diskutiert. Vor diesem Hintergrund hat der BDEW in dem Gutachten unter anderem das Zusammenwirken der gleitenden bzw. fixen Marktprämie mit Auktionen untersuchen lassen und ist zu dem Schluss gekommen, dass – wie in den Eckpunkten vorgeschlagen – die glei-

tende Marktprämie als Förderinstrument für die Einführung von Auktionen im Bereich der Erneuerbaren Energien beibehalten werden sollte.

Dies ist vertretbar, da durch eine Umstellung auf eine fixe Marktprämie zwar Vorteile im Hinblick auf die Marktintegration, jedoch weder Vorteile im Hinblick auf die Systemintegration der EEG-Anlagen noch im Hinblick auf die Kosteneffizienz der Förderung entstehen. So bestehen in der gleitenden und fixen Marktprämie die gleichen Anreize, auf die schwankenden Marktpreise zu reagieren und Bilanzkreispflichten einzuhalten. Auch die Anreizwirkung zur Optimierung von Erzeugungsprognosen und der Anreiz zur Optimierung der Anlagenauslegung bereits im Vorfeld der Investition sind vergleichbar. Mit Blick auf das Einspeiseverhalten bei negativen Preisen ist in beiden Fällen zu erwarten, dass EEG-Anlagen im Marktprämienmodell erst dann abregeln, wenn der negative Marktpreis die Marktprämie übertrifft, also ein Verlust entsteht.

Dagegen sind bei der fixen gegenüber der gleitenden Marktprämie im Zusammenhang mit Auktionen Nachteile zu erwarten.

Erstens müssten alle Bieter vor der Gebotsabgabe nicht nur ihre Gesamtkosten kalkulieren, sondern darüber hinaus auch eine langfristige Strompreisprognose erstellen, um anschließend die von ihnen benötigte fixe Marktprämie errechnen zu können. Im Idealfall wäre diese langfristige Strompreisprognose übereinstimmend mit den dann später sich tatsächlich einstellenden Strompreisen. Aufgrund der Unsicherheit über die zukünftige Strompreisentwicklung wäre jedoch mit Risikoaufschlägen zu rechnen. Diese würden – je nach Risikobereitschaft des Bieters – höher oder niedriger ausfallen. Bei einer Umstellung auf eine fixe Marktprämie wäre daher mit einer Steigerung der benötigten Förderung und damit einer Erhöhung der von den Letztverbrauchern (Haushalten und Industrie) zu tragenden EEG-Umlage zu rechnen.

Dabei ist bereits unter den aktuellen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, dass Projektierer für gute Windstandorte an Land im Kontext des Referenzertragsmodells auch bei einer gleitenden Marktprämie langfristige Strompreisprognosen erstellen und in ihre Gebote einpreisen müssen, da die Anfangsvergütung für einen kürzeren Zeitraum als die technische Lebensdauer der Projekte ausbezahlt wird.

Zweitens würde die mit der Umstellung auf eine fixe Marktprämie verbundene Notwendigkeit zur Erstellung langfristiger Strompreisprognosen durch die Akteure zu einer weiteren Steigerung der Komplexität führen. Es wäre zu erwarten, dass insbesondere kleinere und weniger erfahrene Marktakteure Schwierigkeiten hätten, die damit verbundenen Risiken richtig einzuschätzen. In diesem Fall könnte die fixe Marktprämie als Markteintrittshürde die Akteursvielfalt und Wettbewerbsintensität reduzieren.

Ungeachtet dessen besteht Handlungsbedarf für eine weitere Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien. Anzustreben ist ein einheitliches Marktdesign für die gesamte Stromerzeugung in Deutschland. In einem ersten Schritt sollte das bereits 2012 vorgeschlagene Konzept eines Mengenkontingents weiterentwickelt werden. Der Vorteil eines solchen – auch in anderen Ländern bereits erprobten – Modells liegt vor allem in einer stärker am aktuellen Strombedarf orientierten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Bereits

bei Auftreten von Marktpreisen in Höhe der variablen Kosten – spätestens jedoch bei einem Marktpreis von Null – würden durch ein solches Modell geförderte Erzeugungsanlagen ihre Einspeisung abregeln, weil der niedrige Marktpreis den fehlenden Strombedarf signalisiert. Daher regt der BDEW eine frühzeitige Diskussion über eine Modifikation des Ausschreibungsgegenstands in 2020 an.

2.4 Ausschluss des Selbstverbrauchs bei Auktionen

In den letzten Jahren hat der Anteil der Anlagen mit Selbstverbrauch stark zugenommen und liegt bei den Photovoltaikanlagen aktuell bei über 80 % der installierten Neuanlagen. Das Wirtschaftlichkeitskalkül des Betreibers und Eigenerzeugers beruht dabei zurzeit auf der anteilig vermiedenen EEG-Umlage sowie der auf die selbst erzeugte Menge entfallenden Netzkosten, Umlagen, Abgaben und Steuern. Mit der Nutzung des selbst erzeugten Stroms erzielt der Betreiber damit im Vergleich zur gesetzlichen Einspeisevergütung einen Vorteil. Allerdings sinkt dadurch die umlagefähige Letztverbrauchermenge, auf welche die EEG-Kosten gewälzt werden. Dies gilt in analoger Weise auch für die Netzentgelte und diverse Umlagen. Bei Abgaben und Steuern sinkt das Aufkommen zu Ungunsten der öffentlichen Haushalte. Grundsätzlich ist anzumerken, dass auch Selbstverbraucher in der Regel auf die Netze zur Absicherung der Stromversorgung und zur Frequenzhaltung angewiesen sind.

Der Verbrauch von selbst erzeugtem Strom entlastet zudem das Verteilnetz in der Regel nicht. Die stark schwankende Stromerzeugung aus PV-Anlagen im Zusammenwirken mit dem ebenfalls schwankenden Eigenbedarf der Haushalte führt in nahezu jeder Stunde zur Inanspruchnahme der Verteilnetze, entweder weil Überproduktion abgeleitet oder - bei fehlender Eigenerzeugung - der Bedarf ausgeglichen werden muss.

Selbst verbrauchter Strom aus Eigenerzeugungsanlagen muss daher grundsätzlich mit den gleichen Steuern, Abgaben und Umlagen belastet werden wie der aus dem Netz der allgemeinen Versorgung Bezogene. Die Wettbewerbsverzerrung für Investitionen und die darauf beruhende Fehlallokation würden auf diese Weise beseitigt. Aus ordnungspolitischer Sicht ist dabei die Beachtung des Bestandsschutzes erforderlich, sodass sich Änderungen des rechtlichen Rahmens nur auf neue Anlagen auswirken dürfen.

Die Gleichstellung des Selbstverbrauchs mit dem Strombezug aus dem Netz ist insbesondere im Hinblick auf Auktionen von zentraler Bedeutung. Auktionen in Verbindung mit dem Selbstverbrauchsprivileg würden zu Wettbewerbsverzerrungen führen und zwar zu Lasten solcher Akteure, deren Selbstverbrauchsanteil vergleichsweise gering ist. So ist beispielsweise davon auszugehen, dass Supermärkte und andere gewerbliche Betriebe einen größeren Anteil des von ihnen erzeugten Stroms selber verbrauchen können, als dies bei Privathaushalten möglich ist. Bei der Gebotsabgabe würde sich dies dann so äußern, dass diejenigen Akteure mit einem größeren Selbstverbrauch eine scheinbar reduzierte Förderung benötigten, da sie ja über das Selbstverbrauchsprivileg indirekt und zu Lasten der Allgemeinheit gefördert werden. Im Ergebnis käme es zu einer Verdrängung anderer Akteure und damit zu einer politisch nicht gewollten Reduzierung der Akteursvielfalt.

Zudem würden die Akteure mit einem großen Selbstverbrauch nicht nur die Selbstverbrauchsprivilegien in Anspruch nehmen, sondern darüber hinaus auch noch eine erhöhte Förderung (im Gebotspreisverfahren würden sie den Grenzpreis erraten). Die daraus resultierende Mehrbelastung der Stromkunden zahlen vor allem jene Letztverbraucher, die keine eigenen Anlagen betreiben können. Hieraus ergeben sich sozialpolitische Fragen, deren Beantwortung die Akzeptanz der Energiewende maßgeblich beeinflussen kann.

Angesichts der bestehenden Privilegierung des Selbstverbrauchs wird empfohlen im Zusammenhang mit Auktionen einen Anspruch auf Förderung nur insoweit zu gewähren, wie der erzeugte Strom vollständig in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist, also das Selbstverbrauchsprivileg nicht genutzt wird.

2.5 Preisfindungsregel

Im Hinblick auf die Preisfindungsregel spricht sich der BDEW grundsätzlich für die Anwendung des Einheitspreisverfahrens (uniform pricing) aus.

Unnötige Risiken für unerfahrene Marktakteure sollten reduziert werden, da sich diese mittelfristig zu Markteintrittsbarrieren entwickeln können. Zu diesen Gefahren für neue und vergleichsweise unerfahrene Marktakteure gehört insbesondere der „Fluch des Gewinners“². Sofern Auktionen einmalig durchgeführt werden, ist dieses Risiko deutlich höher zu bewerten als bei regelmäßig durchgeführten Auktionen um dasselbe Gut. Im letzten Fall stehen dem Markt grundsätzlich hinreichend Informationen über den Wert des ausgeschriebenen Gutes zur Verfügung. Insofern reduziert die regelmäßige Auktion in engen zeitlichen Abständen bereits das Risiko, dem „Fluch des Gewinners“ zu unterliegen. Es ist daher zu erwarten, dass lediglich unerfahrene neue Akteure betroffen sein werden. Dieses Risiko wird in Einheitspreisverfahren (uniform pricing) erheblich reduziert, was nicht nur neue Marktakteure schützt, sondern auch zu einer höheren Realisierungsrate führt, weil Fehleinschätzungen eine Nichtrealisierung erwarten lassen.

Die Vermeidung des „Fluchs des Gewinners“ ist insofern auch von Vorteil für die ausschreibende Stelle, da sie sich durch eine höhere Realisierungsrate einfacher am gesetzlichen Ausbaupfad orientieren kann.

Des Weiteren bestehen beim Gebotspreisverfahren Anreize für die Akteure, strategisch oberhalb ihrer individuellen Grenzkosten zu bieten und zu versuchen, das Grenzgebot zu erraten. Es ist daher nicht zu erwarten, dass Gebotspreisverfahren kosteneffizienter sind als Einheitspreisverfahren.

Ein weiterer Vorteil von Einheitspreisverfahren besteht im niedrigeren administrativen Aufwand. Gebotspreisverfahren („pay-as-bid“) führen hingegen zu einem erheblichen Mehraufwand bei der Abwicklung durch die Netzbetreiber, da der anzulegende Wert dem individuell abgegebenen Gebot entspricht. Im Ergebnis steigt die Zahl der EEG-Vergütungsgruppen, die

² Der „Fluch des Gewinners“ besagt, dass das Gewinnen einer Auktion nicht immer eine gute Nachricht für den Bieter sein muss. Ist der Wert des auktionierten Gutes nämlich unsicher, so kann der Gewinn der Auktion bedeuten, dass der Bieter den Wert des Gutes falsch eingeschätzt hat und einen Verlust erleidet.

heute schon knapp 5.000 Kategorien umfassen, weiter drastisch an, da für jedes Projekt eine individuelle Vergütungsgruppe entsteht (siehe auch 2.2.1).

2.6 Höchstpreis

Grundsätzlich ist ein Höchstpreis in Auktionen sinnvoll, wenn nicht vorhersehbar ist, ob das Angebot im Markt kurzfristig die ausgeschriebene Nachfrage decken kann. Die Bestimmung eines Höchstpreises ist nicht zwingend erforderlich, wenn durch eine Verfügbarkeit ausreichender Flächen und eine ausgewogene Ausgestaltung des Auktionsdesigns eine hinreichende Wettbewerbsintensität gewährleistet wird. Gleichwohl kann ein Höchstpreis die Akzeptanz für die Förderung der Erneuerbaren Energien steigern und vor diesem Hintergrund von besonderer politischer Bedeutung sein.

2.7 Projektbezogenheit der Gebote und Übertragbarkeit

Die Eckpunkte des Bundeswirtschaftsministeriums sehen einen engen Projektbezug der Gebote sowie ein Verbot der Übertragung auf alternative Projekte vor.

Der BDEW hatte zuletzt mehrheitlich für die Ermöglichung der Übertragbarkeit ausgesprochen. Auch das vom BDEW in Auftrag gegebene Gutachten wertet die möglichen Vorteile der Übertragbarkeit stärker als deren Nachteile. Nach intensiver Diskussion und tiefgehender Analyse ist der BDEW jedoch zunehmend zu der Erkenntnis gelangt, dass eine freie Übertragung von Zuschlägen zunächst nicht ermöglicht werden sollte.

Dabei ist für eine Bewertung zunächst folgende Differenzierung der Möglichkeiten einer Übertragbarkeit erforderlich:

1. Übertragung einer bezuschlagten Projektgesellschaft auf einen anderen Eigentümer.
2. Übertragung eines erteilten Zuschlags auf ein anderes Projekt desselben Bieters.
3. Übertragung eines erteilten Zuschlags auf ein anderes Projekt eines anderen Bieters.

Eine Übertragbarkeit von bezuschlagten Projekten ist nicht vollständig vermeidbar, da im Zweifel immer ein Eigentümerwechsel der Projektgesellschaft (Variante 1) möglich ist, sie ist aber frei von den Nachteilen der Varianten 2 und 3. Das derzeitige Verfahren nach der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) ermöglicht de facto die Übertragbarkeit nach Variante 2, wenn auch unter Inkaufnahme einer drastischen Pönalisierung.

Vorteile einer Übertragbarkeit von Zuschlägen auf andere Projekte (Varianten 2 und 3) könnten dann entstehen, wenn sich nach Zuschlagserteilung herausstellen sollte, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage mit dem erteilten Zuschlag nicht möglich ist. Dies könnte der Fall sein, wenn der Bieter die ihm entstehenden Investitionskosten unterschätzt hat und dem sogenannten „winners curse“ unterliegt. Theoretisch denkbar ist auch eine Einschränkung des Betriebs der Erzeugungsanlagen aus Gründen des Naturschutzes / Vogelschutzes. In diesen Fällen wären die bezuschlagten Gebote und vor allem die in diesem Zusammenhang hinterlegte Sicherheit nicht verloren. Im Hinblick auf die Gebotsabgabe bedeutet dies, dass

die vorgenannten Risiken nicht eingepreist werden müssen. Der Wegfall dieses Risikos wirkt kosteneffizienzsteigernd, wodurch die Gesamtkosten der Förderung sinken. Zudem erhöht die Übertragbarkeit von Förderzertifikaten die Realisierungswahrscheinlichkeit und trägt somit zur Erreichung der Ausbauziele im Bereich der Erneuerbaren Energien bei. Insofern können andere Maßnahmen zur Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit (Kautionen/ Pönalen, Präqualifikationsbedingungen) auch geringer ausfallen, wenn die Möglichkeit zur Übertragung besteht.

Ein weiterer Vorteil betrifft die notwendigen Regelungen zur Rückgabe von Förderberechtigungen im Fall einer Nicht-Realisierung. Existiert die Möglichkeit der Übertragung, verlieren die Regelungen zur Rückgabe von Förderberechtigungen an Bedeutung.

Diesen Vorteilen stehen aber auch Nachteile gegenüber, die vor der Einführung einer Übertragbarkeit abgewogen werden müssen.

So ist zunächst festzustellen, dass eine Begrenzung der Übertragbarkeit von Zuschlägen auf Projekte desselben Bieters (Variante 2) dazu führen würde, dass Akteure mit mehreren Projekten einen systemimmanenten Vorteil gegenüber Akteuren mit nur einem Projekt gewinnen. Die Möglichkeiten der Risikostreuung sind bei Akteuren mit nur einem oder wenigen Projekten ohnehin geringer als bei größeren Akteuren mit mehreren Projekten. Diesem Effekt könnte durch die dritte Variante – freie Übertragbarkeit von Zuschlägen auf andere Projekte (auch auf Projekte anderer Akteure) – begegnet werden. Aber auch hier können unerwünschte Effekte auftreten. Im Kern werden zwei Argumente gegen diese Art der Übertragbarkeit von Zuschlägen vorgetragen.

Zum einen wird argumentiert, dass die dritte Variante dazu führen könnte, dass ein Bieter alle Zuschläge auf sich vereinen könnte, indem er gezielt und wissend unterhalb seiner eigenen Kosten bietet, um dann den restlichen Markt unter Druck zu setzen. Dieses Risiko ist als sehr gering einzuschätzen, da der bezuschlagte Akteur aufgrund der vorgesehenen kurzen Realisierungsfristen in Verbindung mit der hinterlegten Kautions ein hohes finanzielles Risiko eingehen würde und genötigt wäre, über mehrere Auktionszyklen hinweg systematisch alle anderen Akteure zu unterbieten in der unsicheren Hoffnung, im Anschluss an diejenigen Akteure zu einem Preis zu verkaufen, der oberhalb seines bezuschlagten Gebots liegt. Wenn sich wider Erwarten ein solches Verhalten bei der Auktion zeigen sollte, könnten hier Maßnahmen – etwa der Ausschluss von weiteren Auktionen – ergriffen werden, um ein solches Verhalten dauerhaft zu unterbinden.

Zum anderen muss die Wirkung einer Übertragbarkeit von Zuschlägen auf andere Projekte (Varianten 2 und 3) auch im Gesamtkontext mit weiteren Mechanismen gesehen werden. Insbesondere im Zusammenhang mit dem standortbezogenen Referenzertragsmodell Wind sind negative Auswirkungen einer Übertragbarkeit von Zuschlägen auf andere Projekte zu erwarten. So ist zu berücksichtigen, dass das Referenzertragsmodell Standortunterschiede nicht vollständig nivelliert, sondern – richtigerweise – Anreize setzt, ertragreiche Standorte bevorzugt zu erschließen, da die erwarteten Renditen an diesen besseren Standorten höher ausfallen. Daraus kann bei einem Referenzertragsmodell mit steiler Gebotskurve folgendes Bieterverhalten entstehen:

1. Wenn ein Bieter mehrere bezuschlagte Projekte aus unterschiedlichen Auktionsrunden mit unterschiedlichen Zuschlagshöhen hält, hätte er den Anreiz, den höchsten erhaltenen Zuschlag auf den ertragreichsten Standort zu übertragen und so seinen Gesamtgewinn zu Lasten des EEG-Kontos zu maximieren.
2. Unabhängig von bereits bezuschlagten Projekten entsteht zudem der Anreiz, in den Auktionsrunden einzelne sehr „optimistische“ (hohe) Gebote abzugeben, um anschließend die im ersten Punkt beschriebene Optimierung vorzunehmen.

Dieser Optimierungsanreiz entsteht bei erteilten Zuschlägen nach dem Gebotspreisverfahren bereits in einer Auktionsrunde. Kommt hingegen das Einheitspreisverfahren zum Einsatz wird dieser Effekt nur über mehrere Auktionsrunden hinweg wirksam. Im Ergebnis ist der Anreiz zur Portfoliooptimierung bei einer Übertragbarkeit von Zuschlägen auf andere Projekte systemimmanent und steht im Konflikt mit dem übergeordneten Ziel der Kosteneffizienz einer Auktionierung zur Ermittlung der Förderhöhe.

Hinzu kommt, dass der oben beschriebene positive Effekt der Risikominderung bei einer Übertragbarkeit von Zuschlägen zwischen Projekten (Variante 2 und 3) an Relevanz verliert, wenn aufgrund der kurzen Realisierungsfristen ohnehin von weit fortgeschrittenen Projekten ausgegangen werden kann, sodass die Gefahr betrieblicher Einschränkungen oder das Versagen der BlmSchG-Genehmigung eher gering ist. Zur weiteren Reduzierung von Risiken werden unter 2.10 und 2.11 ergänzende Maßnahmen vorgeschlagen.

Im Ergebnis ist der BDEW nach intensiver Diskussion mehrheitlich zu der Überzeugung gelangt, dass die zu erwartenden negativen Effekte die positiven Effekte im Segment der Windkraft überwiegen. Daher lautet die Empfehlung, von einer Übertragbarkeit von Zuschlägen auf andere Projekte (Varianten 2 und 3) in diesem Segment abzusehen.

Die neue Rolle von Aggregatoren im Bereich von Smart-Grids könnte auch bei einer Auktion von PV-Kleinstanlagen Vorteile entfalten: Neben der zu erwartenden Professionalisierung könnte im Segment von PV-Dachanlagen ein weiterer Vorteil durch eine Übertragbarkeit von Zuschlägen entstehen: Wenn Aggregatoren im Zuge der Auktion Förderberechtigungen erwerben und dementsprechend Anlagen für Letztverbraucher errichten könnten durch Skaleneffekte bei der Beschaffung der Anlagen Kostensenkungspotentiale im Bereich der Kleinstanlagen gehoben werden. Es ist zu erwarten, dass diese Kostensenkungspotentiale die möglichen unter 2.7 genannten Nachteile überwiegen; eine Übertragbarkeit von Zuschlägen im Fall von PV-Dachanlagen ist vor diesem Hintergrund gerechtfertigt.

2.8 Größenbegrenzung von Projekten

Im Hinblick auf die maximale Projektgröße ist ein „Trade-Off“ zwischen den zu erwartenden Skaleneffekten der Investitionskosten in große Anlagen bzw. Anlagen-Parks auf der einen Seite und den möglicherweise aus dem Anschluss entsprechend größerer Projekte resultierenden höheren Netzanschlusskosten auf der anderen Seite zu erwarten. Es kann also nicht mit Sicherheit davon ausgegangen werden, dass sich größere Projekte in allen Fällen spezifisch kostengünstiger realisieren lassen. An dieser Stelle sieht der BDEW daher einen wichti-

gen Evaluationspunkt und empfiehlt, zunächst keine Projekthöchstgrenzen festzusetzen. Soweit erforderlich, kann die ausschreibende Stelle Anpassungen im weiteren Verfahren vornehmen. Dies schafft Raum zur Hebung von Kostensenkungspotentialen durch Skaleneffekte, wobei durch die weiteren vom BDEW vorgeschlagenen Maßnahmen gleichzeitig die Beteiligung einer hinreichenden Anzahl von Akteuren diskriminierungsfrei gewährleistet wird.

2.9 Regelmäßigkeit von Auktionen

Um Lerneffekte für die Bieter zu erzielen, sollte die jährlich vorgesehene auszuschreibende Menge auf mehrere technologiespezifische Ausschreibungen pro Jahr verteilt werden. Dies stärkt den Wettbewerb. Wenn Bieter in einer Ausschreibung keinen Zuschlag erhalten, können sie nach kurzer Zeit erneut ein Gebot abgeben. Dabei muss aber verbindlich und frühzeitig festgelegt werden, wann Ausschreibungen stattfinden. Von Vorteil wäre es, wenn ein Großteil der Ausschreibungen bis August stattfindet, damit diese Ergebnisse in der Berechnung der EEG-Umlagen für das Folgejahr berücksichtigt werden können.

Bei Technologien mit geringerem Zubaupotential wie z. B. der Wasserkraft ist ein Rhythmus von ein oder zwei Jahren sinnvoll.

Zudem ist es sinnvoll, jeweils den Grenzpreis der Auktionsrunden zu veröffentlichen, um den Bietern die Möglichkeit zu geben, aus vorangegangenen Runden zu lernen. Sollte entgegen den Empfehlungen des BDEW das Gebotspreisverfahren Anwendung finden, müssten alle bezuschlagten Gebote veröffentlicht werden.

Weiterhin könnte es sinnvoll sein, das Gesamtvolumen der abgegebenen Gebote zu veröffentlichen, damit die Marktteilnehmer zusätzliche Informationen bezüglich der Knappheit im Markt erhalten und ihre weiteren Entwicklungsaktivitäten entsprechend anpassen können. Dies ist insbesondere im Falle von administrierten Höchstpreisen interessant, da diese das Ausmaß der Knappheit verschleiern können.

2.10 Aufschiebende Wirkung auf Realisierungsfristen im Fall von Rechtsstreitigkeiten

Projektierer von Erneuerbare-Energien-Anlagen geraten immer wieder an die Grenzen der Akzeptanz der betroffenen Anwohner. Bürgerbewegungen äußern Proteste und nicht selten kommt es zu zeit- und kostspieligen Rechtsstreitigkeiten. Weder die Dauer noch das Ergebnis solcher Verfahren liegen in den Händen der Projektierer.

Dabei haben Investoren keinen Einfluss darauf, ob ihre Projekte von Dritten beklagt werden; mit der Ausweitung der Klagemöglichkeiten für Naturschutzverbände wird dieses Risiko zukünftig sogar noch deutlich steigen. Klagen gegen die BImSchG-Genehmigung können aber ein Hinderungsgrund sein, die Anlage wie geplant und fristgerecht zu errichten. Die Laufzeit verwaltungsgerichtlicher Verfahren übersteigt regelmäßig die für die Realisierung in den Eckpunkten des BMWi vorgesehene 36-Monats-Frist. Daher ist es erforderlich, die Realisierungsfrist analog zu den verwaltungsverfahrenrechtlichen Fristen zur Umsetzung der BImSchG-Genehmigung im Falle von Klagen zu verlängern. Vor diesem Hintergrund wird in Analogie

zum BImSchG eine aufschiebende Wirkung von Rechtsstreitigkeiten empfohlen. Die technologiespezifischen Realisierungsfristen sollten für die Dauer der Verfahren bis zu einem Jahr pönalefrei ausgesetzt werden.

2.11 Pönalefreie Rückgabemöglichkeit von Zuschlägen

Der BDEW empfiehlt die Gewährung einer pönalefreien Rückgabe von Zuschlägen, wenn ein Bescheid oder ein Gerichtsurteil vorliegt, das den Bau oder Betrieb eines bezuschlagten Projekts einschränken oder unmöglich machen würde. Dies senkt die Risiken der Projektierer und reduziert in der Folge die ansonsten bei der Gebotsabgabe einzukalkulierenden Risikoprämien.

2.12 Ausgestaltung des Rechtsweges bei Bieterklagen einschließlich Fristen, einstweiligem Rechtsschutz etc.

Die vollständige Übertragung der vergaberechtlichen Prämissen (§ 102 ff. GWB, v. a. § 115 Abs. 1 GWB) hätte zur Folge, dass durch die Beschreitung des Rechtswegs der Zuschlag zumindest vorläufig nicht wirksam und dadurch der Ausbau der Erneuerbaren Energien behindert werden könnte. Dies ließe sich nur dadurch beheben, dass das Einlegen von Rechtsmitteln unterlegener Bieter keine aufschiebende Wirkung für die Erteilung von Zuschlägen gegenüber den zu bezuschlagenden Bietern und damit für die auszuschüttenden Förderberechtigungen entfaltet. Anderenfalls entstünde für potentielle Bieter ein hohes Maß an Investitionsunsicherheit und die Gefahr, die Energiewende durch eine Aneinanderreihung von Bieterklagen zu bremsen.

Um die Interessen unterlegener Bieter hinreichend zu wahren, muss stattdessen im Fall der Ausübung von Rechtsmitteln durch diese Bieter die dem bezuschlagten Bieter erteilte Förderberechtigung dem unterlegenen Bieter ebenfalls erteilt werden, wenn sich im Rechtsmittelverfahren herausstellt, dass die Einwände des unterlegenen Bieters berechtigt sind. Die bezuschlagte Mehrmenge bei diesen Auktionen kann dann auf die Gesamtsumme der zu auktionierenden Leistung aufgeschlagen und im Zuge weiterer Auktionen berücksichtigt werden.

Das Bundeswirtschaftsministerium kündigt in den Eckpunkten noch für den Winter 2015/2016 den Entwurf einer Verordnung zur europaweiten Öffnung der PV-Freiflächenausschreibung an. So sollen fünf Prozent des jährlichen Zubaus auch in anderen europäischen Ländern erfolgen können. Eine entsprechende Verordnungsermächtigung ist bereits im EEG 2014 angelegt. Dieser Schritt ist sehr zu begrüßen, da er die Erschließung neuer – möglicherweise effizienterer Standorte – möglich macht. Das Ergebnis wäre eine weitere Steigerung der Kosteneffizienz der Energiewende.

Klar ist, dass mit dem Zusammenwachsen des Europäischen Binnenmarkts auch energiewirtschaftliche Fragen längst eine europäische Dimension haben. Es ist daher nur conse-

quent, die europaweite Öffnung der Ausschreibung als ersten Schritt in Richtung einer Harmonisierung der Fördersysteme zu gehen.

Im Falle der anteiligen Ausschreibung und Bezuschlagung von EE-Anlagen im europäischen Ausland ist die Abwickelbarkeit der etablierten Prozesse sicherzustellen (vertikale Wälzung). Insbesondere sind die Zahlungsflüsse vom anschlussverpflichteten Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber bzw. vom Übertragungsnetzbetreiber an den anschlussverpflichteten Netzbetreiber genau zu definieren und zu regeln, damit eine Umsetzung länderübergreifend möglich wird. Darüber hinaus ist zu klären, wie im Falle von bewirtschafteten Engpässen die Gewährleistung des Zugangs zum nötigen Transportquerschnitt sichergestellt wird.

3 Windenergie an Land

3.1 Ausschreibungsgegenstand und Freigrenzen

Die in den Eckpunkten beschriebenen Rahmenbedingungen treffen weitgehend auf die Zustimmung des BDEW. Dies gilt beispielsweise für den Verzicht auf eine Obergrenze für die Größe der Projekte und den Verzicht auf Beschränkungen der Flächenkulisse. Insbesondere Letzteres ist zentral für den Erfolg der Auktion, da die Verfügbarkeit ausreichender Flächen Voraussetzung für einen hinreichenden Wettbewerb ist.

Kritisch wird hingegen die geplante Freigrenze von 1 MW (siehe 2.2.1) bewertet. Es ist zwar korrekt, dass Anlagen in diesem Segment heute nur als sogenannte Kleinwindanlagen in sehr geringem Umfang errichtet werden. Dies kann sich aber durch eine falsche Anreizsetzung ändern. Zur Wahrung der Akteursvielfalt bestehen geeignetere Instrumente (vgl. 2.2.3 und 2.2.6).

3.2 Ausschreibungsverfahren

Der BDEW teilt die in den Eckpunkten vertretene Auffassung, dass ein dynamisches Verfahren zur Erhöhung der Markttransparenz nicht erforderlich ist. Aufgrund regelmäßig stattfindender Auktionen ist davon auszugehen, dass den Marktakteuren hinreichend Informationen zur Verfügung stehen.

3.2.1 Anzahl der durchzuführenden Auktionen pro Jahr

Die Eckpunkte des Bundeswirtschaftsministeriums sehen drei bis vier Ausschreibungen pro Jahr vor. Die Durchführung mehrerer Auktionen pro Jahr gewährleistet eine kontinuierliche Projektentwicklung und ermöglicht Bietern die Erzielung von Lerneffekten (vgl. 2.9).

Eine diesbezügliche Umfrage unter den im BDEW organisierten Unternehmen hat ergeben, dass die Branche aus dem genannten Grund sechs Ausschreibungsrunden pro Jahr bei Windkraftanlagen empfiehlt.

3.2.2 Fragen zur Konsultation Windenergie an Land

Wie beurteilen Sie die Regelungen zum Höchstpreis und zur Ausschreibungshäufigkeit, auch vor dem Hintergrund der Flächenverfügbarkeit und Wettbewerbssituation?

Vgl. 2.6 und 3.2.1.

Wie sollte ein Höchstpreis bestimmt sein und mit welchem Ziel?

Vgl. 2.6.

Welche Aspekte des Ausschreibungsverfahrens (Preisregel, Ausschreibungsfrequenz) erhöhen Wettbewerbschancen für kleinere Akteure an schlechten Windstandorten (< 85 Prozent Referenzstandortgüte)?

Hier wird auf die Kapitel 2.5 und 3.2.1 verwiesen. Aus Sicht des BDEW ist das Risiko im Zusammenhang mit dem Gebotspreisverfahren, dem Fluch des Gewinners zu unterliegen, an windschwächeren Standorten höher als an besseren Standorten. Der Grund hierfür liegt in den tendenziell höheren Projektkosten an windschwächeren Standorten. Dies reduziert die erwartbare Rendite. Davon ausgehend, dass der Bieter zwar versuchen wird, den Grenzpreis bei der Gebotsabgabe zu erraten, diesen – im Fall der Bezuschlagung – in den allermeisten Fällen aber mehr oder weniger unterbietet, steigt das Risiko, die tatsächlichen Kosten zu unterschätzen.

Ist die vorgeschlagene Ausnahmeregelung für Anlagen < 1 MW sinnvoll?

Vgl. 2.2.1.

3.3 Teilnahmevoraussetzungen

3.3.1 Ausschreibungszeitpunkt und Realisierungsfrist

Mit Blick auf die Errichtung von Windenergieanlagen an Land zeigt sich eine große Heterogenität des Rechtsrahmens. Dies erschwert die Formulierung einheitlicher Präqualifikationsanforderungen. Nahezu allen Windenergieprojekten gemein ist, dass für ihre Realisierung eine Genehmigung nach BImSchG erforderlich ist. Hinzu kommt, dass erst zu einem späten Projektierungszeitpunkt von hinreichender Realisierungswahrscheinlichkeit ausgegangen werden kann. Dies hängt mit zahlreichen Ungewissheiten zusammen, die nicht im Zusammenhang mit der Ernsthaftigkeit des Bieters stehen.

Vor diesem Hintergrund sprechen sich die im BDEW vertretenen Mitgliedsunternehmen nach gegenwärtigem Diskussionsstand mehrheitlich für einen späten Ausschreibungszeitpunkt mit einer Realisierungsfrist von 24 - 36 Monaten aus. Die in den Eckpunkten vorgeschlagene

gestufte Pönalisierung bei verspäteter bzw. der Verfall der hinterlegten Sicherheit bei Nicht-Realisierung binnen 36 Monaten trifft auf Zustimmung des BDEW.

3.3.2 Materielle oder finanzielle Präqualifikation

Für das Erfordernis einer materiellen Präqualifikation in Form einer bestandskräftigen BlmSchG-Genehmigung spricht, dass erst mit deren Vorliegen mit 90prozentiger Sicherheit von einer Realisierung des bezuschlagten Projektes ausgegangen werden kann.

Befürworter der Variante ohne materielle Präqualifikation hingegen halten das Vorlegen der BlmSchG-Genehmigung für entbehrlich. Der Vorteil dieser Variante besteht vor allem in der vereinfachten Administrierbarkeit, da eine Prüfung der materiellen Präqualifikation entfallen kann. Entbehrlich wäre diese materielle Präqualifikation, weil die in diesem Fall zu hinterlegende höhere Kautio n ohnehin nahelegt, dass die Akteure erst an der Ausschreibung teilnehmen, wenn sie über eine bestandskräftige BlmSchG-Genehmigung verfügen. Andererseits könnte dies zu einem strukturellen Nachteil für kleine Akteure führen, wenn sie einerseits eine hohe Kautio n hinterlegen und zudem noch die Kosten der Vorentwicklung bis zur BlmSchG-Genehmigung tragen müssen.

Die Entscheidung für eine dieser beiden Varianten würde zu einer strukturellen Benachteiligung einer der beiden Akteursgruppen führen. Vor diesem Hintergrund wird erneut angeregt, über ein Akteursmodell nachzudenken, das die Wahl zwischen beiden Zugangsmöglichkeiten zulässt.

1. Variante:
 - a. Teilnahme mit Vorlage der BlmSchG-Genehmigung
 - b. 24 - 36 Monate Realisierungsfrist
 - c. 30 Euro / kW Kautio n
2. Variante:
 - a. Teilnahme ohne materielle Präqualifikation
 - b. 24 – 36 Monate Realisierungsfrist
 - c. 100 Euro / kW Kautio n

In beiden Fällen kann aufgrund der Präqualifikation bzw. Höhe der hinterlegten Kautio n von der Ernsthaftigkeit der Bieter ausgegangen werden. Die kurze Realisierungsfrist legt nahe, dass die Gebotsabgabe erst bei weit fortgeschrittenen Projekten erfolgt, also externe Risiken vergleichsweise gering sind. Dies ist dann der Fall, wenn die BlmSchG-Genehmigung vorliegt oder in Kürze erwartet wird.

3.3.3 Juristischer Hinweis zum Zusammenwirken von Freigrenzen und materieller Präqualifikationsanforderungen

Entscheidet sich der Gesetzgeber aber für eine Leistungsschwelle zur zwangsweisen Beschreitung des Ausschreibungsverfahrens, muss in jedem Falle sichergestellt werden, dass sämtliche Windenergieanlagen oberhalb dieser Schwelle auch nach dem Bundes-

Immissionsschutzrecht genehmigungspflichtig wären. Ansonsten würde eine bestandskräftige BImSchG-Genehmigung dann z. B. als Präqualifikationserfordernis fehlgehen, wenn die Anlage im Einzelfall nur einer baurechtlichen Genehmigung bedürfte. Da das Immissionsschutzrecht eine Genehmigungsbedürftigkeit nicht notwendigerweise an die Leistung der Anlage knüpft, kann dies im Einzelfall zu Friktionen führen.

3.3.4 Fragen aus der Konsultation

Halten Sie es für erforderlich, bei Hinterlegung einer deutlich höheren Sicherheit (100 €/kW) auf die materielle Qualifikationsanforderung zu verzichten? Welche Auswirkungen hätte dies auf die Akteursstruktur?

Vgl. 3.3.2

Kann es sinnvoll sein, die finanzielle Strafe bei Nicht-Erfüllung insbesondere für kleinere Akteure durch eine andere Strafe (Ausschluss von weiteren Ausschreibungen) zu ersetzen?

Der Ausschluss von Auktionen stellt eine deutlich stärkere Strafe dar als eine finanzielle Pönale. Eine solche Maßnahme sollte nur dann ergriffen werden, wenn es Anlass zur Vermutung gibt, dass der Bieter missbräuchlich Gebote ohne Realisierungsabsicht platziert.

Zudem stellt sich im Zusammenhang mit einer solchen Regelung erneut die Frage der Abgrenzung und Treffsicherheit der Regel (vgl. 2.2.5.).

Welche weiteren Modelle sind geeignet, um eine Balance zwischen hoher Realisierungsrate und einer Minimierung der Bieterisiken zu schaffen?

Die genannten Instrumente erscheinen geeignet. Weiterer Instrumente bedarf es nicht.

Welche Auswirkungen hat das vorgeschlagene Modell auf die Kosten von neuen Projekten?

Es ist nicht mit einer signifikanten Kostensteigerung zu rechnen. Die Projektrisiken in der Realisierungsphase sind angesichts des späten Ausschreibungszeitpunkts überschaubar. Es ist zu erwarten, dass das Zuschlagsrisiko in geringen Umfang eingepreist werden muss. Hierbei muss es jedoch nicht zu einer Benachteiligung kleinerer Akteure kommen (vgl. 2.2.6). Demgegenüber stehen Möglichkeiten zu Preissenkung aufgrund der wettbewerblichen Festlegung des Vergütungssatzes.

Können kleine Akteure bei Vorlage einer Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz eine konditionierte Avalbürgschaft zur Teilnahme an der Ausschreibung erlangen? Welche zusätzlichen Kosten könnten dadurch anfallen? In welchem Verhältnis stehen sie zu den Investitionskosten.

Die Antwort ist einzelfallabhängig und hängt letztlich von der Kreditwürdigkeit und den Sicherheiten ab, die das Unternehmen bieten kann. Soweit eine Genehmigung nach dem BImSchG vorliegt, ist zu erwarten, dass diese als Sicherheit ausreicht. Die Kosten einer Avalbürgschaft sind im Verhältnis zu den Gesamtprojektkosten zu vernachlässigen.

Können kleine Akteure auch ohne die Vorlage einer Genehmigung eine solche Avalbürgschaft bekommen?

Das hängt von der Kreditwürdigkeit und den Sicherheiten ab, die das Unternehmen nachweisen kann. Davon ausgehend, dass kleinere Unternehmen finanzschwächer sind, dürfte dies jedoch schwierig werden.

Sind die Realisierungsfristen sinnvoll gewählt?

Ja (vgl. 3.3.1).

3.4 Zuschlagserteilung und Übertragbarkeit der Förderberechtigung

3.4.1 Zuschlagskriterium

Der BDEW teilt die in den Eckpunkten vertretene Auffassung, dass allein die Gebotshöhe zuschlagsrelevant sein sollte, da weitere Bewertungskriterien ein erhebliches Diskriminierungspotential mit sich bringen würden.

3.5 Rolle des Referenzertragsmodells bei der Ausschreibung

Die regionale Verteilung des Zubaus von Windkraftanlagen ist eines der am meisten im öffentlichen Fokus stehenden Themen bei der Erarbeitung des Auktionsdesigns. An der Diskussion um die regionale Verteilung des Zubaus von Windkraftanlagen manifestieren sich wirtschaftliche Einzelinteressen der Bundesländer bzw. Akteure in den Regionen. Es geht – ungeachtet der dafür vorgetragenen Argumente – nur teilweise um energiewirtschaftliche oder volkswirtschaftliche Fragen, sondern um die Verteilung von Wertschöpfung.

Der BDEW hat die öffentlich diskutierten Vorschläge aus energiewirtschaftlicher Perspektive diskutiert.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass es energiewirtschaftlich sinnvoller ist, Erzeugungsanlagen an ertragreichen Standorten zu errichten. In der Regel fallen die einzusparenden Kosten für den Netzausbau geringer aus als die Mehrkosten einer grundsätzlich auf Netzausbauverminderung ausgerichteten Verteilung des Zubaus von Windkraftanlagen.

Instrumente, die in die wettbewerbliche Verteilung der Standorte eingreifen, um eine regionale Verteilung des Zubaus von Windkraftanlagen gewährleisten, stehen damit zunächst im Spannungsfeld zwischen Akzeptanz und Kosteneffizienz.

Daraus kann aber nicht gefolgert werden, dass Instrumente zur regionalen Verteilung des Zubaus generell abzulehnen sind. So wird argumentiert, dass durch eine regionale Verteilung im Gegensatz zu einer regionalen Ballung beim Zubau von Windkraftanlagen die Akzeptanz für die Energiewende gestärkt werden könnte. Gegen dieses Argument wird allerdings von anderer Seite eingewendet, dass häufig die Akzeptanz von Windenergieanlagen dort höher sei, wo bereits viele Windkraftanlagen installiert sind. Im Binnenland sei der Widerstand oft noch größer. Es erfolgt jedoch eine gleichmäßigere Lasten- und Nutzenverteilung, wenn mehrere Regionen an der Wertschöpfung im Rahmen des Zubaus von Windkraftanlagen teilhaben.

Akzeptanz ist eine zentrale Voraussetzung für die Umsetzung der Energiewende und kann dazu beitragen, Verzögerungen beim Aufbau der erforderlichen Infrastruktur zu reduzieren. Daneben kommt es durch die Akzeptanzsteigerung auch zu einer Kostenreduktion für Verwaltungs- und Gerichtsverfahren.

Im Hinblick auf bestehende Netzengpässe kann ein Instrument zur regionalen Verteilung des Zubaus von Windkraftanlagen jedoch auch kosteneffizienzsteigernd sein, wenn dadurch die Abregelung von Strom aufgrund von Netzengpässen und der in diesem Zusammenhang entstehende Entschädigungsanspruch der Anlagenbetreiber vermieden werden können. Dieses Argument greift allerdings nur auf der Höchstspannungsebene, wo tatsächlich Netzausbau und vermiedene Abschaltungen abgeleitet werden können. Auch in Süddeutschland gibt es aufgrund dezentraler Einspeiser (insbesondere PV) zahlreiche Engpässe im Mittelspannungs- und Verteilnetz, diese Engpässe werden durch den Ausbau der Windenergie in Süddeutschland ebenfalls verschärft. Die bisher diskutierten Instrumente für eine regionale Verteilung des Zubaus von Windkraftanlagen sind jedoch nicht geeignet, um zielscharf die Kosten des Netzausbaus zu minimieren; hierfür bedarf es Maßnahmen, welche auf Ebene des Netzes greifen und nicht bei der Fördersystematik für Erneuerbare Energien.

Im Ergebnis ist eine Abwägung vorzunehmen. So wird ein Instrument zur regionalen Verteilung des Zubaus von Windkraftanlagen als politisch wichtig erachtet. Es sollte sich jedoch auf die notwendigen Eingriffe für die Schaffung der erforderlichen Akzeptanz beschränken. Der Anreiz zum Bau von Anlagen an ertragreichen Standorten darf dabei durch ein wie auch immer geartetes Modell zur regionalen Verteilung des Zubaus von Windkraftanlagen nicht geringer sein als für den Bau von Windkraftanlagen an ertragsschwächeren Standorten. Mit Blick auf die Ausgestaltung / Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells sind folgende Aspekte zu beachten:

Die regionale Verteilung des Zubaus von Windkraftanlagen hängt neben dem Referenzertragsmodell in erheblichem Maße von der Verfügbarkeit von Flächen ab. Es ist daher dafür Sorge zu tragen, dass in den Regionalplänen ausreichend geeignete Flächen ausgewiesen werden.

Die Wahl des Standorts für ein Projekt erfolgt nicht durchweg mit Blick auf die Gewinnmaximierung. Insbesondere bei regional verankerten Projektierern ist zu erwarten, dass Standorte aus der Region gewählt werden – sei es aus Gründen der Akzeptanz oder der leichteren Verfügbarkeit von Flächen.

Im bisherigen Referenzertragsmodell erfolgt über die entsprechend der Standortqualität variabel ausgestaltete Dauer der Anfangsvergütung eine Annäherung der Renditen an unterschiedlichen Standorten, ohne diese vollständig zu nivellieren.

Mit Blick auf die erwartete Gebotskurve einer Auktion ist zu gewährleisten, dass effiziente Projekte an Standorten mittlerer Qualität mit weniger effizienten Projekten an guten Standorten im Rahmen der Auktion konkurrieren können. Kann dies nicht gewährleistet werden, so können daraus zwei Konsequenzen folgen:

- Wenn ausreichend Flächen und Projekte an guten Standorten zur Deckung der Gesamtnachfrage der Auktion vorhanden sind, kommen Standorte mittlerer Qualität nicht mehr zum Zuge. Es käme aufgrund der tendenziell höheren Verfügbarkeit windstarker Standorte im Norden zu einer regionalen Konzentration des Zubaus.
- Wenn nicht ausreichend Flächen und Projekte an guten Standorten zur Deckung der Gesamtnachfrage der Auktion vorhanden sind, werden Projekte an Standorten mittlerer/minderer Qualität grenzpreissetzend. Unabhängig vom Zuschlagsverfahren ist dann mit Mitnahmeeffekten auf Seiten der guten Standorte zu rechnen. Die Förderung ist in diesem Fall für die inframarginalen (guten) Projekte höher als im aktuellen System – trotz wettbewerblicher Preisfindung.

Entsprechend dem breiten Meinungsspektrum der öffentlichen Diskussion herrschen im BDEW unterschiedliche Auffassungen darüber, ob im Vorfeld der Einführung eines Auktionsmodells eine Anpassung des Referenzertragsmodells erforderlich ist. Unstrittig ist jedoch, dass der Ausbau weiterhin bundesweit erfolgen sollte und ein Referenzertragsmodell in einem mengenbegrenzenden System eine grundsätzlich andere, wettbewerbsentscheidende Rolle entfaltet. Nach Abwägung der vorgetragenen Argumente und intensiver Diskussion werden im ersten Schritt folgende Empfehlungen ausgesprochen:

1. Als geringfügige Anpassung des Referenzertragsmodells, die auch zu einer Abflachung der Gebotskurve führt, wird in Anlehnung an das Gutachten „Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen“ (Prof. Dr. Peter Bofinger, Prof. Dr. Markus Ludwigs & BET Aachen) die Absenkung der Grundvergütung für Strom aus Windkraftanlagen an Land von 4,9 auf 3,5 Cent/kWh empfohlen. Neben der damit bezweckten Abflachung der Gebotskurve wäre ein weiterer positiver Aspekt dieser Maßnahme, dass Erzeugungsanlagen an ertragreichen Standorten wahrscheinlich früher aus der Förderung des EEG ausscheiden, wenn sie zukünftig am Markt ohne Förderung höhere Erlöse erwirtschaften können. Dies stärkt die Marktintegration der Erneuerbaren Energien.
2. Mit Blick auf die weiteren vorliegenden Vorschläge zur Gewährleistung eines regionalen Zubaus von Windkraftanlagen bewertet der BDEW eine Aufteilung der Auktion in Gebotszonen mehrheitlich kritisch. Hintergründe sind unter anderem rechtliche Bedenken, da bei einer Zonung nach erfolgter Gebotsabgabe in das Auktionsergebnis eingegriffen wird. Aber auch bei anderer Gestaltung ist aus grundsätzlichen wettbewerblichen Erwägungen heraus eine Zonung für die Mehrheit der Mitgliedsunternehmen problematisch, da sie eine feste Mindestaufteilung der Zubaumengen auf Bun-

deslängergrenzen determiniert und unter Umständen die Wettbewerbsintensität tangiert

Eine Aufteilung in Gebotszonen könnte allenfalls entsprechend bestehenden Netzengpässen bis zu deren Beseitigung gerechtfertigt sein. Dies wäre jedoch nicht kompatibel zu den vorliegenden Vorschlägen für eine Aufteilung in eine Nord- und in eine Südzone entsprechend der Bundeslängergrenzen und in der Folge auch kaum administrierbar.

Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, eine Aufteilung in Gebotszonen zunächst zurückzustellen und – falls erforderlich (siehe 3.) – alternative Handlungsoptionen zu entwickeln, wie mit weniger eingreifenden und gleichsam rechtssicheren Maßnahmen die gewünschte Verteilungswirkung erzielt werden kann.

3. Es sollte ein regelmäßiges Monitoring der Auktionsergebnisse durchgeführt werden, verbunden mit der Möglichkeit zur kurzfristigen Anpassung des Referenzertragsmodells, wenn dies aufgrund einer Ballung des Zubaus oder der Bezuschlagung ineffizienter Standorte bzw. Erhöhung der Preise als erforderlich erscheint.

3.5.1 Fragen aus der Konsultation

Wie kann das Referenzertragsmodell in der vorgeschlagenen Änderung in Ausschreibungsverfahren zu einer mittel- bis langfristig ausgewogenen regionalen Verteilung beitragen?

Das Referenzertragsmodell ist ein zentraler Baustein für eine regionale Verteilung, da es in einem System mit Mengensteuerung wie der Ausschreibung eine grundsätzlich andere Wirkung entfaltet als in einem System mit Preissteuerung (bisheriges EEG). Das Referenzertragsmodell entscheidet in Ausschreibungen in erster Linie über die Zuschlagswahrscheinlichkeit. Im Hinblick auf die in den Eckpunkten vorgeschlagene Anpassung des Referenzertragsmodells bestehen hinsichtlich der angenommenen Effekte erhebliche Unsicherheiten. Der BDEW empfiehlt daher lediglich eine sehr maßvolle Anpassung in Verbindung mit einem Monitoring (vgl. 3.5.).

Welche Nachteile bestehen in der Ausgestaltung des Modells sowie in der Parametrisierung? Wie könnten Defizite im Modell behoben werden, um eine Verdrängung windschwächerer Standorte zu vermeiden?

Vgl. 3.5.

Für den Erfolg von Ausschreibungen und eine hinreichende Akzeptanz ist ein ausreichend hohes Ausschreibungsvolumen erforderlich. Insbesondere für die Jahre 2017 bis 2019 sollte – auch in Anbetracht der erwarteten sehr hohen Repowering-Potenziale – die ausgeschriebene Bruttomenge zwischen 4 und 5 GW pro Jahr liegen.

Darüber hinaus ist es für die Projektierer sowie im Windmarkt tätigen Unternehmen von zentraler Bedeutung, für das Jahr 2017 Planungssicherheit zu erhalten. Deshalb ist es zwingend erforderlich, dass bis spätestens Ende 2015 die Ausschreibungsmengen für das Jahr 2017

bekannt gegeben werden. Nur dann können noch entsprechende Planungen in den Windenergieprojekten vorgenommen werden. Alternativ besteht das latente Risiko, dass Projekte nicht weiterentwickelt werden und deshalb in 2017 bei Ausschreibungen nicht angeboten werden können.

Der BDEW empfiehlt deshalb, bereits im Rahmen des Referentenentwurfs im Herbst 2015 die geplante Ausschreibungsmenge für das Übergangsjahr 2017 gesetzlich zu verankern.

Bedarf es neben dem Referenzertragsmodell weiterer Regelungen zur regionalen Steuerung (z. B. Quotierung für einzelne Bundesländer)? Welche Auswirkungen hätten solche Vorschläge auf die Ausschreibung?

Nein, es bedarf hierzu keiner weiteren Regelungen (vgl. 3.5).

Bedarf es einer Anpassung der Definition des Referenzstandortes? Wie könnte eine Anpassung aussehen und welche Konsequenzen würden sich daraus in der Praxis ergeben? Unterlegen Sie die Vorschläge bitte mit konkreten Vergleichsrechnungen.

Nein, das Referenzertragsmodell sollte zunächst weitgehend – mit nur geringfügigen Anpassungen – beibehalten werden (vgl. 3.5).

Sind bei einer Anpassung des Referenzertragsmodells in der vorgeschlagenen Weise Auswirkungen auf die Akteursstruktur zu erwarten?

Die Folgen einer Anpassung sind schwierig abzuschätzen. Grundsätzlich würde die Akteursvielfalt eher erhalten bleiben, wenn weiterhin eine Vielzahl von Standortqualitäten wettbewerbsfähig bebaut werden können. Der BDEW empfiehlt zunächst nur eine leichte Anpassung des Referenzertragsmodells durch eine geringfügige Änderung der Grundvergütung (vgl. 3.5). Weitere Anpassungen sollten auf Basis der ersten Auktionsergebnisse diskutiert werden.

4 Windenergie auf See

4.1 Einführung

Der Ausbau von Windenergieanlagen auf See erfolgt nach einem anderen Regime als der Zubau von Windenergieanlagen an Land. So wird bei Windenergieanlagen auf See die Anschlussreihenfolge durch den Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) vorgegeben. Hinzu kommt, dass die zur Verfügung stehenden Flächen zu einem großen Teil bereits durch Genehmigungen belegt sind. Es ist daher fraglich, ob in den anzuschließenden Clustern ein ausreichender Wettbewerb gegeben ist. Da Auktionen nur mit ausreichendem Wettbewerb erfolgreich sein können, sind Maßnahmen zu prüfen, wie diese Wettbewerbsintensität gewährleistet werden kann.

4.2 Eckpunkte des zentralen Systems und Alternativen

In diesem Zusammenhang werden verschiedene Zielmodelle zur Durchführung von Auktionen im Bereich Wind auf See diskutiert.

1. Das Modell „beschleunigter Netzanschluss“ sieht vor, dass die Netzanbindung erst nach Zuschlagserteilung für die Windparks auf See (OWP) beauftragt wird. In diesem Modell könnten alle Windparks gegeneinander antreten, sodass von einer hohen Wettbewerbsintensität ausgegangen werden könnte. Der BDEW weist jedoch darauf hin, dass diese Systematik vor dem Systemwechsel 2012 zu erheblichen Verzögerungen bei der Inbetriebnahme von OWP geführt hatte. Angesichts unsicherer Entwicklungen bei den Fertigungszeiten der Netzanbindung sollte daher von diesem Ansatz Abstand genommen werden.
2. Das Konzept „O-NEP+“ sieht vor, dass alle im räumlichen Zusammenhang zu geplanten Netzanbindungen liegenden OWP an der Ausschreibung teilnehmen können sollten. Vorteil dieses Konzeptes gegenüber dem Modell „beschleunigter Netzananschluss“ wäre, dass es das bestehende Netzanbindungssystem fortsetzen würde. Das Problem verzögerter Netzanbindungen würde sich hier nicht stellen. Allerdings ist fraglich, ob in diesem Modell ein hinreichender Wettbewerb für ein kosteneffizientes Auktionsergebnis gewährleistet werden kann. Diesem möglicherweise auftretenden Mangel an Wettbewerb könnte begegnet werden, indem eine Netzanbindung „auf Vorrat“ vorgesehen wird. Konsequenz zu Ende gedacht, zöge dies jedoch einen nicht unerheblichen Leerstand an Netzanbindungskapazitäten nach sich.
Es ist zu erwarten, dass die in diesem Zusammenhang entstehenden Kosten die Kosteneinsparungen durch die Wettbewerbssteigerung überkompensieren.
3. Das sogenannte „zentrale Modell“ sieht die Projektentwicklung der Windparks auf See durch eine zentrale Behörde und eine anschließende Auktion unter allen interessierten Investoren vor. Für das zentrale System spricht vor allem, dass es allen interessierten Investoren die Teilnahme an der Ausschreibung erlaubt und damit die höchste Wettbewerbswirkung aufweist. Daneben werden mögliche Überrenditen aus Standortvorteilen abgeschöpft, die für Projektentwickler ohnehin nicht beeinflussbar sind. Nicht zuletzt werden teure Leerstände von Netzanbindungen vermieden, und nach dem Übergang können die Netzanbindungen nach dem O-NEP ohne Verteilungskämpfe zwischen Projektinhabern optimal weiterentwickelt werden.

Im BDEW gibt es zur Frage des Zielmodells eine kontroverse Diskussion. Im Ergebnis spricht sich der BDEW jedoch mehrheitlich für das „zentrale Modell“ aus und unterstützt damit die vom Bundeswirtschaftsministerium in den Eckpunkten vertretene Vorschläge.

4.3 Notwendigkeit eines Übergangssystems

Ein Auslaufen der Genehmigungen oder eine andere Entwertung würde einen massiven Eingriff in den Vertrauensschutz der Projektierer bedeuten und die Investitionssicherheit in Frage stellen. Ein solcher Ansatz stellt daher keine geeignete Option dar. Es ist zu begrüßen, dass auch die in den Eckpunkten des Bundeswirtschaftsministeriums vertretene Auffassung den

Vertrauensschutz hervorhebt. Das Eckpunktepapier weist zu Recht darauf hin, dass angesichts bestehender Genehmigungen zwischen einer Übergangsphase und einem Zielmodell für Auktionen zur Ermittlung der Förderhöhe von Strom aus Wind auf See differenziert werden müsse. Für den Übergang werden verschiedene Optionen diskutiert:

1. So ist es denkbar, vor der Umstellung auf Ausschreibungen zunächst alle bereits erteilten Genehmigungen abzuarbeiten. Dies würde jedoch dazu führen, dass die Umstellung auf Ausschreibungen nicht 2017 erfolgen könnte. Das Bundeswirtschaftsministerium geht jedoch genau davon als Prämisse aus. So sollen bereits in den Jahren 2021 bis 2023 Windkraftanlagen auf See auf Basis von Auktionen errichtet werden. Realistischer Weise ist daher davon auszugehen, dass die politische Akzeptanz für einen späteren Beginn der Auktion bei Offshore-Windparks gering sein wird.
2. Als zweite Option kommt eine Entschädigung aller bereits genehmigten Projekte in Betracht. Dann könnten auf Basis der bereits geleisteten Vorarbeiten die Projekte unter allen interessierten Akteuren ausgeschrieben werden. Ein Vorteil dieser Lösung bestünde darin, dass sich unmittelbar eine größere Wettbewerbsintensität ergeben würde. Allerdings hat sich in der Diskussion der vergangenen Monate gezeigt, dass es erhebliche Diskrepanzen im Hinblick auf die Einschätzung des Werts der bereits ausgestellten Genehmigungen gibt. Auch im BDEW ist diese Option unter den Mitgliedern umstritten. Die Zustimmungsbereitschaft der Akteure zu dieser Option hängt maßgeblich davon ab, ob ihre Projekte noch vor 2021 realisiert werden. Ist dies der Fall, verlieren sie nichts, sondern erhalten über die Öffnung der anderen Projekte im Rahmen einer Auktion neue Chancen. Verfügt ein Akteur hingegen über eine Genehmigung für ein Projekt, das nicht vor 2021 realisiert werden kann, drohen nicht nur Verluste durch eine unzureichende Entschädigung der bereits im Vertrauen auf die bestehende Rechtslage geleisteten Projektierungsarbeiten, sondern auch der Verlust des gesamten Projektes im Zuge der anschließenden Auktion.
3. Als dritten Weg sehen die Eckpunkte nun eine Einmalauktion in 2017 für die in den Jahren 2021 bis 2023 anzuschließenden OWP vor. Hierfür sollen im O-NEP 2025 die benötigten Netzanschlüsse mit Fertigstellungstermin zwischen 2021 und 2023 bestätigt werden. Teilnahmeberechtigt sind – vereinfacht ausgedrückt – Akteure mit bereits bestehenden Genehmigungen oder derzeit weit fortgeschrittenen Projekten, die an einer bereits beauftragten oder im O-NEP bestätigten Netzanbindung bzw. in der Ostsee gelegen sind.

In den Eckpunkten geht das BMWi davon aus, dass OWP mit rund 5,5 GW an einer Ausschreibung für 2,4 GW teilnehmen können. Diese Option stellt grundsätzlich einen akzeptablen Kompromiss für die Übergangsphase dar. Sorge bereitet allerdings die in den Eckpunkten vorgesehene Einkürzung der Ausschreibungsmenge. So soll laut Eckpunktepapier die Ausschreibungsmenge um den Zubau, um den das das 2020-Ziel von 6,5 GW überschritten wird und um den Zubau, der sich aus der ersten vorgezogenen Ausschreibung im zentralen Modell im Küstenmeer in der Ostsee ergibt, gekürzt werden.

Bis 2020 kann das Ausbauziel von 6.500 MW um 1.200 MW überschritten werden. In diesem Fall würde die Ausschreibungsmenge in der Einmalauktion von 2.400 MW entsprechend gekürzt. Zum Auktionstermin im Jahr 2017 ist allerdings noch nicht sicher, ob alle Projekte mit zugewiesenen Netzanbindungen auch tatsächlich realisiert werden. Außerdem kann das Ausschreibungsvolumen inklusive der vorgezogenen Ausschreibungen nach dem zentralen System im Küstenmeer der Ostsee weiter reduziert werden. Unter der Annahme, dass unter optimaler Nutzung der geplanten Netzanbindungskapazitäten etwa 7,7 GW installierte Leistung bis 2020 errichtet werden und die Ausschreibungsmenge im Piloten zum zentralen Modell im Küstenmeer der Ostsee rund 400 MW beträgt, würde die Ausschreibungsmenge in der Einmalauktion auf 800 MW beschränkt. Dies stellt aus Sicht des BDEW keinen geeigneten Vertrauensschutz für die umfangreichen im Vertrauen auf das bestehende Regime getätigten Investitionen dar. Zwar wird der Zubaukorridor per Gesetz definiert und ist aus Sicht des BDEW ein wichtiger Bestandteil, um die Energiewende berechenbarer zu gestalten. Doch wiegt der Vertrauensschutz aus Sicht des BDEW schwerer als die Definition des Zubaukorridors. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW, die Einmalauktion unabhängig von dem bis 2020 erfolgten Zubau an Erzeugungskapazitäten auf See und unabhängig vom Pilotmodell für das zentrale Modell mit insgesamt 2,4 GW durchzuführen. Der sich daraus ggf. ergebende Überschuss an Erzeugungskapazitäten sollte im zentralen Modell abgeschmolzen werden, wenn sich die Frage des Vertrauensschutzes nicht mehr stellt. Auf diese Weise ließe sich ohne Fadenriss und Verletzung des Vertrauensschutzes im Mittel der Zubaukorridor einhalten.

Unter diesen Rahmenbedingungen würden aus Sicht des BDEW trotz des (notwendigen) Übergangs zum zentralen Modell allen Unternehmen, die bereits über eine Genehmigung oder weit fortgeschrittene Projekte verfügen, eine faire Chance eingeräumt, die von Ihnen begonnen Projekte zu realisieren. Damit entsteht durch das Übergangssystem ein wichtiger Vorteil gegenüber einem sofortigen Übergang zum zentralen Modell. Läge die Entscheidung bei einem sofortigen Übergang ohne Einmalauktion, ob ein genehmigter Park angeschlossen werden kann oder nicht, außerhalb der Einflussosphäre der Offshore-Projektierer, rückt diese Entscheidung über die Einmalauktion nun in ihren Einflussbereich. Dennoch ist es unbedingt aus Gründen des Vertrauensschutzes erforderlich, dass in der Einmalauktion nicht bezuschlagte Projekte – wie in den Eckpunkten vorgesehen – entschädigt werden.

4. Als mögliche Alternative sieht das Eckpunktepapier auch die Durchführung von drei Auktionen mit jeweils 800 MW für die Jahre 2021 bis 2023 auf Basis des unter 4.2 diskutierten Modells „O-NEP+“. Hierzu gibt es im BDEW keine einheitliche Meinung. Mehrheitlich teilt der BDEW aber die in den Eckpunkten dargestellten Zweifel, ob im Vergleich zu dem unter Punkt 3 dargestellten Übergangssystem von einem vergleichbaren Wettbewerbsniveau ausgegangen werden kann.

Mehrheitlich spricht sich der BDEW daher für das in den Eckpunkten vorgeschlagene Übergangssystem mit Einmalauktion aus. Da einer geplanten Ausschreibungsmenge von 2,4 GW rund 5,5 GW geplante Projekte gegenüberstehen, wäre in einem solchen Übergangssystem

mit hinreichend Wettbewerb zu rechnen. Ein weiterer Vorteil einer Einmalauktion für den Übergang besteht darin, dass sich Bieter mit ihren Geboten nicht auf die nächste Gebotsrunde mit voraussichtlich geringerem Wettbewerb verlassen können. Die Einmalauktion gewährleistet auch, dass bereits im Anschluss an die Auktion ab 2018 genügend nicht bezuschlagte Projekte für die Vorentwicklung im zentralen System vorhanden sind. Allerdings bedeutet die Einmalauktion auch, dass zwischen dem Zeitpunkt der Gebotsabgabe und der frühestmöglichen Realisierung unterschiedliche Zeiträume liegen (wegen der Realisierung der Netzanbindungen). Diese Effekte müssten ggf. (zum Beispiel durch Indexierung) berücksichtigt werden.

4.4 Rahmenbedingungen für die Einmalauktion

Die in den Eckpunkten vorgesehene Errichtung der zusätzlichen Netzanbindungen erlaubt nach Auffassung des BDEW eine breite Teilnahme vieler Projektentwickler an der Einmalauktion. Werden außerdem clusterübergreifende Anschlüsse in räumlicher Nähe zugelassen, erhöht sich die Anzahl der teilnahmeberechtigten Projekte. Das ist aus Sicht des BDEW zu befürworten. Die zeitnahe Vollausslastung der Netzanbindungen wird anschließend durch die zentral geplante Vorentwicklung von passenden Projekten nach dem zentralen System sichergestellt.

Grundsätzlich sollte spätestens im ONEP 2025 eine Reihenfolge der Fertigstellung der Netzanbindungen für den Zeitraum des Übergangssystems definiert werden, die möglichst vielen Projekten eine Teilnahme an der wettbewerblichen Einmalauktion erlaubt. Damit haben die Bieter eine Kalkulationsgrundlage, bis wann sie ihre Projekte fertigstellen müssen.

4.5 Entschädigung nicht bezuschlagter Projekte

Der finanzielle Ausgleich für Projekte, die ins zentrale System übergehen, sollte nicht pauschal und nicht allein für bietberechtigte Projekte erfolgen. Zum einen könnten durch die Auswahl von Netzanbindungen unabhängig vom Ergebnis der Einmalauktion fortgeschrittene Projekte vom Bieten ausgeschlossen werden. Außerdem zeigt schon der unterschiedliche Entwicklungsstand der Projekte, dass eine pauschale Vergütung ungerechtfertigt ist. Stattdessen sollten die Kosten entsprechend folgender abgeschlossener Projektentwicklungsstufen entschädigt werden, u. a.:

- Baugrunduntersuchungen
- Umweltverträglichkeitsuntersuchungen
- Windmessungen und –gutachten
- Projektkauf

Sofern die Kosten der einzelnen Stufen nachweisbar sind, sollten diese ausgeglichen werden. Um überteuerte Wertansätze zu vermeiden, können Höchstwerte pro abgeschlossene Projektentwicklungsstufe vorgesehen werden. Sind die Kosten ggf. nicht anhand von Rechnungen nachweisbar, können auch pauschale Wertansätze Anwendung finden. Sie müssen

aber unterhalb der Höchstwerte liegen. Außerdem sollte mit einer Stichtagsregelung Planungssicherheit geschaffen und verhindert werden, dass weitere Entwicklungsstufen begonnen werden, nur um in den Genuss eines pauschalen Ausgleichs für die Erreichung einer ggf. höheren Projektentwicklungsstufe zu kommen. Mit diesem spezifischen Ausgleich können grundsätzlich alle Projekte auch außerhalb der Zone 1 und 2 fair entschädigt werden. Da viele Projekte außerhalb der Zonen 1 und 2 nur einen geringen Entwicklungsstand aufweisen, blieben die Kosten in einem angemessenen Rahmen.

Wichtig ist auch der Zeitpunkt für die Entschädigung. Einen Ausgleich erst zu gewähren, wenn die Projekte auch nach dem zentralen System ausgeschrieben werden, benachteiligt Projektentwickler außerhalb der Zonen 1 und 2. Sie können den Ausschreibungstermin und damit die Zinsverluste nicht steuern, ggf. existieren die Projektentwickler dann gar nicht mehr. Aus diesem Grund würde sich ein Ausgleich vorfinanziert durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau anbieten. Der erfolgreiche Bieter im zentralen System würde neben den Kosten der Vorentwicklung dann auch die niedrig verzinsten Kosten der Ausgleichszahlungen mit tragen. Die zuständige Stelle wäre ohne weiteren Eigentumseingriff frei in der Wahl der auszuschreibenden Projekte.

4.6 Das konkrete Ausschreibungsdesign bei Windenergie auf See

Das BMWi konkretisiert in seinen Eckpunkten das Ausschreibungsdesign für Windenergie auf See noch nicht, da zunächst zentrale Grundsatzentscheidungen der Ausschreibungen in diesem Segment getroffen werden müssten.

Als Realisierungsfrist für einen Offshore-Windpark werden im BDEW derzeit 48 Monate nach Zuschlagserteilung diskutiert. Hier wird davon ausgegangen, dass die Bestellung der Großkomponenten erst nach Zuschlagserteilung erfolgt und nur realisierungsreife Projekte an der Auktion teilnehmen. Aufgrund der hohen Realisierungsreife (vgl. Wind an Land) kann die zu hinterlegende Sicherheit vergleichsweise gering ausfallen.

4.7 Pilotprojekt Mengenkontingentierung

Eine stärkere Ausrichtung an den marktlichen und systemischen Erfordernissen erhöht den Wert des Stroms aus Erneuerbare-Energien-Anlagen und schafft eine neue Grundlage für einen systemverträglichen und politisch sowie gesellschaftlich gewollten Ausbau der Erneuerbaren Energien. Dabei kann auf bestehende Strukturen des Marktprämienmodells und auf bereits eingeleitete Veränderungen konsequent und zielstrebig aufgebaut werden.

Bereits 2012 hatte der BDEW in diesem Zusammenhang die Einführung von Mengenkontingenten für die Förderung von Erneuerbaren Energien vorgeschlagen. So steigt auf Basis der Förderung durch ein Mengenkontingentmodell der Anreiz für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung und zur Vermeidung der Einspeisung bei negativen Marktpreisen. Bei richtiger Ausgestaltung eines solchen Modells sind darüber hinaus positive Anreize im Hinblick auf die Anlagenauslegung zu erwarten. Nicht zuletzt sind weitere Kostensenkungen im Zusammen-

hang mit der wettbewerblichen Festlegung der Förderhöhe zu erwarten. So reduziert ein richtig parametrisiertes Mengenkontingent die Notwendigkeit zur Einpreisung nicht kalkulierbarer Risiken im Rahmen der Auktion zur Ermittlung der Förderhöhe. Im Ergebnis steigt die Kosteneffizienz, und die von den Letztverbrauchern zu tragenden Förderkosten sinken.

Die Umstellung auf eine Förderung von Mengenkontingenten sollte nach Auffassung des BDEW schnellstmöglich erfolgen. Dabei bietet sich an, die Wirkung der Mengenkontingentierung zunächst bei Windkraftanlagen auf See im Rahmen des Piloten zum zentralen Modell im Küstenmeer der Ostsee zu erproben. Gleichzeitig sollte ein breiter Dialog über die Ausweitung dieses Modells auf weitere Erzeugungstechnologien begonnen werden. Auf Basis der Ergebnisse sollte die Wirkung des Mengenkontingents im Hinblick auf die Anlagenauslegung und die Akteure beurteilt werden, um anschließend ggf. das gesamte Fördersystem umzustellen.

Für das Pilotprojekt empfiehlt der BDEW die Umsetzung eines zweistufigen Mengenkontingents. Damit werden sowohl ein Gesamtkontingent als auch ein Jahreskontingent festgelegt.

Das Gesamtkontingent definiert dabei die maximal über das EEG geförderte Strommenge. Wenn aber lediglich ein Gesamtkontingent definiert würde, würde die Investitionssicherheit der Anlagenbetreiber negativ beeinflusst, weil sie im Fall der (gewünschten) Verlagerung der Einspeisung von Strom in Stunden mit negativen Marktpreisen an das Ende des Gesamtkontingents mit erheblichen Barwertverlusten zu rechnen hätten. Dieses Problem wird durch Definition eines Jahreskontingents gemildert.

Wird ein niedriges Jahreskontingent definiert, so kann der Anlagenbetreiber erwarten, noch im selben Jahr die Förderung in Anspruch nehmen zu können, wenn er Strom in Stunden mit positiven Marktpreisen einspeist. Der Barwertverlust der in Anspruch genommenen Förderung wird dadurch auf ein zu vernachlässigendes Minimum reduziert.

Dabei muss das Jahreskontingent so gewählt werden, dass es keine Fehlanreize für ineffiziente Erzeugungsanlagen setzt. Solche Fehlanreize können vermieden werden, wenn das Jahreskontingent etwa 75 Prozent der energieträgerspezifischen durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden berücksichtigt. Das Jahreskontingent ist dann das Produkt aus energieträgerspezifisch zu definierenden Vollbenutzungsstunden und der installierten Leistung. Unter der Annahme, dass bei Windkraftanlagen im Küstenmeer der Ostsee durchschnittlich etwa 4000 Vollbenutzungsstunden erwartet werden können, sollten 3000 Vollbenutzungsstunden für die Berechnung des Jahreskontingents herangezogen werden.

Unterschreitet ein Anlagenbetreiber dennoch das Jahreskontingent, so sollte die nicht in Anspruch genommene Förderung nicht verfallen, sondern im Gesamtkontingent erhalten bleiben. In diesem Fall müsste der Betreiber jedoch den Barwertverlust in Kauf nehmen. Durch diesen Zusammenhang entsteht ein Anreiz, systemdienliche Anlagen mit hohen Vollbenutzungsstunden und hoher Verfügbarkeit zu errichten.

Als Gesamtkontingent empfiehlt der BDEW 45.000 Vollbenutzungsstunden, was unter Inanspruchnahme der vollen Jahreskontingente einer Förderdauer von 15 Jahren entspräche.

4.8 Fragen für die Konsultation

4.8.1 Fragen zum zentralen Modell

Welche Daten und Informationen müssen zu Beginn der Ausschreibung zur Verfügung gestellt werden, damit belastbare Angebote eingereicht und nach Beuschlagung unverzüglich ein Planfeststellungsverfahren begonnen werden kann?

Es sollten vorliegen:

- Grundlegende Daten
 - Exakte Lage des Grundstücks (Geo-Koordinaten)
 - Ergebnis der Baugrunduntersuchung (basierend auf geotech mit boreholes und CPTs, Dichte der Messpunkte kann sicher geringer sein als finales Layout)
 - Ergebnis der Tiefseemessung
 - Ergebnis der Suche nach Sprengkörpern
 - Winddaten (idealerweise min 1 Jahr Messungen)

- Genehmigungsaufgaben:
 - Welche Fundamente, welche Turbinengrößen sind zulässig?
 - Schallschutzaufgaben
 - Umweltaufgaben allgemein

- Technische Schnittstelle zum ÜNB („Übergabepunkt“, Grid Code, Kabeleinzug)

- Das genaue Ausschreibungsdesign

Wie lange bedarf es nach Veröffentlichung der Daten und Informationen über den jeweiligen Standort, bis ein belastbares Angebot abgegeben werden kann? Wie viel Zeit soll also zwischen Veröffentlichung der Daten und Auktionsende liegen?

Zwischen Veröffentlichung der relevanten Messdaten und Auktionsende liegen sollte ein Jahr liegen. Dies ermöglicht einer breiten Zahl von Akteuren die Prüfung der Rahmenbedingung und Berechnung ihres Gebots.

Welche Hemmnisse können für kleine Akteure im zentralen Modell entstehen? Gibt es Möglichkeiten, diese abzumildern, z.B. durch Einbindung in die zentrale Vorentwicklung?

Die Stromerzeugung auf See war in der Vergangenheit wegen der Projektgrößen, der Risiken und der schließlich daraus resultierenden Investitionssummen eher größeren Unternehmen vorbehalten. Kleinere Akteure müssten sich bereits aufgrund der Höhe der erforderlichen Investitionen zusammenschließen, um Projekte zu realisieren. Dies allein rechtfertigt aus Sicht des BDEW jedoch keine wettbewerbsverzerrenden Maßnahmen.

Entscheidend ist aus Sicht des BDEW, dass keine zusätzlichen Barrieren (etwa formale Präqualifikationsanforderungen wie Erfahrung bei OWP-Projekten) entstehen. Hilfreich zur Senkung von Markteintrittshürden ist auch die frühzeitige und umfassende Bereitstellung von Informationen, so dass auch neue Akteure eine solide Kalkulationsbasis haben.

Bedarf es nach Veröffentlichung der Daten und Informationen einer weiteren Konsultations- bzw. Fragerunde für die Bieter, damit Unklarheiten ausgeräumt werden können und falls ja, wie viel Zeit muss hierbei eingeplant werden?

Dies ist aus Sicht des BDEW unbedingt zu empfehlen und trägt auch dazu bei Markteintrittshürden zu senken. Aus Sicht des BDEW kann man diese Konsultation als strukturierten Prozess mit definiertem Zeitfenster gestalten oder als kontinuierlichen Prozess zwischen der Ausschreibungsbehörde und interessierten Parteien.

4.8.2 Fragen zum Übergangssystem

Wird die Bewertung des Bundeswirtschaftsministeriums zur Einmalauktion bzw. zum O-NEP+-System als Übergangslösung geteilt?

Im Wesentlichen ja. Daneben gibt der BDEW zusätzliche Hinweise zur weiteren Ausgestaltung der Übergangslösung (vgl. 4.3).

Welche Optimierungsansätze haben Einmalauktionen? Auf welche Details wäre in der Ausgestaltung einer Regelung zu achten?

Einmalauktionen bergen besondere Risiken, wenn der Wert des versteigerten Gutes nicht bekannt ist. Anders als bei regelmäßig durchgeführten Auktionen verfügen die Akteure bei statischen Auktionen mit verdeckter einmaliger Gebotsabgabe nicht über Informationen aus vorangegangenen Auktionen im Hinblick auf das Bieterverhalten ihrer Mitbewerber. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW die Durchführung der Einmalauktion in einem dynamischen Verfahren (ascending bzw. descending clock).

5 Photovoltaik

5.1 Ausweitung Freiflächen-Ausschreibung

Die in den Eckpunkten des BMWi vorgesehene Ausweitung der Ausschreibung für Photovoltaikanlagen auf sonstigen baulichen Anlagen (z. B. Deponien) ist ausdrücklich zu begrüßen, da dies die zu erwartende Wettbewerbsintensität verstärkt.

5.2 Hinweis zur juristischen Abgrenzung von PV-Anlagen auf „baulichen Anlagen“ und „Gebäuden“

Hinsichtlich der Parallelität zu Ausschreibungsverfahren für „Freiflächenanlagen“ nach § 5 Nr. 16 EEG 2014 ist zu beachten, dass das vorgesehene Auktionsverfahren für PV-Anlagen an oder auf „sonstigen baulichen Anlagen“ nicht nur Module an oder auf diesen baulichen Anlagen betreffen kann, sondern dass Module derselben Installation auch Gegenstand von Ausschreibungsverfahren für „Freiflächenanlagen“ nach dieser Definition sein können. Der BDEW geht davon aus, dass die Definition der „Freiflächenanlagen“ gemäß der Rechtsprechung nicht auf solche Anlagen anzuwenden ist, die an oder auf baulichen Anlagen errichtet werden, die zu anderen Zwecken als der Solarstromerzeugung errichtet worden sind, selbst dann, wenn es sich um die Flächen auf diesen baulichen Anlagen um Konversionsflächen handeln sollte³. Hierfür spricht, dass diese Flächen, z.B. Mülldeponien, nun ausdrücklich in Ausschreibungsverfahren hineingenommen werden sollen. Diese bereits jetzt vorkommende Problemstellung ergibt sich z. B. bei PV-Installationen, die gleichzeitig

- Auf einer Mülldeponie und der danebengelegenen Grünfläche oder
- Auf einem Bahndamm oder einer (Verkehrsweg-)Konversionsfläche und der danebengelegenen Grünfläche

errichtet werden sollen. Module derselben Installation wären dann gleichzeitig Gegenstand verschiedener Ausschreibungsverfahren, nämlich derer für „Freiflächenanlagen“ und derer für „PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen“. Hier sollte ggf. die Definition des Begriffes "Freiflächenanlagen" in § 5 Nr. 16 EEG 2014 insoweit überarbeitet wird, dass z. B. Konversionsflächen, auf denen auch bauliche Anlagen gelegen sind, legislativ unzweifelhaft in die Definition hineingenommen werden.

5.3 Ausschreibungsgegenstand und Freigrenzen

Die Eckpunkte des Bundeswirtschaftsministeriums sehen Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen auf Gebäuden erst ab einer Anlagengröße über 1 MW installierter Leistung vor. Begründet wird dies mit erheblichen strukturellen Unterschieden bei den Anlagen und Akteuren. Als ein weiterer Grund wird angeführt, dass die aktuelle Regelung zum Eigenverbrauch derzeit einen zentralen Treiber für den Zubau von PV-Anlagen darstelle und sie aufgrund ihrer wettbewerbsverzerrenden Wirkung mit Auktionen nicht kompatibel sei.

Der vorgeschlagene Ausschluss des Selbstverbrauchs ist bei Auktionen grundsätzlich sachgerecht und wird ausdrücklich begrüßt (vgl. 2.4). Damit wird die derzeitige Rechtslage, die wie dargelegt begründet ist, fortgeschrieben. Dennoch ist aus Sicht des BDEW die Argumen-

³ OLG Brandenburg, Urteil vom 28. Mai 2013, Az. 6 U 46/12, Link: http://www.gerichtsentcheidungen.berlin-brandenburg.de/jportal/portal/t/jci/bs/10/page/sammlung.psmf?pid=Dokumentanzeige&showdoccase=1&js_peid=Trefferliste&documentnumber=3&numberofresults=28&fromdoctodoc=yes&doc.id=KORE214802013&doc.part=L&doc.price=0.0&doc.hl=1#focuspoint.

tation des BMWi im Hinblick auf den Selbstverbrauch nicht vollständig schlüssig. Es ist zwar richtig, dass die derzeit mit den Selbstverbrauchsregelungen einhergehenden Privilegien nicht kompatibel zu Auktionen sind. Allerdings lässt sich aus Sicht des BDEW daraus nicht schließen, dass eine Einbeziehung dieser Anlagen in eine Ausschreibung und eine damit einhergehende Verpflichtung zur Einspeisung des gesamten in der Anlage erzeugten Stroms zu einem Einbruch des Zubaus von PV-Dachanlagen führen würde. Stattdessen ist zu erwarten, dass die bisher verdeckte Förderung durch das Selbstverbrauchsprivileg (Entfall von Umlagen usw. auf den Selbstverbrauch) im Fall einer Einbeziehung in die Auktion in die Gebotshöhe eingepreist würde. Im Ergebnis würden die wahren Stromgestehungskosten der PV-Dachanlagen transparent. Ein solches Vorgehen hätte zudem den Vorteil, dass die Mengensteuerung des Auktionsdesigns auch im Hinblick auf den Zubau von PV-Dachanlagen wirken würde. Aus Sicht der PV-Branche und der Installateure ginge damit eine verbesserte Planungssicherheit einher.

Auch das Argument, dass eine Freigrenze aufgrund der wenig professionalisierten Akteursstruktur erforderlich sei, vermag nicht zu überzeugen. Abgesehen davon, dass davon ausgegangen werden kann, dass bei PV-Dachanlagen ab einer Größe von mehr als 10 kW zunehmend auch von einem höheren Professionalisierungsgrad ausgegangen werden kann, bauen längst auch große Akteure kleine PV-Dachanlagen.

Vor diesem Hintergrund und aufgrund weiterer grundsätzlicher Überlegungen (vgl. 2.2.1) ist diese Argumentation daher nicht tragfähig (vgl. 2.2.5).

Ungeachtet der unter 2.2.1 und 2.2.5 genannten Gründe gegen Freigrenzen erkennt der BDEW an, dass das Ausschreibungsverfahren administrierbar bleiben muss. Als geeigneten Lösungsansatz hierfür ein vereinfachtes Onlineverfahren ohne materielle Präqualifikation an (siehe 2.2.2) gesehen. Hilfsweise könnte für kleine Anlagen unter 10 kW installierter Leistung ein Vergütungssatz in Anlehnung an vorangegangene Auktionsergebnisse festgelegt werden (vgl. 2.2.6).

5.3.1 Juristischer Hinweis zur Definition einer potentiellen Freigrenze

Sollte gemäß dem Eckpunktepapier für Solarstromanlagen an bzw. auf Gebäuden Freigrenze eingeführt werden, oberhalb derer die Anlagen eine EEG-Förderung nur nach positivem Durchlaufen eines Ausschreibungsverfahrens erhalten sollen, sollte gleichfalls Beachtung auf die Bemessung dieser Freigrenze gelegt werden und diese Leistungsschwelle mglw. hinsichtlich der Leistungsberechnung neu definiert werden. Die Rechtsstreitigkeiten über die leistungsseitige Zusammenfassung von Aufdach-Solarstromanlagen auf Basis von § 19 Abs. 1 EEG 2009 bzw. § 32 Abs. 1 EEG 2014 dauern weiter an. Größere Aufdach-Solarstromanlagen befinden sich regelmäßig auf einem Gebäudeverbund, der nicht auf ein Grundstück beschränkt sein muss, sondern sich auf mehrere Grundstücke erstrecken kann (z.B. Schule, Einkaufszentrum, Sportanlage). Insoweit ist weiterhin die Begründung zu § 19

Abs. 1 EEG 2009 zu beachten, die bei Aufdach-Solarstromanlagen eine leistungsseitige Zusammenfassung regelmäßig nur bei Anlagen auf demselben Grundstück annimmt⁴:

„Vom räumlichen Zusammenhang nicht erfasst werden Fälle, in denen auf Häusern benachbarter Grundstücke Photovoltaikanlagen angebracht werden, da hier eine Nähe zwangsläufig aus der Siedlungsstruktur sowie der Photovoltaiktechnik folgt.“

Die aktuelle Rechtsprechung⁵ nimmt nun teilweise sogar an, dass Solarstromanlagen auf demselben Grundstück, aber nicht auf demselben Gebäude, trotz Inbetriebnahme innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten nicht leistungsseitig zusammengefasst werden müssen. Es ist daher davon auszugehen, dass die leistungsseitige Zusammenfassung von Aufdach-Solarstromanlagen durch die Einführung der Ausschreibungspflicht oberhalb einer definierten Freigrenze noch größeres Streitpotential entfaltet, das ggf. eine Schärfung der Definitionen erfordert.

5.3.2 Fragen zur Konsultation

Wie wird die Freigrenze von 1 MW eingeschätzt? Soll die Freigrenze auch auf das Segment der Freiflächenanlagen übertragen werden (derzeit 100 kW)?

Nein (vgl. 2.2.1 und 5.3).

Wie groß ist die Bedeutung des Eigenverbrauchs im Segment der Photovoltaikanlagen auf Gebäuden ab 1 MW?

PV-Dachanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW benötigen sehr große Dächer, wie sie vornehmlich im industriellen oder gewerblichen Bereich zu erwarten sind. Hier ist tagsüber ein erheblicher Selbstverbrauch möglich. Eine Quantifizierung ist für den BDEW hier jedoch nicht leistbar.

Wie hoch liegt im Durchschnitt der Eigenverbrauchsanteil von Photovoltaikanlagen auf Gebäuden oberhalb der Freigrenze (1 MW)?

Wie hoch der Eigenverbrauchsanteil ist, hängt von dem Lastprofil beispielsweise des Gewerbes und von der Relation zum Erzeugungsprofil der PV-Dachanlage ab. Während Letztverbraucherhaushalte vergleichbare Lastprofile aufweisen, lässt sich über Gewerbebetriebe keine pauschale Aussage treffen.

⁴ BT-Drs. 16/81248, S. 51 zu § 19.

⁵ OLG Naumburg, Urteil vom 18. 12. 2014 – 2 U 53/14, REE 2015, S. 113 ff.

Wie hoch sind heute im Fall der Eigenversorgung die Strompreise für den vermiedenen Strombezug bei großen Photovoltaikanlagen auf Gebäuden oberhalb der Freigrenze (1 MW)?

Aufgrund der erforderlichen Dachgröße (> 1000 Quadratmeter) werden nur wenige PV-Dachanlagen mit einer installierten Leistung über 1 MW errichtet. Die erforderliche Dachgröße legt nahe, dass sich vorwiegend um gewerblich oder industriell genutzte Gebäude handeln muss. Da dies oft auch mit einem hohen Stromverbrauch einhergeht, stellt sich die Frage, ob die besondere Ausgleichsregelung oder andere Vergünstigungen zur Anwendung kommen. Pauschal lässt sich dies aber nicht ableiten.

Wie hoch schätzen Sie das Potenzial für bauliche Anlagen ein?

Aus Sicht des BDEW ist damit zu rechnen, dass 75% des Zubaus an PV-Anlagen auf Nicht-Freiflächenanlagen entfallen, davon etwa 5% auf sonst. bauliche Anlagen, also nach Ausbaukorridor ca. 100 MW p.a..

Welches Ausschreibungsvolumen ist damit verbunden?

Siehe oben.

5.4 Ausschreibungsverfahren

Im Hinblick auf das Ausschreibungsverfahren weist der BDEW nochmals auf die Vorzüge von Einheitspreisverfahren hin (vgl. 2.5) und empfiehlt dessen Anwendung als Preisfindungsregel. Des Weiteren wird auf die unter 2.6 getroffenen Aussagen zur Festlegung von Höchstpreisen verwiesen.

5.5 Teilnahmevoraussetzungen

Die Teilnahmevoraussetzungen (Verzicht auf materielle Präqualifikation sowie die vorgeschlagene Zweitsicherheit in Höhe von 50 Euro / kW) erscheinen plausibel.

5.6 Realisierungsfristen

Der BDEW teilt die in den Eckpunkten vertretene Auffassung, dass – im Vergleich zu PV-Freiflächenanlagen – deutlich kürzere Realisierungsfristen zur Anwendung kommen sollten, da Bebauungsplanverfahren und weitere Genehmigungsverfahren (mit Ausnahme etwaiger Genehmigungen zur Nutzungsänderung bei Gebäuden) entfallen. Vor diesem Hintergrund sollte die Realisierungsfrist auf neun Monate festgesetzt werden, wobei bei verspäteter Realisierung bis zwölf Monate nach Zuschlagserteilung ab dem neunten Monat jeden Monat ein Drittel der hinterlegten Zweitsicherheit verfallen sollte. Sollte die Anlage bis zwölf Monate nach Zuschlagserteilung nicht realisiert worden sein, sollte die Förderberechtigung entfallen.

Bei Aufdach- und Freiflächen-PV handelt es sich allerdings oft um kommunale Projekte, bei denen die Bestellung der PV-Module und deren Errichtung erst auf Basis einer Ausschreibung nach der Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen (VOB) erfolgen darf, d. h. mit entsprechenden Ausschreibungsfristen. Wenn die VOB-Ausschreibung wiederum erst nach der Zuschlagserteilung für die EEG-Förderung stattfinden sollte, weil vorher eine Förderberechtigung ungewiss ist, würden kommunale Projekte bei einer Realisierungsfrist von neun Monaten nach Zuschlagserteilung praktisch ausgeschlossen werden. Daher ist bei kommunalen Auftraggebern zu prüfen, inwiefern Ausschreibungen nach VOB eine Verlängerung der Realisierungsfristen rechtfertigen.

5.7 Übertragbarkeit

Mit Blick auf die Übertragbarkeit wird grundsätzlich auf die generellen Äußerungen unter 2.7 verwiesen. Allerdings könnte im Segment von PV-Dachanlagen ein weiterer Vorteil durch eine Übertragbarkeit von Zuschlägen entstehen, wenn Aggregatoren im Zuge der Auktion Förderberechtigungen erwerben und dementsprechend Anlagen für Letztverbraucher errichten. Durch diese Aggregatoren könnten durch Skaleneffekte bei der Beschaffung Kostensenkungspotentiale im Bereich der Kleinstanlagen gehoben werden.

Aus Sicht des BDEW überwiegen daher in Segment der PV-Dachanlagen die Vorteile der Übertragbarkeit die möglichen unter 2.7 genannten Nachteile. Daher erscheint eine Übertragbarkeit von Zuschlägen im Fall von PV-Dachanlagen gerechtfertigt. Stadtwerke, Energie lieferanten oder Solarteure sollten eine bestimmte Leistung an geförderter PV (z. B. 10 MW) zur Weitervermarktung an ihre Kunden ersteigern können. Die Energiedienstleister könnten die ersteigerte PV-Förderung dann stückweise in kundenorientierten Produkten, zusammen mit anderen Leistungen vermarkten. Vorteil dieses Ansatzes wäre, dass im Sinne der Energiewende der Markt für innovative und kundenorientierte Energiedienstleistungen weiterentwickelt würde.

5.8 Fragen aus der Konsultation

Wie beurteilen Sie die finanziellen Qualifikationsanforderungen?

Vgl. 5.5.

Ist eine Realisierungsfrist für große Photovoltaikanlagen auf Gebäuden oder sonstigen baulichen Anlagen von zwölf Monaten angemessen? Setzt der Abschlag von 0,3 Cent/kWh einen ausreichenden Anreiz, die Anlagen innerhalb von neun Monaten zu realisieren?

Vgl. 5.6.

Könnte aufgrund der deutlich geringeren Realisierungsrisiken bei Photovoltaikanlagen auf Gebäuden auf eine Rückgabemöglichkeit der Förderberechtigungen und die personengebundene Übertragbarkeit verzichtet werden? Was spricht dafür und was dagegen?

Die maßvoll pönalisierte Rückgabemöglichkeit sollte nicht eingeschränkt werden. Es ist angesichts der geringen Realisierungsrisiken ohnehin nicht davon auszugehen, dass diese Option oft in Anspruch genommen wird. Allerdings kann die theoretische Möglichkeit der Rückgabe der Förderberechtigung zu einer Reduzierung von Risikoaufschlägen führen. Gleichzeitig sollte gegen einen Missbrauch dieser Regelung und zur Ausgrenzung nicht ernsthafter Gebote die Rückgabe weiterhin pönalisiert bleiben.

Aufgrund der geringen Realisierungsrisiken und der Möglichkeit der Rückgabe der Förderberechtigung wird keine gehobene Relevanz für die pönalisierte personengebundene Übertragbarkeit der Förderberechtigung gesehen und im Übrigen auf die generellen Ausführungen zur Übertragbarkeit unter 2.7 verwiesen.

6 Biomasse

6.1 Neuanlagen

Die Eckpunkte des BMWi sehen eine Ausschreibung für neue Biomasse-Anlagen nicht als sinnvoll an. Begründet wird dies vor allem damit, dass die zu erwartenden Auktionsergebnisse etwa 5 bis 8 Cent über den nach EEG 2014 festgelegten Fördersätzen liegen würden. Hier bleibt unberücksichtigt, dass ein wesentlicher Teil dieser Förderkosten durch die übermäßig komplizierte und restriktive Ausgestaltung der EEG-Regelungen zum Bereich Biomasse resultiert. Mit der oben genannten Feststellung und der dazugehörigen Begründung lässt das BMWi außer Acht, dass Strom aus Biomasse zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Ergänzung der fluktuierenden Erzeugung von Wind- und Solarstrom leisten kann. Ein faktischer Ausbaustopp für die Verstromung von Biomasse wird dieser Bedeutung daher nicht gerecht.

Ohne eine unmittelbare Einführung einer Ausschreibungsregelung für eine Erweiterung von Biomasse-Bestandsanlagen und eine Anschlussförderung für Bestandsanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung zeitgleich mit der Einführung der Ausschreibung für Wind- und Solaranlagen wird das Ausbauziel für Strom aus Biomasse deutlich verfehlt werden.

Der in § 3 Abs. 4 EEG 2014 festgelegte Zubauwert von 100 MW stellt keinen Maximalwert, sondern ein Ausbauziel dar, das es zu erreichen gilt. Klar ist, dass die derzeitigen Rahmenbedingungen hierfür nicht ausreichen. Auch sollte keine Reduzierung der festgelegten 100 MW durch die Festlegung der Bemessungsleistung auf 50 % der installierten Leistung erfolgen. Es wird daher angeregt, die 100 MW Bemessungsleistung auszuschreiben.

6.2 Bestandsanlagen

Das BMWi will die Möglichkeit einer Ausschreibung unter Einbeziehung von Biomasse-Bestandsanlagen näher untersuchen. Dies ist sehr zu begrüßen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Strom aus Biomasse bereits heute einen Anteil von über 30 Prozent an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland ausmacht. Zudem ist die bei der Erzeugung von Biomassestrom erzeugte „erneuerbare Wärme“ zu berücksichtigen. Der Einsatz biogener Brennstoffe (wie Bioerdgas) in KWK-Anlagen leistet bei einem Anteil von 12,6 % an der Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen einen überproportionalen Beitrag in Höhe von 40 % an der gesamten Treibhausgasminderung, die durch KWK erbracht wird. Angesichts der hohen Bedeutung der Biomasse für die Energiewende wird empfohlen, den Bestand zu sichern und die aus dem Bestand herausfallende Leistung zusätzlich in die Auktion einzubeziehen. Dies ist erforderlich, weil ansonsten sukzessive mit der Außerbetriebnahme der derzeit über das EEG geförderten Biogas- und Biomasseanlagen zu rechnen ist, da deren Brennstoffkosten über den am Strommarkt erzielbaren Erlösen liegen.

6.3 Zeitnahe Entscheidung erforderlich

Ab 2021 endet zunächst der Förderzeitraum von meist Holzkraftwerken, darunter der besonders günstigen Altholzkraftwerke (kleiner 10 ct/kWh). Die Eckpunkte des BMWi stellen zutreffend fest, dass angesichts des absehbaren Förderendes ohne wirtschaftliche Perspektive auf eine Anschlussförderung bereits heute erforderliche Ersatzinvestitionen nicht mehr erfolgen. Zudem erfolgen üblicherweise Investitions- und Außerbetriebnahmeentscheidungen mehrere Jahre im Voraus, sodass spätestens 2018 entsprechende Regelungen vorliegen sollten. Vor diesem Hintergrund sieht der BDEW dringenden Handlungsbedarf und empfiehlt die Implementierung eines Auktionsdesigns für Biomasse und Biogas bereits mit dem EEG 2016. Für den Fall, dass dies nicht möglich ist, kann eine Verordnungsermächtigung im EEG 2016 mit zeitnaher Umsetzung in 2017 das vorgenannte Problem reduzieren.

6.4 Vorschlag für ein Auktionsdesign für Biogasanlagen

6.4.1 Allgemeine Voraussetzungen

Hinsichtlich Preisfindungsregel, Übertragbarkeit und Höchstpreis wird auf die grundsätzlichen Überlegungen unter Kapitel 2 verwiesen. Dabei sollten unter dem Gesichtspunkt des Umweltschutzes aber auch aus Gründen der Akzeptanz die technischen Anforderungen und die Verpflichtung zur Direktvermarktung des EEG 2014 Anwendung finden.

6.4.2 Präqualifikationsanforderungen

Unter Berücksichtigung der Realisierungszeiträume für Biogas- / Biomethan- und BHKW-Anlagen sind folgende Anforderungen zur Teilnahme an der Auktion praxisgerecht:

- Kautions: 75 Euro / kW_e (etwa 10% der Investitionskosten)
- keine BlmschV-Genehmigung (frühe Ausschreibung)
- pönalefreie Rückgabe der Kautions bei Versagung der Genehmigung

6.4.3 Realisierungszeiträume

Aufgrund der Komplexität kann sich eine große Spannbreite von Realisierungszeiträumen ergeben. So ist die Umstellung eines bereits bestehenden BHKW (Umsteller-BHKW) sehr kurzfristig möglich (2 Monate). Der Neubau eines BHKW einschließlich BlmSchG-Verfahren dauert etwa 18 Monate. Wird zudem auch eine Biomethananlage errichtet, ist für Genehmigung, Bau und Bestimmung mit etwa mit 30 Monaten zu rechnen. Vor diesem Hintergrund regt der BDEW folgende Realisierungsfristen nach Zuschlagserteilung an:

- 18 Monate für ein (neues) BHKW
- 36 Monate für eine Vor-Ort-Anlage (Biogasanlage mit BHKW)
- 36 Monate für ein/mehrere (neue) BHKW in Kombination mit einer neuen Biomethanerzeugungsanlage.

6.4.4 Technologien, Einsatzstoffe und Größenklassen

Unter Verweis auf die Marktanalyse Biomasse des BMWi wird vorgeschlagen, die Auktion für die dort benannten vier Biomassekategorie mit einem ausgewiesenen Potential in zwei Segmenten auszuschreiben:

- Feste Biomasse: Wald(rest)holz (inklusive der Gehölze aus Kurzumtriebsplantagen) und Stroh
- Biogas/Biomethan aus Gülle/Mist und/oder Nawaro

Dabei wird eine Aufteilung des angestrebten Korridors von 100 MW auf Anteile von 30 % fester und 70 % gasförmiger Biomasse als sinnvoll erachtet.

Die in einer Ausschreibungsrunde nicht genutzten Ausschreibungsmengen werden grundsätzlich in den nächsten Ausschreibungszeitraum übertragen. Sofern sich abzeichnet, dass die angestrebten Ausbaukorridore für eines der beiden oben genannten Segmente nicht genutzt werden, werden diese Mengen auf das andere Segment übertragen.

Eine weitere Differenzierung nach Einsatzstoffen oder Größenklassen für Biogas/Biomethan über das Vorgenannte hinaus ist nicht erforderlich.

6.4.5 Einbeziehung von Bestandsanlagen in die Ausschreibung

Mittelfristig ist ein Festhalten an der Förderung elektrischer Arbeit sinnvoll. Somit wird der Fokus weiter auf der Förderung von Strom aus Biomasse-/Biogas-BHKW liegen. Der Bau von Biogas- und Biomethan-Erzeugungsanlagen muss diesem Markt zunächst folgen.

- Bestehende BHKW-Anlagen, die ihre Kapazität erweitern wollen, sollten an der gleichen Ausschreibung und unter denselben oben genannten Bedingungen teilnehmen können. Dabei beträgt die Förderdauer 20 Jahre für die Erweiterung. Es sollte auch eine Erweiterung von Bestandsanlagen für die Zielerreichung ermöglicht werden, da oftmals Erweiterungen günstiger sind als der Neubau von Anlagen.
- Bestehende Biomasse-Anlagen, die – vom Auktionszeitpunkt aus betrachtet – innerhalb der kommenden drei Jahre aus der aktuellen EEG-Förderung herauslaufen („post-EEG-Anlagen“), können sich an der Auktion beteiligen und so eine erneute Förderung von 20 Jahren erhalten. Voraussetzung ist, dass die Anlagen dem Stand der Technik nach EEG 2014 entsprechen. Dies bedarf in der Regel erheblicher Investitionen die einem Neubau nahekommen. Diese Anlagen sollten nicht auf den Ausbaukorridor des EEG 2014 angerechnet werden. Für diese Anlagen sollten analog 36 Monate Realisierungszeit gelten. Da für einen Weiterbetrieb dieser Anlagen umfangreiche Investitionen erforderlich sind (Anpassung an die Anforderungen – Stand der Technik – des aktuellen EEG), ist dies gerechtfertigt und ermöglicht eine frühzeitige Teilnahme (drei Jahre vor Förderende) an der Auktion.
- Für „Umsteller-BHKW“ – BHKW, die von einem fossilen (i. d. R. Erdgas) auf einen erneuerbaren Brennstoff (i. d. R. Biomethan) umstellen – sollte ebenfalls die maximale Förderdauer von 20 Jahren gelten. Dies entspricht der derzeitigen Regelung im Hinblick auf die Neu-Inbetriebnahme einer EEG-Anlage mit erstmaligem Einsatz von Erneuerbaren Energien nach einer Umstellung nach dem EEG 2014.

6.5 Fragen für die Konsultation

Ist die Einbeziehung des Anlagenbestandes in Ausschreibungen sinnvoll? Welche Ideen und Anregungen für ein Ausschreibungsdesign haben Sie hierzu?

Vgl. 6.2, 6.3, 6.4.

Soll nach Auslaufen der EEG-Förderung der Biomasseanlagenbestand durch andere Technologien ersetzt werden (die freiwerdende Bioenergie könnte dann in anderen Sektoren wie Verkehr und Wärme eingesetzt werden)? Können durch eine Anschlussförderung Nutzungskonkurrenzen entstehen (z. B. durch Auswirkungen auf den Preis für Holz)?

Die Biomasse kann einen signifikanten Beitrag für die Flexibilisierung des Energieversorgungssystems leisten. Angesichts der großen Herausforderungen durch die dargebotsabhängige Erzeugung von Strom aus Photovoltaikanlagen und Windenergie empfiehlt der BDEW daher den Erhalt der Stromerzeugung aus Biomasse.

Welche Chancen einer Kostensenkung bestehen bei einer Einbeziehung des Anlagenbestandes in die Ausschreibung?

Zumindest Teile der bestehenden Infrastruktur könnten weitergenutzt werden. Dies führt zu Kostensenkungen.

Bestehen ohne Anschlussförderungen Chancen für den Weiterbetrieb von Biomasseanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung? Wenn ja, in welchem Bereich und unter welchen Bedingungen?

Die Chancen für einen Weiterbetrieb sind eher gering einzuschätzen, da die Brennstoffkosten oberhalb der Stromgestehungskosten konventioneller Erzeugungsanlagen liegen.

Kann eine Anschlussförderung technologieneutral sein? Sollten Vorteile für KWK-Anlagen gewährt werden? Welche Auswirkungen hätte die Einbeziehung des Anlagenbestandes in Ausschreibungen auf die Erzeugung von Wärme?

Der BDEW empfiehlt eine nahezu technologie- und einsatzstoffneutrale Ausschreibung (vgl. 6.4.4) unter den technischen Anforderungen des EEG 2014. Durch die Ausschreibung der elektrischen Energie kommen mögliche Wärmeerlöse auch zum Tragen. Soweit auch Neuanlagen an dieser Ausschreibung teilnehmen, können sich auch bessere Wärmenutzungskonzepte gegenüber Bestandsanlagen mit schlechteren Konzepten durchsetzen.

Wie kann im Rahmen einer Anschlussförderung sichergestellt werden, dass in erster Linie besonders effiziente Biomasseanlagen in Betrieb gehalten werden?

Durch die Einbeziehung auch von Neuanlagen wird die Wettbewerbsintensität erhöht, so dass eine Steigerung der Kosteneffizienz zu erwarten ist. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass die technischen Voraussetzungen des EEG 2014 den Mindestrahmen setzen.

Gibt es Systemdienstleistungen, die durch Biomasseanlagen erbracht werden können und die nicht oder nur mit hohem Aufwand durch andere Anlagen erbracht werden können? Sollte die Anschlussförderung an eine Flexibilisierung der Anlage gekoppelt werden?

Der große Vorzug von Biomasseanlagen gegenüber den fluktuierenden Erneuerbaren liegt in der Möglichkeit der Erbringung von Systemdienstleistungen für die Stabilität des Stromnetzes. Grundsätzlich können zwar auch andere Erzeugungstechnologien die gleichen Systemdienstleistungen wie Biomasse- und Biogasanlagen erbringen. Allerdings sind hierfür oft weitere Maßnahmen zur Flexibilisierung erforderlich.

Das EEG 2012 hat mit der Einführung der Flexibilitätsprämie einen nachhaltigen Beitrag zur bedarfsorientierten Biogasstromerzeugung geleistet. Die Flexibilitätsprämie des EEG 2012 wird im EEG 2014 für neue Biogasanlagen durch einen Flexibilitätszuschlag für Anlagen ab einer installierten Leistung von 100 kW ersetzt. Der Zuschlag deckt allerdings nur die zusätz-

lichen Kosten der Flexibilisierung einer Anlage und ermöglicht ohne eine zusätzliche Vergütung für Einsatzstoffe keinen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb. Daher wird das EEG 2014 in der bestehenden Form keinen Beitrag zur bedarfsgerechten Stromerzeugung aus Biomasse leisten.

7 Wasserkraft

7.1 Wettbewerbssituation

Die Eckpunkte des BMWi sehen keine Ausschreibung für den Zubau von Wasserkraftanlagen vor. Als Begründung wird ein Mangel von Wettbewerbsintensität angeführt. So seien die Ausbaupotentiale begrenzt, wobei sich der Hauptanteil der Potentiale aus Erweiterungs- und Modernisierungsmaßnahmen ergebe. Damit einher gehe eine enge Begrenzung von Standorten und Akteuren. Neue Akteure hätten kaum Zugang zur Ausschreibung. Zudem sei eine Erweiterung von Bestandsanlagen oft geprägt durch ein sehr langwieriges Genehmigungsverfahren und eine Abwägung zahlreicher oft gegenläufiger Nutzungsinteressen.

Nach Ergebnissen der Marktanalyse des BMWi im Vorfeld der Veröffentlichung der Eckpunkte bestehen Ausbaupotentiale von 1.000 MW bzw. 3.000 GWh/a. Die Zahlen decken sich mit den Annahmen des BDEW. Zwar sind diese Potentiale im Vergleich zu Windenergie auf See oder Wind an Land vergleichsweise klein, Strom aus Wasserkraft kann jedoch aufgrund seiner bedarfsgerechten Erzeugung einen überdurchschnittlich hohen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Insgesamt gibt es in Deutschland 7.300 Wasserkraftwerke mit vielen tausend Eigentümern. Die Akteursvielfalt ist daher gegeben. Auch wenn man nur das Segment der großen Wasserkraft > 1 MW betrachtet, in dem die wesentlichen Zubaupotentiale liegen, bestätigt sich dies. Derzeit sind es rund 400 Anlagen, die über mehr als 1 MW Leistung verfügen. Das Ausbaupotential ergibt sich zum einen daraus, dass die heute vorhandene Technik durch neue Technik ersetzt wird. Normalerweise sind dafür keine aufwendigen Genehmigungsverfahren erforderlich. Zum anderen liegen die Potentiale vor allem in der Erweiterung bestehender Anlagen. Wenn ein Wasserkraftwerk „größer ausgebaut wird“, müssen die Genehmigungen angepasst werden. Die o.g. 400 großen Wasserkraftwerke befinden sich heute im Eigentum von mehr als 10 unabhängigen Eigentümergruppen, sodass aus Sicht des BDEW von einem ausreichenden Wettbewerb bei Ausschreibungsverfahren ausgegangen werden kann.

7.2 Vorschlag für ein Auktionsdesign für Wasserkraftanlagen

Die gegenwärtig im EEG enthaltenen Fördertatbestände reichen nicht aus, um das in Deutschland vorhandene Ausbaupotential von Wasserkraftanlagen zu heben. Insofern stellt eine Auktion ein gutes Instrument dar, die tatsächlich benötigte Förderhöhe für Neuanlagen sowie Erweiterungen und Modernisierungen wettbewerblich zu ermitteln. Erweiterungen und Modernisierungen von Bestandsanlagen bieten die größten Ausbaupotentiale, lassen sich

aber beim gegenwärtigen Förder- und Strompreisniveau trotz der in vielen Fällen volkswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit nicht finanzieren. Wenn Erweiterungen und Modernisierungen nicht wirtschaftlich tragfähig an den Auktionen partizipieren können, droht der Anlagenbestand energiewirtschaftlich hochwertiger Wasserkraftanlagen mittelfristig sogar zu schrumpfen.

7.2.1 Zu erwartende Wettbewerbsintensität und Ausschreibungsmenge

In Anbetracht des identifizierten Zubaupotentials von 1 GW wird daher vorgeschlagen, bei Wasserkraftanlagen die Ausschreibungen im zweijährigen Turnus durchzuführen. Das Volumen sollte in diesem Fall 200 MW pro Ausschreibungsrunde betragen. Damit könnte das vorhandene Ausbaupotential innerhalb von 10 bis 15 Jahren (inkl. Realisierung) erschlossen werden. Alternativ sind auch häufigere Ausschreibungsrunden mit einem dann entsprechend geringeren Volumen denkbar.

Eventuellen Bedenken, dass das Ausbaupotential geringer als das Ausschreibungsvolumen ist, kann dadurch begegnet werden, dass das Ausschreibungsvolumen durch eine Festlegung der BNetzA reduziert werden kann, wenn das vorhandene Angebot nicht ausreichen sollte, den nachgefragten Zubau zu decken.

7.2.2 Präqualifikation und Kautio

Die Sicherstellung der Ernsthaftigkeit der Gebote sollte entweder durch eine entsprechende materielle Präqualifikation oder eine angemessene Sicherheitsleistung („Erstsicherheit“) erfolgen.

Als Präqualifikationsanforderung reicht u. E. bei Vorhaben, die eine wasserrechtliche Genehmigung erfordern, ein bestandskräftiger Genehmigungsbescheid aus. Ein solcher Bescheid belegt zum einen die Ernsthaftigkeit des Bieters, da für die Erlangung des Genehmigungsbescheids bereits erhebliche Vorinvestitionen erforderlich sind (etwa 5 - 10 Prozent der Gesamtinvestition). Zum anderen sinkt mit dem Vorliegen der Genehmigung die Wahrscheinlichkeit eines Scheiterns des Projektes erheblich. Eine darüber hinausgehende Kautio erscheint daher in diesem Fall entbehrlich.

7.2.3 Realisierungsfrist (nach Zuschlag)

Um den üblichen Planungs- und Realisierungsdauern bei Wasserkraftanlagen Rechnung zu tragen wird empfohlen, den Zeitraum zwischen Zuschlag und spätester Inbetriebnahme für Neubauten bzw. Modernisierungen, die einer neuen wasserrechtlichen Genehmigung bedürfen, auf fünf Jahre festzusetzen, sofern als Sicherheit bereits eine bestehende Genehmigung vorgewiesen werden kann. Auch für Maßnahmen, die ohne wasserrechtliche Genehmigung realisiert werden können, erscheint ein Realisierungszeitraum von fünf Jahren sinnvoll.

Sofern an der Auktion ohne Erfüllung der oben genannten Präqualifikation (aber mit erhöhter Kautions) teilgenommen wird, sollte die Realisierungsfrist für Neubauten bzw. Modernisierungen auf acht Jahre erweitert werden, da Planungs- und Genehmigungsverfahren meist mehrere Jahre in Anspruch nehmen.

Im Fall einer nicht fristgerechten Realisierung sollte die Kautions (siehe oben) zeitlich gestaffelt (jeden Monat 1/12) verfallen.

7.2.4 Ausschreibungsgegenstand

In vielen Fällen geht es lediglich um die Modernisierung von bestehenden Wasserkraftanlagen. Dies ergibt sich aus dem Wasserhaushaltsgesetz, das den Ausbau der Wasserkraft in Deutschland auf die Nutzung bestehender Querbauwerke beschränkt. Daher empfiehlt der BDEW die Ausschreibung der Steigerung der Nettoleistung. Um eine wirtschaftlich tragfähige Modernisierung und Erweiterung von Bestandsanlagen bis 5 MW zu ermöglichen, sollte die Modernisierungsregelung aus dem derzeitigen EEG im Auktionssystem fortgeführt werden. Das heißt, bei genehmigungspflichtigen Modernisierungen und Erweiterungen von Anlagen bis 5 MW sollte das in der Auktion realisierte Vergütungsniveau auf die gesamte Erzeugung Anwendung finden, aber nur die erhöhte Nettoleistung auf das Mengenziel angerechnet werden.

7.3 Fragen aus der Konsultation

Entsprechen die dargestellten Annahmen über die Potenziale und über den eingeschränkten Wettbewerb auch den Einschätzungen der Branche und der Länder?

Vgl. 7.1.

Stimmen Sie damit überein, dass vor dem Hintergrund des eingeschränkten Wettbewerbs Ausschreibungsverfahren im Bereich der Wasserkraft nicht zielführend sind?

Nein, vgl. 7.1.

Falls Sie die Einführung von Ausschreibungsverfahren im Bereich der Wasserkraft befürworten sollten, wäre es für das Bundeswirtschaftsministerium erforderlich, mehr über die konkrete Wettbewerbssituation im Bereich der Wasserkraft, insbesondere ab einer installierten Leistung von 1 MW, zu erfahren. Ebenso wäre es dann hilfreich, mehr über derzeit geplante und kurz- bis mittelfristig anstehende Erweiterungsmaßnahmen zu erfahren und welche Stromgestehungskosten in Verbindung mit den geplanten Kraftwerken gesehen werden.

Der BDEW verweist hier auf die Studie „Ein smartes Ausschreibungsdesign für Wasserkraftanlagen“, das im Auftrag der E.ON KRAFTWERKE GmbH und der RHEIN-MAIN-DONAU AG durch Frontier Economics erstellt wurde.

8 Geothermie

Der BDEW teilt die in den Eckpunkten des BMWi vertretene Auffassung, dass die Einbeziehung von Geothermie in die Auktion derzeit aufgrund der geringen Wettbewerbsintensität nicht zielführend ist.