



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie



Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Eckpunktepapier

Impressum

Herausgeber

Bundesministerium für Wirtschaft
und Energie
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwi.de

Gestaltung und Produktion

PRpetuum GmbH, München

Stand

Juli 2015

Diese Broschüre ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Nicht zulässig ist die Verteilung auf Wahlveranstaltungen und an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben von Informationen oder Werbemitteln.



Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ist mit dem audit berufundfamilie® für seine familienfreundliche Personalpolitik ausgezeichnet worden. Das Zertifikat wird von der berufundfamilie gGmbH, einer Initiative der Gemeinnützigen Hertie-Stiftung, verliehen.



Diese und weitere Broschüren erhalten Sie bei:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Referat Öffentlichkeitsarbeit
E-Mail: publikationen@bundesregierung.de
www.bmwi.de

Zentraler Bestellservice:

Telefon: 030 182722721

Bestellfax: 030 18102722721

Inhalt

I. Einleitung	2
1. Hintergrund und Ziele	2
2. Vorgehen und Zeitplan	3
3. Zusammenfassung	4
II. Übergreifende Fragen des Ausschreibungsdesigns	5
1. Ausschreibungsgegenstand	5
2. Rahmenbedingungen der Ausschreibungen	5
3. Akteursvielfalt und Ausnahmen von der Ausschreibung	5
III. Windenergie an Land	8
1. Ausschreibungsgegenstand und Freigrenzen	8
2. Ausschreibungsverfahren	9
3. Teilnahmevoraussetzungen	9
4. Zuschlagserteilung und Übertragbarkeit der Förderberechtigung	10
5. Neue Rolle des Referenzertragsmodells bei der Ausschreibung	10
IV. Windenergie auf See	13
1. Einführung	13
2. Eckpunkte des zentralen Systems	13
3. Alternativen zum zentralen System	15
4. Notwendigkeit eines Übergangssystems	16
5. Eckpunkte der Einmalauktion als Übergangssystem	17
6. Alternativen zur Einmalauktion	18
7. Das konkrete Ausschreibungsdesign bei Windenergie auf See	18
V. Photovoltaik	19
1. Einführung	19
2. Ausschreibungsgegenstand und Freigrenzen	19
3. Ausschreibungsverfahren	20
4. Teilnahmevoraussetzungen	21
5. Realisierungsfristen und Übertragbarkeit der Förderberechtigungen	21
VI. Biomasse, Wasserkraft und Geothermie	22
1. Einführung	22
2. Biomasse	22
3. Wasserkraft	23
4. Geothermie	24

I. Einleitung

1. Hintergrund und Ziele

Drei Ziele leiten die deutsche Energiepolitik: Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit/Kosteneffizienz und Umweltverträglichkeit. Die Grundlage für dieses so genannte Zieldreieck der Energiepolitik bilden das Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 und die Energiewendeentschlüsse des Deutschen Bundestages von 2011. Das Weißbuch Strommarkt zeichnet den Weg zur Transformation der Stromerzeugung und zeigt auf, wie ein weiterentwickelter Strommarkt dazu beitragen kann, dass die Energiewende ein Erfolgsprojekt werden kann.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor ist eine tragende Säule der Energiewende. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 (EEG 2014) ist das zentrale Instrument, um die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor zu erreichen: Der Anteil der erneuerbaren Energien soll von derzeit 27,8 Prozent (2014) auf 40 bis 45 Prozent in 2025, auf 55 bis 60 Prozent in 2035 und auf mindestens 80 Prozent bis 2050 ansteigen. Damit leistet das Stromsystem einen zentralen Beitrag zum Klimaschutz und damit zur Umweltverträglichkeit der Energiewirtschaft insgesamt. Gleichzeitig berücksichtigt das EEG 2014 die weiteren Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks: Die Novelle 2014 begrenzt die Kosten, steuert den Ausbau der erneuerbaren Energien planvoll und führt die erneuerbaren Energien an den Markt heran. Verschiedene Instrumente steuern die Mengen und konzentrieren den Zubau der erneuerbaren Energien auf die kostengünstigen Technologien. Insgesamt sinken damit die Kosten für die Erreichung der Ausbauziele stark und die Energiewende wird für alle Akteure planbarer. Mit zunehmender Marktintegration leisten die erneuerbaren Energien ihren Beitrag zur Sicherheit der Energieversorgung.

Spätestens 2017 sollen Ausschreibungen die Höhe der finanziellen Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien ermitteln. Damit setzt die Bundesregierung die Entwicklung des EEG konsequent fort: Nach der Abschaffung der physischen Wälzung durch die Ausgleichsmechanismusverordnung 2009/10, nach der Einführung der optionalen Marktprämie durch das EEG 2012 und der verpflichtenden Direktvermarktung durch das EEG 2014, ist die Umstellung der Förderung auf Ausschreibungen der nächste und konsequente Schritt für mehr Marktnähe und Wettbewerb im EEG.

Eine Ausschreibung ist ein objektives, transparentes und diskriminierungsfreies Verfahren, um die Förderhöhe wettbewerblich zu ermitteln. CDU, CSU und SPD haben die Einführung von Ausschreibungen unter Wahrung der Akteursvielfalt als Kernelement der Energiepolitik in ihrem Koalitionsvertrag für die 18. Legislaturperiode festgelegt. Dieses Ziel deckt sich mit den Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien¹ der Europäischen Kommission. Die Leitlinien sehen vor, dass die Mitgliedstaaten ihre Fördersysteme bis 2017 grundsätzlich auf Ausschreibungssysteme umstellen.

Um das passende Ausschreibungsdesign zu entwickeln, müssen drei besonders wichtige Ziele berücksichtigt werden:

- Der **Ausbaukorridor** für erneuerbare Energien soll eingehalten werden. Ausschreibungen steuern den Ausbau über die Menge. Als Instrument verhindern sie, dass die Ausbauziele überschritten werden. Daneben darf der Zubau aber auch nicht unterhalb des Zielkorridors liegen. Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen, dass die Gefahr besteht, dass Anbieter in Ausschreibungssystemen einen hohen Anteil der bezuschlagten Projekte nicht errichten. Nur durch eine **hohe Realisierungsrate** kann der Ausbau der erneuerbaren Energien auch nach dem Systemwechsel hin zu Ausschreibungen auf dem gesetzlich vorgezeichneten Pfad voranschreiten.
- Die Kosten des Fördersystems sollen insgesamt gering gehalten werden. Erneuerbarer Strom soll nur in der Höhe vergütet werden, die für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb erforderlich ist. Um dieses Ziel zu erreichen, muss ausreichend **Wettbewerb** um die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen bestehen. Zentrales Anliegen ist deshalb, dass Marktumfeld und Ausschreibungsdesign einen hinreichenden Wettbewerb ermöglichen.
- Bisher haben kleine und mittlere Akteure einen hohen Anteil des Zubaus bei den erneuerbaren Energien realisiert. Bürgerenergieprojekte und lokal verankerte Projektentwickler haben viel zur Akzeptanz der Energiewende beigetragen. Im Rahmen von Ausschreibungen erhöht eine solche Akteursvielfalt den Wettbewerb und mindert so mittelbar Kosten. Kleine und mittlere Unternehmen sind häufig besonders innovativ. Auch deshalb hat ihre Beteiligung einen hohen Wert. Die **Akteursvielfalt** soll aus diesen Gründen im Rahmen der Ausschreibungen gewahrt werden.

1 ABl. 2014/C 200/01.

2. Vorgehen und Zeitplan

Die vorgelegten Eckpunkte des künftigen Ausschreibungsdesigns stellen einen Zwischenstand dar. Sie basieren auf den Erkenntnissen aus Marktanalysen², einem anschließenden Diskussionsprozess³ mit verschiedenen Akteuren der Energiewende (z. B. betroffenen Unternehmen, Verbänden, Bundesländern und Behörden) sowie den wissenschaftlichen Empfehlungen eines Forschungskonsortiums⁴, das auch den Diskussionsprozess intensiv begleitet hat. Die Eckpunkte reflektieren damit die Ergebnisse zahlreicher Workshops, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zu den verschiedenen Aspekten der Ausschreibungen im vergangenen halben Jahr veranstaltet hat.

Zu diesem Vorschlag und den im Folgenden gestellten Fragen bittet das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie um Stellungnahmen bis zum 1. Oktober 2015 per Mail an: Ausschreibung-eeg@bmwi.bund.de.

Die Stellungnahmen werden ausgewertet und fließen in den Gesetzentwurf ein, den das Bundeswirtschaftsministerium auf Grundlage der Konsultationsergebnisse bis Ende des Jahres erarbeiten wird.

Folgender **grober Zeitplan** umreißt das geplante Gesetzgebungsverfahren:

bis 1. Oktober 2015

Konsultation der Eckpunkte des Ausschreibungsdesigns

Anschließend

Auswertung der Stellungnahmen

Erstellung eines Gesetzentwurfs zum Ausschreibungsdesign („EEG 2016“)

Januar 2016

Anhörung der Länder und Verbände zum Gesetzentwurf des EEG 2016

März 2016

Kabinettsbeschluss zum EEG 2016

Sommer 2016

Beschluss des EEG 2016 durch Bundestag und Bundesrat; Beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission bzgl. des Ausschreibungsgesetzes

Ab Ende 2016

Beginn der Ausschreibungsrunden (der konkrete Zeitpunkt kann sich von Technologie zu Technologie unterscheiden)

Das EEG 2014 sieht **eine anteilige europaweite Öffnung der Ausschreibung** für erneuerbare Energien vor. Anbieter aus anderen europäischen Ländern sollen sich an den Ausschreibungen für mindestens fünf Prozent des jährlichen Zubaus beteiligen können. In der Testphase 2015/16 soll die Pilotausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen geöffnet werden. Hierzu enthält das EEG 2014 eine Verordnungsermächtigung.

Eine Förderung von Strom aus dem Ausland ist an drei Voraussetzungen geknüpft:

- Deutschland und das Partnerland müssen eine völkerrechtliche Vereinbarung abschließen,
- der Strom muss physikalisch importiert werden oder einen vergleichbaren Effekt auf den deutschen Strommarkt haben und
- die Kooperation muss auf dem Prinzip der Gegenseitigkeit basieren.

Das Bundeswirtschaftsministerium erarbeitet derzeit die konkrete Ausgestaltung dieser Voraussetzungen. Eine Verordnung soll die nähere Ausgestaltung der Pilotausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen regeln. Diese Verordnung soll im Winter 2015/16 in Kraft treten, damit eine entsprechende Ausschreibungsrunde noch in 2016 durchgeführt werden kann. Aufbauend auf den Ergebnissen soll dann die anteilige Öffnung ab 2017 geregelt werden.

² BMWi, Marktanalysen:

http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Gesetze/Das_EEG/EEGAusschreibungen/eeg-ausschreibungen.html

³ Nähere Informationen hierzu:

http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Gesetze/Das_EEG/EEGAusschreibungen/eeg-ausschreibungen.html

⁴ Ecofys, Fraunhofer ISI, Consentec, ZSW, Takon, GÖRG und BBG und Partner, Ausschreibungen für erneuerbare Energien Wissenschaftliche Empfehlungen: <http://bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=721112.html>

3. Zusammenfassung

Die einzelnen Technologien haben sehr unterschiedliche Rahmenbedingungen. Ein einheitliches Ausschreibungsdesign für alle Technologien ist nicht sinnvoll. Die Ausschreibungen werden deshalb technologiespezifisch eingeführt:

- Bei **Windenergieanlagen an Land** wird die Ausschreibung für Projekte durchgeführt, die bereits über eine Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz verfügen („späte Ausschreibung“). Daneben wird nur eine geringe finanzielle Sicherheit in Höhe von 30 Euro pro kW installierter Leistung gefordert. Die Anlagen sollen innerhalb von zwei Jahren nach Zuschlagserteilung errichtet werden. Danach wird sukzessive eine Pönale fällig. Nach insgesamt drei Jahren verfällt der Zuschlag.
- Für **Windenergieanlagen auf See** soll die Ausschreibung in einem zentralen Modell erfolgen. Dies bedeutet, dass zentral von einer Behörde eine Fläche für zwei Windparks pro Jahr mit z. B. jeweils 400 Megawatt (MW) pro Jahr vorentwickelt und die Bieter in der Ausschreibung um die Errichtung eines Windparks auf dieser Fläche konkurrieren. Aufgrund des Planungsvorlaufs kann dieses Modell erst zeitversetzt beginnen, in der Nordsee ab 2024, in der Ostsee möglicherweise bereits ab 2021. Um die Offshore-Entwicklung nicht zu unterbrechen, ist für die Jahre 2021 bis 2023 eine Übergangslösung erforderlich. Einige Projektierer und Planer haben entweder bereits eine Genehmigung für einen Offshore-Windpark oder ihre Planung ist weit vorangeschritten. Sie erhalten im Rahmen einer gesonderten Ausschreibung die Chance auf einen Zuschlag, um ihre Anlagen zwischen 2021 und 2023 zu errichten. Die Projektierer und Planer treten in einem wettbewerblichen Verfahren gegeneinander an. Weitere Details zum Verfahren der Ausschreibung werden in den nächsten Monaten erarbeitet.
- Bei der **Photovoltaik** wird die Ausschreibung für Freiflächenanlagen evaluiert und basierend auf den Ergebnissen angepasst. Photovoltaikanlagen auf baulichen Anlagen (wie Deponien und versiegelten Flächen) mit einer installierten Leistung von über 1 MW sollen an der Freiflächenausschreibung teilnehmen. Auch für große Photovoltaikanlagen auf Gebäuden mit einer installierten Leistung über 1 MW werden Ausschreibungen eingeführt; diese Ausschreibungen erfolgen gesondert neben der Freiflächenausschreibung.

Kleine und mittlere Photovoltaikanlagen auf Gebäuden mit einer installierten Leistung von bis zu 1 MW sollen hingegen von der Ausschreibung ausgenommen werden. Für diese Anlagen bleiben die Regelungen des EEG 2014 einschließlich des ggf. anzupassenden atmenden Deckels erhalten.

- Bei **Biomasse** wird zunächst keine Ausschreibung vorgeschlagen. Das Bundeswirtschaftsministerium wird in den nächsten Monaten prüfen, ob eine Ausschreibung für Neuanlagen unter Einbeziehung von Bestandsanlagen sinnvoll sein kann. Bis zum Abschluss dieser Prüfung und einer sich ggf. daraus ergebenden Neuregelung bleiben die bestehenden Regelungen des EEG 2014 für Biomasseanlagen erhalten.
- Bei **Wasserkraft** soll ebenfalls auf eine Ausschreibung verzichtet werden. Die Zubaupotenziale beschränken sich fast ausschließlich auf Modernisierung und Erweiterung bestehender Wasserkraftanlagen. Die Anzahl der größeren Anlagen mit nennenswertem Modernisierungsbedarf und Erweiterungspotenzial ist verhältnismäßig gering. Es wäre also bei einer Ausschreibung nicht mit einem relevanten Wettbewerb zu rechnen. Aus diesem Grund soll die Förderung im Rahmen des EEG 2014 erhalten werden.
- Bei **Geothermie** ist angesichts der geringen Zahl geplanter Einzelprojekte ebenfalls nicht von hinreichendem Wettbewerb auszugehen. Auch hier ist es sinnvoller, die Förderung nach dem EEG 2014 fortzuführen.

Insgesamt erfasst die Ausschreibung damit den überwiegenden Anteil des in neuen Anlagen erzeugten Stroms. Durch die Ausschreibung der Förderung für Windenergie an Land und auf See und der Ausschreibung der Förderung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen und großen Photovoltaikanlagen auf Gebäuden werden ab 2017 **über 80 Prozent der jährlich durch den Zubau von neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugten Strommenge ausgeschrieben**. Der Zubau bei kleinen und mittleren Photovoltaikanlagen auf Gebäuden, Wasserkraft, Geothermie und Biomasse ist so gering, dass die in diesen Anlagen erzeugte Strommenge voraussichtlich unter 20 Prozent liegen wird.

II. Übergreifende Fragen des Ausschreibungsdesigns

1. Ausschreibungsgegenstand

Gegenstand der Ausschreibung ist die **gleitende Marktprämie**, wie sie im EEG 2014 vorgesehen ist. Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Direktvermarktung sind gut in den Strommarkt integriert. Sie übernehmen bereits heute dieselbe Verantwortung bei der Vermarktung von Strom wie konventionelle Kraftwerke. Das EEG 2014 verpflichtet Neuanlagen zur Direktvermarktung ihres Stroms. Anders als unter der festen Einspeisevergütung haben Erzeuger von erneuerbarem Strom über die gleitende Marktprämie Anreize, auf die schwankenden Marktpreise zu reagieren. Außerdem müssen sie die Bilanzkreispflichten einhalten. Dies bedeutet unter anderem, dass die Vermarkter von Strom aus erneuerbaren Energien genauso wie die Vermarkter von Strom aus konventionellen Anlagen bei Abweichungen von der gemeldeten und verkauften Strommenge Ausgleichsenergie am Markt beschaffen müssen. Weitere Informationen zu diesem Thema finden sich im Weißbuch Strommarkt.

2. Rahmenbedingungen der Ausschreibungen

Im Rahmen des EEG 2014 wurden die Anforderungen, die an Anlagen und ihre Betreiber gestellt werden, intensiv diskutiert. In der Folge regelt das EEG 2014 Netzanschlussbedingungen und macht Vorgaben z. B. zum Anlagenbetrieb, den Einsatzstoffen oder der Berechnung und Dauer der Förderung. Dieser Rahmen wird durch die Einführung von Ausschreibungen nicht verändert. Ziel von Ausschreibungen ist es, die Förderhöhe wettbewerbslich zu bestimmen. Die Grundsatzentscheidungen des EEG 2014 werden nicht in Frage gestellt.

Trotzdem kann es in Einzelfällen erforderlich werden, Bestimmungen anzupassen, wenn die Ausschreibung starke und nicht intendierte Auswirkungen auf die bestehenden Regelungen hat. Beispielsweise hat sich das Referenzertragsmodell bisher auf die Rendite verschiedener Standorte ausgewirkt, im Ausschreibungsdesign jedoch definiert es die Wettbewerbsintensität zwischen Standorten mit unterschiedlichen Standortgütern. Nur in solchen Sonderfällen werden inhaltliche Änderungen an Regelungen vorgeschla-

gen, die keinen direkten Zusammenhang mit der Einführung von Ausschreibungen haben (zum Referenzertragsmodell im Einzelnen siehe unten III.5).

3. Akteursvielfalt und Ausnahmen von der Ausschreibung

Der Erhalt der Akteursvielfalt ist ein wichtiges Ziel, das bei der Einführung von Ausschreibungen zu berücksichtigen ist. Akteursvielfalt bedeutet, dass sich eine Vielzahl von Akteuren an der Errichtung und dem Betrieb von Anlagen beteiligen. Der vorliegende Konsultationsvorschlag ist der Versuch, das Ausschreibungsdesign so zu gestalten, dass allen Akteuren entsprechend ihrer wirtschaftlichen Möglichkeiten gleichberechtigte Chancen eingeräumt werden.

Derzeit prägen eine Vielzahl verschiedener Akteure den Markt. Hierzu gehören z. B. kleinere oder größere Projektentwickler, die auf dieses Geschäft spezialisiert sind, kleine oder große Energieversorgungsunternehmen, institutionelle Investoren, Privatpersonen, Landwirte, Bürgerenergiegenossenschaften und öffentliche Körperschaften sowie Projektgesellschaften. Die Art und Zahl der Akteure variieren bereits heute bei den verschiedenen erneuerbaren Energien, wie die Marktanalysen zeigen. Deshalb kann der Schutz dieser Vielfalt auch nicht in jedem Segment durch vergleichbare Maßnahmen erreicht werden.

Beim Design der Ausschreibungen für die einzelnen Technologien wird deshalb darauf zu achten sein, dass Bieterisiken und weitere Zugangshürden begrenzt sind. Dies soll primär durch ein einfaches, transparentes und gut verständliches Ausschreibungsdesign erfolgen. Trotzdem muss für jedes Ausschreibungsdesign geprüft werden, ob die Akteursvielfalt beeinträchtigt wird und wie dem ggf. entgegengewirkt werden kann. Hierzu hat das Bundeswirtschaftsministerium im Rahmen der Plattform Strommarkt eine eigene Unterarbeitsgruppe zum Thema „Akteursvielfalt und Bürgerenergie“⁵ eingesetzt, in der diese Themen eingehend diskutiert werden.

5 Nähere Informationen hierzu:

http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Gesetze/Das_EEG/EEGAusschreibungen/Akteursvielfalt/akteursvielfalt.html

Vor diesem Hintergrund wird nach dem vorläufigen Diskussionsstand der folgende Vorschlag gemacht:

- Bei der **Windenergie an Land** besteht eine große Akteursvielfalt. Dabei kann zwischen der Planungs- und Errichtungsphase einerseits und der Betriebsphase andererseits unterschieden werden. Das Ausschreibungsdesign hat unmittelbar Auswirkungen vor allem auf die Planungs- und Errichtungsphase.
 - Mit der späten Ausschreibung mit hoher materieller und geringer finanzieller Präqualifikationsanforderung wird eine Ausgestaltungsvariante gewählt, die die Nachteile für kleine Akteure möglichst gering hält.
 - Nach der intensiven Diskussion der vergangenen Monate spricht vieles dafür, dass die meisten Akteure an diesem Ausschreibungsmodell teilnehmen können. Für ein Projekt mit einer Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG-Genehmigung) erhalten auch kleine Akteure eine Finanzierung und die Sicherheit einer Bank für eine Pönale. Bei einer Ausschreibung in einem früheren Planungsstadium wären die Unsicherheiten größer. Für eine hohe Realisierungsrate müssten hohe finanzielle Sicherheiten gefordert werden. Kleine Akteure hätten deutlich größere Schwierigkeiten, eine solche hohe Sicherheit aufzubringen.
 - In den vergangenen Monaten ist zum Erhalt der Akteursvielfalt häufig gefordert worden, die Freigrenzen der Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien auszuschöpfen. Ausnahmen von Ausschreibungen sind möglich bei bis zu sechs Windenergieanlagen oder bis zu 6 MW installierter Leistung. Dieser Vorschlag ist abzulehnen. Diese „De-Minimis-Regelung“ ist nicht treffsicher, weil sie auch viele Akteure erfasst, die im Rahmen der Ausschreibung nicht schutzbedürftig sind. Auch große Entwickler bauen und entwickeln in erheblichem Umfang Windparks mit weniger als sechs Anlagen. Somit könnten relevante Teile des Marktes nicht unter die wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe fallen. Dies würde den Zielen der Einführung von Ausschreibungen widersprechen. Darüber hinaus steht zu befürchten, dass Windparks strategisch klein dimensioniert würden.
- Bei der **Windenergie auf See** ist die Akteursvielfalt bereits heute eingeschränkt. Angesichts der zunehmenden Größe von Windparks auf See könnte die Marktkonzentration weiter zunehmen. Das Ausbauziel von 800 MW Zubau pro Jahr (typischerweise zwei Windparks) und die hohen Investitionssummen erlauben aber auch nur eine beschränkte Akteursvielfalt. Insgesamt steht der Schutz kleiner Akteure aus diesen Gründen weniger im Mittelpunkt als bei anderen Technologien. Bei der Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns sollte aber darauf geachtet werden, dass wie bisher eine breite
 - Das könnte dazu führen, dass gute und wirtschaftlich effiziente Potenziale für den Windausbau nicht genutzt würden oder größere Windparks strategisch in einzelne Gesellschaften und damit Bietergruppen aufgeteilt würden.
 - Für eine sehr begrenzte Gruppe könnte allerdings ein relevantes Risiko bei der Teilnahme an Ausschreibungen entstehen: Akteure, die nur ein Projekt verwirklichen, insbesondere, wenn es sich um ein kleines Projekt an weniger ertragreichen Standorten mit hohen Entwicklungskosten handelt. Solche Projekte sind einem erhöhten Zuschlagsrisiko ausgesetzt. Kleine Akteure können dieses Risiko – anders als größere Akteure – nicht streuen und nur begrenzt einschätzen. Dieses Risiko könnte dazu führen, dass diese Akteure von der Initiierung und Entwicklung neuer Projekte abgehalten werden und sich aus dem Markt zurückziehen.
 - Ob und in welcher Form für diese Akteure Sonderregelungen erforderlich sind, wird weiter diskutiert. Dabei muss die Grundregel gelten, dass die Beeinträchtigung der Effizienz des Ausschreibungssystems und Abstriche vom Ziel der Ausschreibung in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen für die Akteursvielfalt stehen müssen. Daher ist auch zu diskutieren, ob eventuelle Sonderregelungen innerhalb des Ausschreibungsdesigns erforderlich sind oder auch außerhalb (z. B. durch gesonderte Förderprogramme) erfolgen könnten.
 - Vor diesem Hintergrund ergeben sich für die Konsultation die am Ende des Abschnitts aufgeführten Fragen.

Palette aktiver Investoren erhalten wird. Insofern ist es für den Wettbewerb förderlich, wenn das Ausschreibungsdesign auch Projektfinanzierungen ermöglicht und der Marktzugang möglichst wenig beschränkt wird.

- Im Bereich der **Photovoltaik** besteht die größte Akteursvielfalt bei den Anlagen mit einer Leistung von bis zu 1 MW. Die gewählte Freigrenze sichert damit die Akteursvielfalt bei den Anlagen in, an oder auf Gebäuden. Für Freiflächenanlagen wurde das Ausschreibungsdesign so gestaltet, dass kleine Akteure möglichst keine Nachteile haben. Die konkreten Auswirkungen auf die Akteursvielfalt werden evaluiert. Im Anschluss wird das Bundeswirtschaftsministerium Anpassungsvorschläge vorlegen, sofern dies erforderlich ist.

Fragen für die 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?
- Sind die Projekte kleinerer Akteure unabhängig vom Zuschlagsrisiko der Ausschreibung grundsätzlich wettbewerbsfähig? Gleichen Kostenvorteile in der Projektierung Nachteile bei der Beschaffung von Anlagen aus?
- Benötigen Bieter, die nur ein Projekt entwickeln, weitere Schutzmaßnahmen? Falls ja:
 - Besteht ein Unterschied zwischen windschwächeren und windstärkeren Standorten?
 - Wie groß ist die jährlich installierte Leistung, die im Schnitt auf diese Akteure entfällt?
 - Könnten Förderprogramme die eventuellen Nachteile für solche Akteure mindern, beispielsweise durch Erleichterungen der Finanzierung der Projektentwicklung oder eine Verringerung des finanziellen Ausfallrisikos?

– 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?

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

- Werden in anderen Bereichen Probleme im Hinblick auf die Akteursvielfalt gesehen?
- Welche begleitenden Instrumente sind sinnvoll, um die Akteursvielfalt zu erhalten und eine möglichst umfangreiche Flächenentwicklung dauerhaft anzustoßen?

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?

III. Windenergie an Land

1. Ausschreibungsgegenstand und Freigrenzen

Im Rahmen der Ausschreibung geben Bieter Gebote für die Förderhöhe für eine bestimmte installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land ab.

Die Teilnehmer an der Ausschreibung benennen die Menge der installierten Leistung, für die sie eine Förderberechtigung erhalten möchten, und bieten einen anzulegenden Wert im Sinne des bisherigen § 23 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014, der die Basis für die Berechnung der gleitenden Marktprämie bildet. Soweit die Gebote die ausgeschriebene Menge übersteigen, erhalten die Bieter, die die niedrigsten anzulegenden Werte bieten, den Zuschlag bis das Ausschreibungsvolumen erreicht ist.

Es wird keine Maximalgröße für die Windparkprojekte festgelegt. Die Flächenkulisse wird nicht beschränkt.

Die Analyse des Zubaus in der Vergangenheit hat gezeigt, dass die Zahl der installierten Anlagen je Windpark in Deutschland sehr stark variiert. In mehr als der Hälfte der Windparks stehen maximal sechs Anlagen (vgl. Marktanalyse des Bundeswirtschaftsministeriums). Insofern bedarf es keiner Obergrenze für die Größe der Projekte, die an der Ausschreibung teilnehmen dürfen.

Auch eine Flächeneinschränkung aus Sicht des Naturschutzes oder aus Netzsicht ist nicht sinnvoll, da das Planungs- und Genehmigungsregime sowie der Netzzugang eine ausreichende Steuerung sicherstellen.

Eine Mindestgröße für Gebote ist sinnvoll.

Kleine Anlagen mit einer installierten Leistung unter 1 MW können in der Festvergütung verbleiben. Auch Prototypen und Testanlagen müssen nicht an der Ausschreibung teilnehmen.

Der Marktanteil von Anlagen unter einer installierten Leistung von 1 MW ist sehr gering. Sie werden derzeit als so genannte Kleinwindanlagen (unter 100 kW) oder Hofanlagen auf dem Markt angeboten. Mit der Ausnahme dieses Marktsegments wird der Wettbewerb nicht eingeschränkt, da nur eine sehr geringe Anzahl an Anlagen mit einer geringen installierten Leistung nicht an dem Ausschreibungsverfahren teilnimmt. Zu Ausnahmen für kleine Akteure siehe auch die Ausführungen im Abschnitt II.3.

2. Ausschreibungsverfahren

Preisregel für die Ausschreibung ist zunächst „Pay-as-bid“.

Bei der Ausschreibung mit „Pay-as-bid“-Preisregel werden in jeder Ausschreibungsrunde einmalig verdeckte Gebote abgegeben, an die die Bieter gebunden sind und die nicht mehr verändert werden können. Soweit die insgesamt gebotene Menge die ausgeschriebene Menge übersteigt, erhalten die kostengünstigsten Gebote den Zuschlag zu ihrem jeweils gebotenen Preis, bis das Ausschreibungsvolumen erreicht ist.

Grundsätzlich besteht bei der Auswahl des Ausschreibungsverfahrens und der Preisregel Handlungsspielraum. Auch dynamische Ausschreibungsmodelle wie das „Descending-Clock-Verfahren“ wären grundsätzlich geeignet, die eingangs genannten Ziele der Ausschreibung zu erfüllen. Dies gilt auch für andere Preisregeln, wie eine einheitliche Preisfestsetzung („Pay-as-cleared“, „Uniform pricing“). Die „Pay-as-bid“-Preisregel hat jedoch Vorteile, weil sie einfach, verständlich, mit geringem administrativen Aufwand umzusetzen und weniger anfällig für Absprachen ist. Grundsätzlich liegen dem Markt umfangreiche Erkenntnisse zu Kosten von Windenergieprojekten vor, sodass ein dynamisches Verfahren zur Erhöhung der Markttransparenz nicht erforderlich ist.

Für Ausschreibungen wird ein ambitionierter Höchstpreis festgelegt und veröffentlicht.

Ein Höchstpreis hat den Vorteil, dass überteuerte Gebote ausgeschlossen und die Kosten für die Stromverbraucher begrenzt werden. Dabei sollte der Höchstpreis im Bereich der Vollkosten der Projekte liegen, da die Gefahr besteht, dass sich die Bieter bei einer schwachen Wettbewerbssituation am Höchstpreis orientieren. Zusätzlich zu den Vollkosten werden bei der Festlegung des Höchstpreises die mit der Ausschreibung verbundenen zusätzlichen administrativen Kosten und Bieterisiken berücksichtigt. Ein Mindestpreis ist hingegen nicht vorgesehen, da die Kosten der Windenergie an Land in Deutschland bekannt und relativ transparent sind.

Drei bis vier Ausschreibungsrunden pro Jahr ermöglichen Kontinuität.

Die Ausschreibungen sollen drei- bis viermal im Jahr stattfinden. Dies ermöglicht eine kontinuierliche Projektentwicklung und vermeidet lange Wartezeiten nach Erteilung der Genehmigung. Bei Nichtbezuschlagung in einer Aus-

schreibungsrunde können Bieter somit auch kurzfristig an der nächsten Auktion teilnehmen. Das jährliche Gesamtausschreibungsvolumen wird gleichmäßig auf die Ausschreibungsrunden verteilt.

Fragen für die Konsultation:

- Wie beurteilen Sie die Regelungen zum Höchstpreis und zur Ausschreibungshäufigkeit, auch vor dem Hintergrund der Flächenverfügbarkeit und Wettbewerbssituation?
- Wie sollte ein Höchstpreis bestimmt werden und mit welchem Ziel?
- Welche Aspekte des Ausschreibungsverfahrens (Preisregel, Ausschreibungsfrequenz) erhöhen Wettbewerbschancen für kleinere Akteure an schlechteren Windstandorten (< 85 Prozent Referenzstandortgüte)?
- Ist die vorgeschlagene Ausnahmeregelung für Anlagen < 1 MW sinnvoll?

3. Teilnahmevoraussetzungen

Um sicherzustellen, dass ein großer Teil der bezuschlagten Projekte auch tatsächlich realisiert wird, müssen Vorkehrungen getroffen werden, die zu einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit führen. In Betracht kommen hierfür Teilnahmebedingungen für Ausschreibungen (Qualifikationsanforderungen) und Strafen im Falle der Verzögerung oder Nichtrealisierung der Projekte (Pönalen). Bei den Qualifikationsanforderungen können finanzielle Sicherheiten verlangt werden, die im Fall einer nicht fristgerechten Umsetzung ganz oder teilweise als Strafen einbehalten werden. Daneben sind materielle Qualifikationsanforderungen möglich. Beispielsweise könnte der Bieter einen bestimmten Projektfortschritt nachweisen müssen.

Insgesamt besteht jedoch ein Zielkonflikt: Qualifikationsanforderungen und Pönalen erhöhen zwar die Realisierungswahrscheinlichkeit, steigern aber auch die Risiken und die Eintrittsschwellen für potenzielle Bieter. Sie können daher zu höheren Finanzierungskosten führen und negative Auswirkungen auf die Bieter- und Akteursstruktur haben. Bei Wind an Land wird deshalb im Ergebnis eine verhältnismäßig hohe materielle Qualifikation und eine sehr geringe finanzielle Präqualifikation vorgeschlagen.

Teilnahmebedingung für die Ausschreibung ist eine Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz.

Eine geforderte materielle Qualifikationsanforderung ist die Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG). Sie stellt sicher, dass die Gebote der Teilnehmer an der Ausschreibung auf Projekten basieren, die eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit haben und deren Standort und Leistung konkret benannt sind und damit klar zugeordnet werden können.

Neben dieser materiellen Qualifikationsanforderung ist mit dem Gebot eine finanzielle Sicherheit zu hinterlegen, welche die Ernsthaftigkeit des Gebots nachweist. Dieser so genannte „Bid-Bond“ soll zugleich nach Zuschlagserteilung als Sicherheit für Strafen (Pönalen) für den Fall der Verzögerung oder Nichtrealisierung des Projekts dienen. Die Höhe dieser finanziellen Sicherheit soll 30 Euro pro kW installierte Leistung der Gebotsmenge betragen. Die Absicherung könnte in Form einer auf eine erfolgreiche Teilnahme konditionierten Avalbürgschaft einer Bank oder einer Bareinzahlung auf ein Sperrkonto erfolgen.

Das Projekt muss nach dem Zuschlag spätestens innerhalb von 36 Monaten vollständig in Betrieb gehen, nach 24 Monaten fällt sukzessive eine Pönale an.

Wenn das Vorhaben 24 Monaten nach Zuschlagserteilung nicht in Betrieb genommen wurde, wird zunächst eine erste Teilpönale in Höhe von 10 Euro pro kW fällig. Eine weitere Teilpönale wiederum in Höhe von 10 Euro pro kW wird nach 28 Monaten eingezogen. Sollte das Projekt auch 32 Monate nach Zuschlag des Gebots nicht umgesetzt sein, wird die restliche Pönale fällig. Nach 36 Monaten ohne Projektbetrieb wird die Förderberechtigung entzogen. Nimmt der Bieter nur Teile der bezuschlagten Menge in Betrieb, fällt die Pönale ebenfalls anteilig an und die Förderberechtigung wird nur anteilig entzogen. Eine vorzeitige Rückgabe der Förderberechtigungen senkt die Pönale nicht.

Fragen für die Konsultation:

- Halten Sie es für erforderlich, bei Hinterlegung einer deutlich höheren Sicherheit (100 Euro/kW) auf die materielle Qualifikationsanforderung zu verzichten? Welche Auswirkungen hätte dies auf die Akteursstruktur?
- Kann es sinnvoll sein, die finanzielle Strafe bei Nichterfüllung insbesondere für kleine Akteure durch eine

andere Strafe (Ausschluss von weiteren Ausschreibungen) zu ersetzen? Welche Auswirkungen hätte dies auf andere Risiken?

- Welche weiteren Modelle sind geeignet, um eine Balance zwischen hoher Realisierungsrate und einer Minimierung der Bieterisiken zu schaffen?
- Welche Auswirkungen hat das vorgeschlagene Modell auf die Kosten von neuen Projekten?
- Können kleine Akteure bei Vorlage einer Genehmigung nach dem Bundesemissionsschutzgesetz eine konditionierte Avalbürgschaft zur Teilnahme an der Ausschreibung erlangen? Welche zusätzlichen Kosten könnten dadurch anfallen? In welchem Verhältnis stehen sie zu den Investitionskosten?
- Können kleine Akteure auch ohne die Vorlage einer Genehmigung eine solche Avalbürgschaft bekommen?
- Sind die Realisierungsfristen sinnvoll gewählt?

4. Zuschlagserteilung und Übertragbarkeit der Förderberechtigung

Für die Erteilung des Zuschlags soll allein die Höhe des Gebots für die Anfangsvergütung entscheidend sein.

Soweit die Menge der Gebote die ausgeschriebene Menge übersteigt, erhalten die Bieter, die die niedrigsten anzulegenden Werte bieten, eine Förderberechtigung, bis das Ausschreibungsvolumen erreicht ist. Alleiniges Bewertungskriterium der Gebote ist somit die Höhe des Gebotes für die Anfangsvergütung, die die Basis für die Berechnung der gleitenden Marktprämie bildet.

Durch den Zuschlag erhält der Bieter eine Förderberechtigung für ein bestimmtes Projekt.

Eine projektbezogene Förderberechtigung bedeutet, dass der Bieter für ein bestimmtes Projekt eine Kalkulation durchführt und auf dieser Basis ein Gebot abgibt. Der Standort dieses Projekts ist eindeutig zu benennen. Er wird durch die Genehmigung konkretisiert. Der Zuschlag ist nicht übertragbar. Nachträgliche Änderungen an der Genehmigung führen nicht dazu, dass ein Gebot oder Zuschlag ungültig wird.

Eine frei handelbare Förderberechtigung eröffnet Bieter ein hohes Maß an Flexibilität. Diese Flexibilität kann aber auch dazu führen, dass Bieter höhere Risiken eingehen, die sich negativ auf die Realisierungsquote auswirken. Zudem würde ein Zweitmarkt für Förderberechtigungen die Gefahr von strategischem Bieten erhöhen.

5. Neue Rolle des Referenzertragsmodells bei der Ausschreibung

Bei Ausschreibungen zur Ermittlung der Vergütung für die Windenergie an Land kommt dem im EEG 2014 verankerten Referenzertragsmodell eine neue Aufgabe zu. Diese neue Aufgabe und die sich daraus ergebenden Konsequenzen für den einzelnen Windpark müssen bei der Bewertung und Analyse des möglichen Ausschreibungsdesigns berücksichtigt werden.

Bisher ermöglicht das Referenzertragsmodell die standortdifferenzierte auskömmliche Vergütung der einzelnen Windparks.

Ziel des Referenzertragsmodells im EEG 2014 ist es bislang, die strukturellen Unterschiede beim Winddargebot auszugleichen. Durch die Regelung können in ganz Deutschland an verschiedenen Windstandorten Windenergieanlagen wirtschaftlich betrieben werden, ohne Anlagen an sehr guten Standorten zu überfordern. Das System basiert auf zwei unterschiedlichen gesetzlich festgelegten Vergütungssätzen (hoher Anfangs- und geringerer Grundvergütungssatz). Der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung richtet sich nach dem Ertrag, der mit der Anlage an dem Standort erzielt werden kann. Je niedriger dieser Ertrag ist, umso länger wird die Anfangsvergütung gezahlt.

Alle Standorte erhalten fünf Jahre den Anfangsvergütungssatz. Sehr gute Standorte (130 – 150 Prozent) erhalten die restlichen 15 Jahre den abgesenkten Grundvergütungssatz. Bei allen anderen Standorten verlängert sich die Laufzeit des Anfangsvergütungssatzes abhängig von den real eingespeisten Strommengen der ersten fünf Jahre. Vereinfacht gesagt erhalten windschwächere Standorte aufgrund der geringeren eingespeisten Strommengen den Anfangsvergütungssatz länger als windstärkere Standorte.

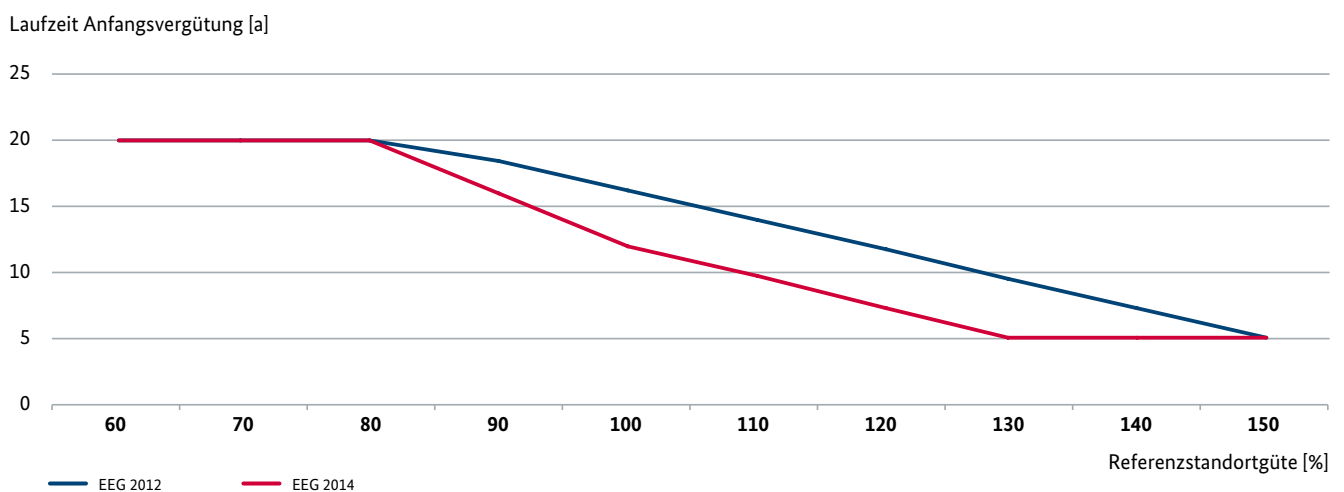
Aufgrund dieser Systematik hatten Anpassungen des Referenzertragsmodells, z. B. zuletzt im EEG 2014, konkrete Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des einzelnen

Windparks. So führte bei gesetzlich festgelegter Einspeisevergütungshöhe die verkürzte Zahlung des Anfangsvergütungssatzes bei gleichen Windverhältnissen und gleichen Projektkosten zu einer Reduzierung der spezifischen Projektrendite. Für alle Standorte zwischen 80 und 150 Prozent kam es durch das EEG 2014 zu einer kürzeren Laufzeit der Anfangsvergütung. Das Referenzertragsmodell ist so angelegt, dass windstärkere Standorte eine etwas höhere Rendite erzielen können als windschwächere Standorte. Auch gibt es eine Grenze nach unten. Der Anfangsvergütungssatz verlängert sich auf maximal 20 Jahre bei einem Referenzertrag von 80 Prozent. Windschwächere Standorte können also der Theorie nach nur dann betrieben werden, wenn die Stromgestehungskosten projektspezifisch abgesenkt sind oder die Renditeerwartungen niedriger liegen.

zu höheren Gebotspreisen. Die Höhe der Rendite hängt maßgeblich von der Wettbewerbsintensität ab. In der Ausschreibung stehen Windparks mit unterschiedlichen Referenzerträgen in Konkurrenz um einen Vergütungsanspruch. Damit kommt dem Referenzertragsmodell eine neue Aufgabe zu, die eine Anpassung des Verlaufs der Referenzertragskurve erforderlich macht.

Die Aufgabe des Referenzertragsmodells im Ausschreibungssystem ist es, Standorten bundesweit die erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung zu ermöglichen, ohne dabei den Anreiz zum Bau an besseren Standorten vollständig zu nivellieren. Dazu bedarf es einer Angleichung der möglichen Projektrenditen im Vergleich zu den zum Teil erheblichen Spreizungen in der bisherigen Systematik.

Abbildung 1: Laufzeit der Anfangsvergütung bei verschiedenen Referenzerträgen bzw. Windstandortklassen



Referenzstandortgüte [%]	150 %	140 %	130 %	100 %	90 %	80 %	70 %
EEG 2000 – 2012 [a]	5	7,2	9,4	16,1	18,3	20	20
EEG 2014 [a]	5	5	5	11,9	16	20	20

Neue Aufgabe des Referenzertragsmodells

Bei Einführung der Ausschreibung wird das Referenzertragsmodell in seiner Grundsystematik beibehalten. Durch die in der Ausschreibung zu ermittelnden Vergütungssätze ergibt sich eine neue Logik für die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit und damit für die Rendite des jeweiligen Projektes. Für beide ist zukünftig der Gebotspreis ein relevanter Faktor. Kürzere Vergütungszeiträume führen

Wichtig ist auch eine stärkere Differenzierung des gemäß Potenzialanalysen weiterhin dominierenden Zubausegments von 70 – 90 Prozent Referenzstandortgüte. Durch die vorgeschlagenen Anpassungen nähert sich die Rendite besserer und schwächerer Windstandorte beim selben Zuschlagspreis stark an. An besseren Standorten verbleiben aber zusätzliche Vorteile durch einen höheren Kapitaldienst in den ersten Jahren und die kleinere Fehlerrate bei den Windgutachten. So verbleiben relevante Anreize, gute

Standorte zuerst zu bebauen. Gleichzeitig wird die Gebotskurve aller Projekte flacher. Insofern werden Standorte mit guten Windverhältnissen einem stärkeren Wettbewerb ausgesetzt. Dies ermöglicht auch einen regional verteilten Zubau in Deutschland.

Im Rahmen der Ausschreibung bestimmt nicht mehr das Referenzertragsmodell und die sich daraus ergebene Laufzeit der Vergütungssätze für den jeweiligen Standort die konkrete Wirtschaftlichkeit des Projekts. Vielmehr gibt das Referenzertragsmodell bestimmte Parameter vor, die im Rahmen der Angebotsabgabe zu berücksichtigen sind. Die endgültige Wirtschaftlichkeit des Projektes ergibt sich aus der Gebots- bzw. Zuschlagshöhe vor dem Hintergrund des Referenzertragsmodells sowie den konkreten Projektkosten. Somit bestimmt der Bieter über sein Gebot die Zielrendite am jeweiligen Standort. Der Bieter kann die Standortgüte seines Projekts und damit auch den voraussichtlichen Zeitraum der Anfangsvergütung einschätzen. Die Höhe der Grundvergütung soll weiterhin gesetzlich festgelegt werden. Entsprechend ist es dem Bieter möglich, einen Preis in Form der Höhe der Anfangsvergütung zu kalkulieren und in seinem Angebot zu benennen, bei der er den konkreten Windpark kostendeckend (inkl. Renditeerwartung) betreiben kann.

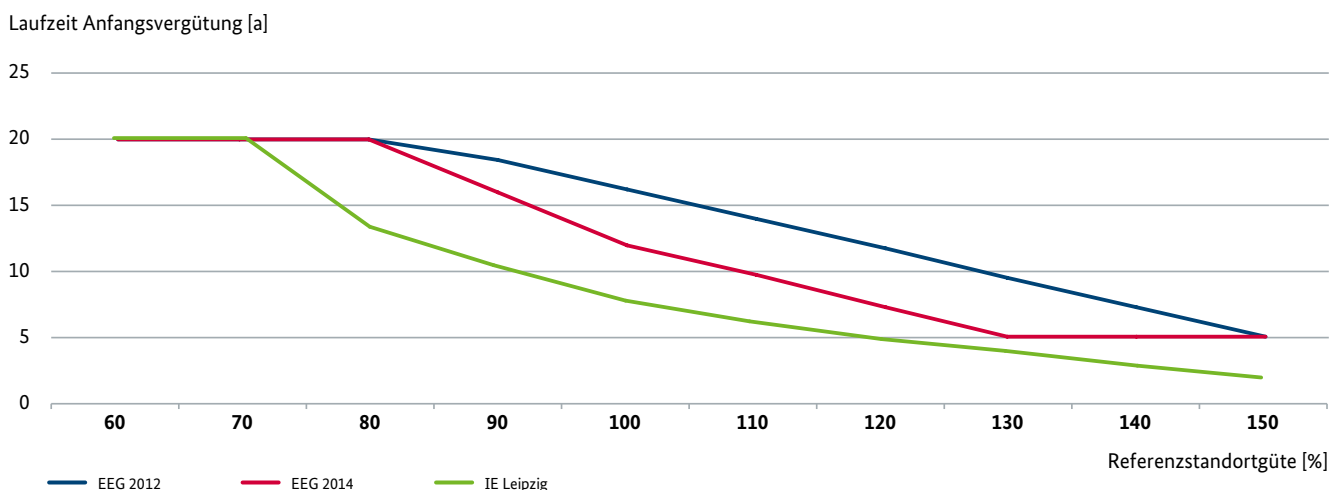
Im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums hat IE Leipzig die Parameter zur Berechnung des Zeitraums der Anfangsvergütung neu berechnet (siehe grüne Kurve in Abbildung 2). Im Vergleich zum Verlauf der Kurven im EEG 2012 und 2014 wird deutlich, dass eine deutlich stärkere Differenzierung, insbesondere im Segment zwischen 70 und 90 Prozent sowie zwischen 130 und 150 Prozent, erfolgt. Diese neue Funktion stellt das Bundeswirtschafts-

ministerium zur Diskussion als zukünftiges Element des Ausschreibungsdesigns für die Windenergienutzung an Land. Sie soll erreichen, dass die Gebotskurve flacher verläuft und dass damit Standorte unterschiedlicher Windgüte besser in den Wettbewerb zueinander treten können.

Fragen für die Konsultation:

- Wie kann das Referenzertragsmodell in der vorgeschlagenen Änderung in Ausschreibungsverfahren zu einer mittel- bis langfristig ausgewogenen regionalen Verteilung beitragen?
- 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?
- Bedarf es neben dem Referenzertragsmodell weiterer Regelungen zur regionalen Steuerung (z. B. Quotierung für einzelne Bundesländer)? Welche Auswirkungen hätten solche Vorschläge auf die Ausschreibung?
- 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.
- Sind bei einer Anpassung des Referenzertragsmodells in der vorgeschlagenen Weise Auswirkungen auf die Akteursstruktur zu erwarten?

Abbildung 2: Vorschlag zur Anpassung der Laufzeit der Anfangsvergütung im Rahmen von Ausschreibungen



IV. Windenergie auf See

1. Einführung

Wettbewerbliche Ausschreibungen sollen den Ausbau der Windenergie auf See vorantreiben, um bis 2030 das Ausbauziel von 15 Gigawatt zu erreichen. Die ersten Windparks im Ausschreibungssystem sollen ab 2021 in Betrieb gehen. Das Mengenziel des EEG 2014 für 2020 in Höhe von 6,5 Gigawatt wird voraussichtlich noch im bestehenden System der administrativ festgesetzten Förderhöhen erreicht. Je nach Höhe des tatsächlichen Zubaus bis einschließlich 2020 beträgt die auszuschreibende Menge für den Zeitraum bis 2030 somit bis zu 8,5 Gigawatt.

Die bestehenden technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen der Windenergie auf See weisen einige Besonderheiten auf, die bereits mit der Marktanalyse vom Bundeswirtschaftsministerium aufbereitet worden sind und mit ihren wesentlichen Auswirkungen auf das Ausschreibungsdesign nachfolgend kurz zusammengefasst werden:

- Windenergieprojekte auf See haben hohe Investitionssummen und sehr lange Planungs- und Realisierungszeiträume von in der Vergangenheit bis zu zehn Jahren. Dies führt zu einem grundsätzlichen Zielkonflikt der Ausschreibung: Je später die Ausschreibung stattfindet, desto besser kann der Bieter seine Kosten abschätzen und ein entsprechend realistisches Gebot abgeben; auch die Realisierungswahrscheinlichkeit ist höher. Allerdings steigen gleichzeitig die versunkenen Kosten im Falle des Scheiterns in der Ausschreibung. Ausschreibungen zu einem sehr frühen Zeitpunkt verringern die versunkenen Kosten, führen aber zu großen Unsicherheiten bei der Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Einflussgrößen, die die Kosten des Projekts erhöhen.
- Anders als bei den übrigen Technologien ist der allein für die Windenergieanlagen auf See zu schaffende Netzanschluss ein bestimmender Faktor für die Windenergie auf See, sowohl für den Erfolg des einzelnen Projekts als auch aus volkswirtschaftlicher Sicht. Die Kosten für eine Netzanbindung für 900 MW lagen bei den zuletzt beauftragten Netzanschlüssen bei bis zu 1,8 Milliarden Euro. Die Investitionen für 900 MW Offshore-Windparkleistung liegen bei rund 3,5 Milliarden Euro. Die Kosten der Netzanschlüsse werden bundesweit über die Netzentgelte auf die Stromverbraucherinnen und -verbraucher gewälzt. Deshalb muss das Ausschreibungsdesign stets auf einer effizienten und bedarfsgerechten Netzplanung aufsetzen.
- Die aktuelle Situation der Windenergie auf See ist durch eine Vielzahl bereits geplanter Projekte mit sehr unterschiedlichem Entwicklungsstand gekennzeichnet, die häufig bereits über die notwendige Genehmigung zum Bau und Betrieb der Anlagen verfügen. Die damit einhergehenden beachtlichen Vorinvestitionen verschiedener Akteure sowie die gewachsene Akteursstruktur spielen bei der Entscheidung für ein Ausschreibungsdesign eine große Rolle.

Um unter diesen Bedingungen durch wettbewerbliche Ausschreibungen die Kosten deutlich zu reduzieren und zugleich im Sinne eines effizienten Gesamtsystems den Ausbau der Windenergie auf See schrittweise, bedarfsgerecht und wirtschaftlich voranzutreiben, sollen Ausschreibungen auf eigens hierfür vorentwickelten Flächen durchgeführt werden („zentrales System“). Die staatliche Verantwortung für die Vorentwicklung sollte bei einer zentralen staatlichen Stelle angesiedelt werden. Dieses System ist aus Sicht des Bundeswirtschaftsministeriums langfristig am besten geeignet, die vorgenannten Ziele unter Berücksichtigung der erläuterten Besonderheiten der Windenergie auf See zu verwirklichen.

Zugleich soll Akteuren, die ihre Projekte bereits weit entwickelt haben, die Chance gegeben werden, diese noch zu realisieren. Hierfür sollen in einer Übergangsphase von drei Jahren mehrere bereits geplante Windparkprojekte auf unterschiedlichen Flächen um die Förderung konkurrieren (Einmalauktion, s. näher unter 5.).

2. Eckpunkte des zentralen Systems

Die zentrale staatliche Stelle wählt im Vorfeld einer Ausschreibung auf der Basis gesetzlich definierter Kriterien Standorte für Windenergie auf See aus. Auf diesen Flächen wird in einem Zeitraum von rund zwei Jahren eine Vorentwicklung u. a. mit folgenden Elementen durchgeführt:

- Strategische Umweltprüfung,
- Flächenscharfe Prüfung umweltfachlicher Aspekte und weiterer Schutzgüter,
- Baugrundvoruntersuchung,
- Schifffahrtskollisionsanalyse und
- Windgutachten.

Fragen für die Konsultation:

- 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?
- Wie lange bedarf es nach Veröffentlichung der Daten und Informationen über den jeweiligen Standort, bis ein belastbares Angebot abgegeben werden kann? Wieviel Zeit soll also zwischen Veröffentlichung der Daten und Auktionsende liegen?
- Welche Hemmnisse können für kleine Akteure im zentralen Modell entstehen? Gibt es Möglichkeiten, diese abzumildern, z. B. durch Einbindung in die zentrale Vorentwicklung?
- Bedarf es nach Veröffentlichung der Daten und Informationen einer weiteren Konsultations- bzw. Frageunde für die Bieter, damit Unklarheiten ausgeräumt werden können und falls ja wie viel Zeit muss hierfür eingeplant werden?
- Bedarf es näherer oder anderer Vorgaben zum Beginn einer Planung der Netzanbindung bereits während der Flächenvorentwicklung?

Die wissenschaftlichen Empfehlungen des Forschungskonsortiums haben herausgearbeitet, dass das Ausschreibungsdesign sowie die sich ergebenden Fristen sehr stark von den technischen Optionen auf der Netzseite sowie von deren Realisierungsfristen abhängen.⁶ Im Rahmen eines Fachworkshops wurden verschiedene Möglichkeiten zur Beschleunigung der Realisierung von Netzan schlüssen aufgezeigt. Potenziale liegen sowohl im technischen Bereich als auch in den Planfeststellungs- und Freigabeverfahren. Sie sollen im Zusammenhang mit der Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns weiter untersucht werden. Eine deutlich schnellere Realisierung von Netzan schlüssen wäre hilfreich, um die windparkseitige Projektentwicklung zu beschleunigen und den Ausbau der Netze zugleich effizienter und bedarfsgerechter zu steuern.

3. Alternativen zum zentralen System

Das Bundeswirtschaftsministerium und das Forschungskonsortium haben sich mit unterschiedlichen Modellvorschlägen zu Ausschreibungen für die Windenergie auf See auseinandergesetzt. Nach zahlreichen Gesprächen und Veranstaltungen mit der Offshore-Windbranche kamen als Alternativen zum zentralen System zunächst zwei Modelle in Betracht, die beide durch eine dezentrale Planung von Windparks und dementsprechend einen Wettbewerb unter mehreren Windparkprojekten an unterschiedlichen Standorten gekennzeichnet sind. Diese Modelle unterscheiden sich voneinander insbesondere hinsichtlich der Netzplanung.

Modell „Beschleunigter Netzanschluss“

Das Modell „Beschleunigter Netzanschluss“ steht unter der Prämisse, dass sich die Realisierungszeiträume für Netzanbindungssysteme deutlich verkürzen lassen. Es sieht vor, die Beauftragung der Netzanbindung erst nach Beuschlagung für ein konkretes Windparkprojekt vorzunehmen.⁷

In der Grundkonzeption scheint der Ansatz geeignet, sowohl einen ausreichenden Wettbewerb in den Ausschreibungen zu erzeugen als auch einen bedarfsgerechten Ausbau der Netzinfrastruktur zu gewährleisten. Jedoch zeigen die Untersuchungen des Forschungskonsortiums und die Gespräche mit den beteiligten Akteuren, dass sich nicht absehen lässt, ob und wenn ja wann Netzanbindungen so schnell realisiert werden können, dass Bieter in Ausschreibungen tatsächlich wirtschaftlich realistische Gebote abgeben können. Gelingt die Beschleunigung nicht, dürfte der Versuch, dieses System einzuführen, zu erheblichen Kosten führen (Entschädigungen wegen fehlender Netzan schlüsse). Vor diesem Hintergrund kann dieses Modell derzeit nicht eingeführt werden.

Fragen für die Konsultation:

- Welche zentralen Beschleunigungsoptionen werden im Bereich der Gleich- sowie Wechselstromanschlüsse gesehen und wie stark und wie sicher könnten Netz-

6 Ecofys, Fraunhofer ISI, Consentec, ZSW, Takon, GÖRG und BBG und Partner, Ausschreibungen für erneuerbare Energien – Wissenschaftliche Empfehlungen: <http://bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen/did=721112.html>

7 Eine nähere Beschreibung beider Modelle findet sich im Gutachten des Forschungskonsortiums in Kapitel 5.

anbindungen auf diesem Weg beschleunigt werden?
Bis wann können diese realisiert werden und welche konkreten Schritte müssten hierzu ergriffen werden?

- Mit welchen Kostendegressionen wird in den nächsten zehn Jahren auf der Netzanbindungsseite gerechnet?

Modell „O-NEP+“

Das Modell „O-NEP+“ sieht vor, dass analog zum bestehenden System des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) zuerst Netzkapazitäten geplant und beauftragt werden. Alle im räumlichen Zusammenhang mit in einem Realisierungszeitraum errichteten Netzanbindungskapazitäten liegenden Windparkprojekte können an den Ausschreibungsrunden teilnehmen.

Das System O-NEP+ zeichnet sich durch eine Kontinuität mit dem seit 2012 (Systemwechsel) bestehenden Rechtsrahmen aus, indem es die Ausschreibungen an eine weiterhin durch den O-NEP vorgegebene Planung und Reihung der Netzinfrastruktur anschließen lässt. An einer solchen Ausschreibung würden die Projekte teilnehmen, die über eine Genehmigung bzw. einen Planfeststellungsbeschluss verfügen oder die bereits weit im Planfeststellungsverfahren entwickelt wurden und die an eine nach dem O-NEP beauftragte Netzanbindung angeschlossen werden können.

Damit Windparkprojekte an unterschiedlichen Standorten (Clustern) in einer Ausschreibung in den Wettbewerb treten könnten, müsste schon im Idealfall mindestens eine Netzanbindung „auf Vorrat“ geplant werden. Auch eine zumindest eingeschränkte clusterübergreifende Anbindung wäre zur Herstellung einer Wettbewerbssituation erforderlich. Der hierdurch hervorgerufene systemimmanente Leerstand von Netzkapazitäten ist mit Kosten von jährlich bis zu 270 Millionen Euro pro 900 MW-Netzanbindungssystem verbunden. Dies ist ein ganz wesentlicher Nachteil des O-NEP+-Modells. Desweiteren besteht auch unter dem unterstellten ausreichenden Vorlauf von Netzkapazitäten stets die Gefahr, dass sich etwa durch Projektverkäufe nur eine geringe oder keine Wettbewerbssituation ergibt. Gerade weil die Zahl der Akteure mit bestehenden Genehmigungen überschaubar ist, kann sich leicht die Situation ergeben, dass ein Bieter einen Großteil der realisierbaren Projekte hält. Hinzu kommt, dass die Projekte sehr unterschiedlich sind und der Wettbewerbsdruck auf gute Projekte deshalb häufig gering sein dürfte.

Der Umstand, dass anders als im zentralen Modell ein Projekt bereits weit entwickelt sein muss, um einen Zuschlag zu erhalten, birgt gegenüber dem zentralen Modell die grundsätzliche Gefahr hoher versunkener Kosten für nicht bezuschlagte Projekte. Dies kann ebenfalls zu erhöhten Risikoaufschlägen in der Ausschreibung mit negativen Auswirkungen auf deren Kosteneffizienz führen. Auch müssen damit stets für mehr Projekte Planfeststellungsverfahren durchgeführt werden, als in der Ausschreibung bezuschlagt werden können. In der Abwägung mit dem zentralen System überwiegen daher die Nachteile des Systems die vor allem in der relativen Kontinuität und der bestmöglichen Bewahrung existierender Akteursstrukturen liegenden Vorteile.

4. Notwendigkeit eines Übergangssystems

Das Bundeswirtschaftsministerium erkennt das Bedürfnis der Offshore-Branche an, bei der Umstellung des Fördersystems auf Ausschreibungen rechtliche Voraussetzungen vorzufinden, die erbrachte Leistungen und erhebliche Vorinvestitionen angemessen widerspiegeln. Planungs- und Investitionssicherheit sind gerade für die vergleichsweise junge Offshore-Industrie von zentraler Bedeutung, um weiterhin eine kontinuierliche Entwicklung zu ermöglichen. Mit der Reform des EEG im vergangenen Jahr hat der Gesetzgeber stabile und verlässliche Rahmenbedingungen für die Windenergie auf See geschaffen.

Eine Einführung des zentralen Systems für Inbetriebnahmen ab 2021 in den relativ küstennahen Zonen 1 und 2 würde voraussetzen, aktuell bestehende Genehmigungen und die damit verbundenen Nutzungsrechte unmittelbar nach Inkrafttreten des Ausschreibungsgesetzes auslaufen zu lassen. Ein solches Vorgehen würde den genannten Forderungen nicht ausreichend gerecht. In der Ausschreibung würden Projektentwickler und Investoren, die in der Vergangenheit ihre Projekte vorangetrieben haben, auf eine Stufe gestellt mit Marktakteuren, die erst im Rahmen der Ausschreibung überhaupt planen, in den Markt einzutreten. Nicht zuletzt hat sich insbesondere auch im Dialog mit der Branche gezeigt, dass die Vorstellungen über einen finanziellen Ausgleich für den Verlust von Genehmigungen um ein Vielfaches über dem Betrag liegen, der bei einer nutzenorientierten Betrachtung zu veranschlagen wäre.

Vor diesem Hintergrund soll der bestehende Rechtsrahmen zunächst nur behutsam angepasst werden: Bereits ab 2017 wird die Förderhöhe durch wettbewerbliche Ausschreibungen bestimmt. Gleichzeitig wird ein Bruch bei einer Vielzahl von in der Entwicklung befindlichen Projekten vermieden. Hierzu wird eine Ausschreibung für die Projekte mit einer Realisierung in den Jahren 2021 – 2023 durchgeführt, an der Projekte mit Genehmigung, Planfeststellung und die weit im Planfeststellungsverfahren fortgeschrittenen Projekte können. Um zu ermöglichen, dass alle Projekte in Zone 1 und 2 eine Chance haben, an dieser Ausschreibung teilzunehmen, müssen zusätzliche Netzanbindungen geschaffen werden.

5. Eckpunkte der Einmalauktion als Übergangssystem

Unmittelbar nach Inkrafttreten des EEG 2016 sollen in einer Ausschreibungsrunde grundsätzlich bis zu 2.400 MW für Inbetriebnahmen zwischen 2021 und 2023 ausgeschrieben werden. Hierfür sollen im O-NEP 2025 die für die Realisierung der Windparks benötigten Netzanbindungen mit Fertigstellungsterminen von 2021 bis 2023 bestätigt werden.

Die konkrete Ausschreibungsmenge ist abhängig vom Erreichen des Ausbauziels in Höhe von 6,5 Gigawatt (GW) in 2020. Sie kann auch niedriger ausfallen, wenn sich abzeichnet, dass zum fraglichen Zeitpunkt mehr als 6,5 GW installiert werden. Das Ausschreibungsvolumen der Einmalauktion wird um die Menge reduziert, die im Küstenmeer der Ostsee durch die erste Ausschreibung im zentralen Modell auktioniert wird.

Teilnahmeberechtigt in der Einmalauktion sind Windparkprojekte, die

- über bestandskräftige Genehmigungen oder Planfeststellungsbeschlüsse verfügen oder für deren Projekt in der Nordsee bereits ein Erörterungstermin beim BSH in den Zonen 1 und 2 durchgeführt worden ist und
- an einem bereits beauftragten oder im O-NEP bestätigten Netzanbindungssystem liegen, wobei raumordnerische und fachplanerische Vorgaben zu beachten sind. In der Ostsee können auch planfestgestellte bzw. weit entwickelte Projekte in der AWZ der Ostsee oder aus dem Küstenmeer zugelassen werden, auch wenn hier noch kein bestätigtes Netzanbindungssystem vorliegt.

In der Einmalauktion treten damit geplante Projekte mit rund 5,5 GW in den Wettbewerb. Ihr möglicher Realisierungszeitpunkt hängt vom Zeitpunkt der Fertigstellung des betreffenden Netzanschlusses ab. Mit dem O-NEP und den dort vorgegebenen Fertigstellungsterminen besteht eine gute Planungsgrundlage für die Gebotsabgabe.

Baubeginnfristen, die nach den bestehenden Genehmigungs- oder Verlängerungsbescheiden vor Durchführung der Einmalauktion ablaufen, werden einmalig so verlängert, dass zum Zeitpunkt der Ausschreibung der Bestand der Genehmigung gesichert ist. Für Projekte, deren Fristen erst nach dem Ausschreibungstermin ablaufen, erfolgt keine Verlängerung.

Nach Abschluss der Einmalauktion werden Fristverlängerungen von der zuständigen Genehmigungsbehörde nur für die Projekte ausgesprochen, die einen Zuschlag erhalten haben. Die von nicht bezuschlagten Projekten belegten Flächen stehen dann mit Fristablauf der Ausschreibung im zentralen Modell zur Verfügung. Theoretisch könnten Projekte auch ohne EEG-Förderung realisiert werden. Mangels Wirtschaftlichkeit ist dies derzeit aber sehr unwahrscheinlich.

Den Inhabern von Projekten, die keinen Zuschlag im Rahmen der Einmalauktion erhalten haben, wird ein finanzieller Ausgleich gewährt, der sich an den durchschnittlichen Kosten der Projektentwicklung orientiert. Inhaber nicht bezuschlagter Projekte erhalten die Ausgleichszahlung nur, wenn sie zeitnah nach Bekanntgabe des Ausschreibungsergebnisses erklären, auf die Rechte aus der Genehmigung vollständig zu verzichten und die während der Projektentwicklung generierten Daten (z. B. zur Windhöflichkeit oder Umweltuntersuchungen) der zentralen staatlichen Stelle zur Verfügung zu stellen. So können bereits in 2017 Flächen für das zentrale System zur Verfügung stehen. Die in dem Zusammenhang entstehenden Kosten sind dann zu einem späteren Zeitpunkt durch den Gewinner einer Auktion auf dieser Fläche zu tragen. Die Höhe der Ausgleichszahlung soll anhand einer typisierenden Betrachtung gesetzlich festgelegt werden.

Der zeitweise Leerstand von Netzkapazität wird so weit wie möglich minimiert, indem nach Abschluss der Einmalauktion zuerst die Flächen im zentralen System ausgeschrieben werden, deren Cluster über die größte freie Netzanbindungskapazität verfügen.

6. Alternativen zur Einmalauktion

Denkbar wäre es, das als Alternative zum zentralen System diskutierte Modell O-NEP+ übergangsweise vorzusehen und in regelmäßigen Abständen für die Jahre 2021 bis einschließlich 2023 drei Ausschreibungsrunden mit jeweils bis zu 800 MW durchzuführen. Wie bei der Einmalauktion müsste auch in diesem Fall im O-NEP eine ausreichende Anzahl von Netzanbindungen mit entsprechenden Fertigstellungsterminen bestätigt werden.

Dieses alternative System hätte voraussichtlich ein geringeres Wettbewerbsniveau, denn Projekte der ersten beiden Ausschreibungsrunden hätten die Möglichkeit, in späteren Jahren erneut teilzunehmen. Dies könnte den Wettbewerb verzerren und zu höheren Förderkosten führen. In den einzelnen Clustern liegen nur wenige Projekte, die an der jeweiligen Ausschreibungsrunde teilnehmen können. Dabei haben häufig nicht mehr als ein bis zwei Unternehmen die Projektrechte inne. Dadurch entsteht ein größerer Anreiz, Knappheit in der Ausschreibung zu vermeiden, indem Projektrechte untereinander verkauft werden. Dieser Nachteil wiegt aus Sicht des Bundeswirtschaftsministeriums um ein Vielfaches schwerer als die geringfügige Wettbewerbsungleichheit, die sich in der Einmalauktion aufgrund der unterschiedlichen Fertigstellungstermine der Netzanbindungen ergibt.

Fragen für die Konsultation:

- Wird die Bewertung des Bundeswirtschaftsministeriums zur Einmalauktion bzw. zum O-NEP+-System als Übergangslösung geteilt?
- Welche Optimierungsansätze haben Einmalauktionen? Auf welche Details wäre in der Ausgestaltung einer Regelung zu achten?

7. Das konkrete Ausschreibungsdesign bei Windenergie auf See

Diese Eckpunkte enthalten – anders als die Eckpunkte zur Windenergie an Land – bewusst noch keine Vorschläge zum konkreten Ausschreibungsdesign. Fragen z. B. zu Präqualifikationen, Preisregeln, Realisierungsfristen und Pönalen können und sollen erst beantwortet werden, sobald die Konsultation dieser Eckpunkte über die Grundsatzentscheidungen der Ausschreibungen für die Windenergie auf See abgeschlossen ist.

V. Photovoltaik

1. Einführung

Die finanzielle Förderung von großen Photovoltaikanlagen auf Gebäuden, von Photovoltaik-Freiflächenanlagen sowie Photovoltaikanlagen auf sonstigen baulichen Anlagen wird im Rahmen von Ausschreibungen ermittelt.

Die bereits laufende Ausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen wird um Photovoltaikanlagen auf sonstigen baulichen Anlagen (z. B. Deponien) erweitert und das Ausschreibungsvolumen entsprechend angepasst. Daneben soll es eine neue Ausschreibung für große Photovoltaikanlagen auf Gebäuden mit einer installierten Leistung ab 1 MW geben. Photovoltaikanlagen auf Gebäuden mit einer installierten Leistung von unter 1 MW weisen hingegen erhebliche strukturelle Unterschiede bei den Anlagen und den Akteuren auf, sodass eine Ausschreibung nicht sinnvoll ist. Für Anlagen unter 1 MW soll es daher bei der kostenbasierten administrativen Festlegung der Förderhöhe bleiben; der atmende Deckel bleibt für diese Anlagen erhalten (im Einzelnen zur Begründung der Freigrenze unten unter 2.).

2. Ausschreibungsgegenstand und Freigrenzen

Die Teilnehmer an der Ausschreibung benennen die Menge der zu installierenden Leistung, für die eine Förderberechtigung angestrebt wird. Geboten wird auf den anzulegenden Wert im Sinne des bisherigen § 23 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014, der die Basis für die Berechnung der gleitenden Marktprämie bildet.

Freigrenze für kleinere und mittlere Photovoltaikanlagen auf Gebäuden

Bei Photovoltaikanlagen auf Gebäuden erfasst die Ausschreibung nur Anlagen über 1 MW. Anlagen, die eine geringere installierte Leistung haben, nehmen nicht an der Ausschreibung teil. Für diese Anlagen würde das EEG 2014 weiter Geltung haben. Die jährlich neu installierte Leistung für diese Anlagen wird über den atmenden Deckel gesteuert. Dabei werden auch die ausgeschriebenen Mengen bei der Zubaubegrenzung über den atmenden Deckel berücksichtigt.

Diese Freigrenze ist aus folgenden Gründen sinnvoll:

- Eine niedrigere Freigrenze führt zu einem hohen administrativen Aufwand. Es gibt Tausende kleiner und mittlerer Photovoltaikanlagen (2013: ca. 100.000 Neuanlagen bis 1 MW, 2014: ca. 75.000 Neuanlagen bis 1 MW), die eine Ausschreibung sehr aufwändig machen würden.
- Das im EEG 2014 festgelegte Ziel, die Akteursvielfalt zu erhalten, ließe sich ohne die Freigrenze von 1 MW im Rahmen einer Ausschreibung nicht mit vertretbarem Aufwand erreichen. Der Grad der Professionalisierung der Akteure ist bei Photovoltaikanlagen auf Gebäuden sehr viel geringer als bei Akteuren im Freiflächenbereich. Hauptgrund hierfür ist, dass Photovoltaikanlagen auf Gebäuden in der Regel als individuelle Einmal-Projekte realisiert werden. Nur im Segment der großen Photovoltaikanlagen auf Gebäuden ab 1 MW sind vergleichbare professionelle Akteure aktiv, die den zusätzlichen administrativen Aufwand und die zusätzlichen Risiken, die mit der Ausschreibung verbunden sind, tragen können.
- Der Eigenverbrauch hat für Photovoltaikanlagen auf Gebäuden mit einer Leistung unter 1 MW eine sehr hohe Bedeutung und ist ein wesentlicher Grund für den Bau dieser Anlagen. Ein Verbot des Eigenverbrauchs im Rahmen einer Ausschreibung würde den derzeit im Segment der Photovoltaikanlagen auf Gebäuden zu beobachtenden Markteinbruch voraussichtlich noch verstärken, da mit dem Eigenverbrauch ein wesentlicher Treiber für den Bau dieser Anlagen wegfallen würde. Die Zulassung des Eigenverbrauchs im Rahmen einer Ausschreibung wäre hingegen problematisch, da der Eigenverbrauch den Wettbewerb im Rahmen einer Ausschreibung stark verzerren würde.

Vor diesem Hintergrund wird für Photovoltaikanlagen auf Gebäuden mit einer installierten Leistung unter 1 MW die administrative Preissetzung des EEG beibehalten und keine Ausschreibung durchgeführt.

Eigenverbrauch wird im Rahmen der Ausschreibung ausgeschlossen.

Im Gegensatz zu Photovoltaik-Freiflächenanlagen spielt der Eigenverbrauch bei Photovoltaikanlagen auf Gebäuden eine große Rolle. Der finanzielle Vorteil aus dem Eigenverbrauch kann dazu führen, dass vorrangig Anlagen mit

hohen Eigenverbrauchsanteilen und nicht die kosteneffizientesten Anlagen bezuschlagt werden. Bieter würden dann die finanziellen Vorteile aus dem Eigenverbrauch in ihr Gebot für die Vergütung des eingespeisten Stroms einkalkulieren. Aus diesem Grund wurde in der Freiflächenausschreibungsverordnung festgelegt, dass ein Förderanspruch nur dann besteht, wenn die produzierte Strommenge vollständig eingespeist und nicht (auch nicht teilweise) selbst verbraucht wird. Diese Regelung muss zur Herstellung gleicher Gebotsbedingungen deshalb auch auf die Ausschreibung für große Photovoltaikanlagen auf Gebäuden übertragen werden. Nur hierdurch können vergleichbare Gebote innerhalb der Ausschreibung in einem fairen Wettbewerb zueinander stehen.

Bauliche Anlagen einbeziehen

Die bereits laufenden Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen werden um Photovoltaikanlagen auf sonstigen baulichen Anlagen (z. B. Deponien) erweitert und das Ausschreibungsvolumen entsprechend angepasst. Eine Zusammenführung beider Anlagenkategorien macht aus Sicht der vergleichbaren Kostenstrukturen Sinn und erhöht gleichzeitig den Wettbewerb.

Fragen für die Konsultation:

- Wie wird die Freigrenze von 1 MW eingeschätzt? Soll die Freigrenze auch auf das Segment der Freiflächenanlagen übertragen werden (derzeit 100 kW)?
- Wie groß ist die Bedeutung des Eigenverbrauchs im Segment der Photovoltaikanlagen auf Gebäuden ab 1 MW?
- Wie hoch liegt im Durchschnitt der Eigenverbrauchsanteil von Photovoltaikanlagen auf Gebäuden oberhalb der Freigrenze (1 MW)?
- Wie hoch sind heute im Fall der Eigenversorgung die Strompreise für den vermiedenen Strombezug bei großen Photovoltaikanlagen auf Gebäuden oberhalb der Freigrenze (1 MW)?
- Wie hoch schätzen Sie das Potenzial für bauliche Anlagen ein?
- Welches Ausschreibungsvolumen ist damit verbunden?

3. Ausschreibungsverfahren

Das bestehende Verfahren für Photovoltaik-Freiflächenanlagen soll im Grundsatz fortgeführt werden, soweit sich aus der für Ende 2015 geplanten Evaluierung des Verfahrens kein Änderungsbedarf ergibt.

Das Segment der großen Photovoltaikanlagen auf Gebäuden oder baulichen Anlagen hat strukturelle Ähnlichkeiten zu dem der Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Deshalb kann das bestehende Ausschreibungsdesign für PV-Freiflächenanlagen weitgehend auf die Ausschreibung für große Photovoltaikanlagen auf Gebäuden übertragen werden. Allerdings werden für die Photovoltaikanlagen auf Gebäuden einerseits und für die Freiflächenanlagen zusammen mit denen auf baulichen Anlagen andererseits zwei getrennte Verfahren durchgeführt, da Photovoltaikanlagen auf Gebäuden grundsätzlich höhere Stromgestehungskosten aufweisen. Folgende Anpassungen sind erforderlich.

Preisregel für die Ausschreibung ist „Pay-as-bid“.

Bei der Ausschreibung für große PV-Anlagen auf Gebäuden sollen genauso wie bei der bestehenden Freiflächenausschreibung einmalig verdeckte Gebote abgegeben werden, an die die Bieter gebunden sind und die nicht mehr verändert werden können. Soweit die insgesamt gebotene Menge die ausgeschriebene Menge übersteigt, erhalten die kostengünstigsten Gebote den Zuschlag, bis das Ausschreibungsvolumen erreicht ist. Die Höhe der Förderung entspricht für die bezuschlagten Gebote dem gebotenen Fördersatz.

Mindest- und Höchstpreis

Ein Mindestpreis soll nicht festgelegt werden. Die Kostenstruktur ist allen Akteuren hinreichend bekannt, sodass ein Mindestpreis nicht erforderlich ist, um mehr Transparenz in den Markt zu bringen.

Sowohl in der Freiflächenausschreibung als auch in der Ausschreibung für Photovoltaikanlagen auf Gebäuden wird ein ambitionierter Höchstpreis festgelegt und veröffentlicht.

Ausschreibungsfrequenz

Die Ausschreibungen sollen drei bis vier Mal pro Jahr stattfinden. Dies ermöglicht eine kontinuierliche Projektentwicklung.

4. Teilnahmevoraussetzungen

Bei Photovoltaikanlagen auf Gebäuden mit einer installierten Leistung ab 1 MW muss der Bieter lediglich den Standort der Anlage benennen und die Erstsicherheit bei der Gebotsabgabe und eine Zweitsicherheit von 50 Euro pro kW bei der Erteilung eines Zuschlags hinterlegen. Die Höhen der Erst- und Zweitsicherheit orientieren sich an der Höhe der Sicherheiten für die Freiflächenanlagen.

Frage für die Konsultation:

- Wie beurteilen Sie die finanziellen Qualifikationsanforderungen?

5. Realisierungsfristen und Übertragbarkeit der Förderberechtigungen

Realisierungsfristen bei Photovoltaikanlagen auf Gebäuden und Freiflächenanlagen einheitlich festlegen.

Die Zuschlagserteilung orientiert sich weitgehend an dem bestehenden Zuschlagsverfahren für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Hinsichtlich der Realisierungsfristen unterscheiden sich Freiflächenanlagen von großen Photovoltaikanlagen auf Gebäuden erheblich. Bei Freiflächenanlagen muss zunächst das allgemeine Bebauungsplanverfahren und dann anschließend ein Genehmigungsverfahren durchlaufen werden, bevor die Anlagen errichtet und gefördert werden können. Vor diesem Hintergrund sieht die Freiflächenausschreibungsverordnung eine Realisierungsfrist von 24 Monaten vor, wobei bereits 18 Monate nach Zuschlagserteilung die Förderung gekürzt wird, um einen Anreiz zur schnelleren Realisierung zu setzen.

Bei großen Photovoltaikanlagen auf Gebäuden ist in der Regel kein Genehmigungsverfahren für die Errichtung der Anlagen erforderlich, sodass die Realisierung sehr viel schneller erfolgen kann. In der Regel kann davon aus-

gegangen werden, dass spätestens nach neun bis zwölf Monaten eine große Dachanlage realisiert werden kann. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob die Realisierungsfrist bei großen Photovoltaikanlagen auf Gebäuden auf neun bis zwölf Monate beschränkt werden sollte.

Regelungen zu Übertragbarkeit und Rückgabe der Förderberechtigung

Für Freiflächenanlagen wurde nach § 17 Freiflächenausschreibungsverordnung die Handelbarkeit mit Zuschlägen verboten, um Spekulation zu verhindern. Um mögliche Hindernisse im Verfahren zur Aufstellung des Bebauungsplans abzufedern, die der Realisierung entgegenstehen, ist jedoch eine personengebundene Übertragbarkeit erlaubt. Darüber hinaus können Zuschläge innerhalb der ersten neun Kalendermonate gegen eine ermäßigte Strafzahlung zurückgegeben werden. Diese Regelungen können grundsätzlich auch auf große Photovoltaikanlagen auf Gebäuden übertragen werden. Allerdings ist es auch denkbar, Übertragbarkeit und Rückgabe weiter einzuschränken, da bei Anlagen auf Gebäuden weniger Realisierungshindernisse auftreten.

Fragen für die Konsultation:

- 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?
- 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?

VI. Biomasse, Wasserkraft und Geothermie

1. Einführung

Biomasse, Wasserkraft, Geothermie sowie Deponie-, Klär- und Grubengas werden aus unterschiedlichen Gründen nur beschränkte Beiträge zur Erfüllung der Ausbauziele leisten. Bei diesen Technologien wird derzeit keine Ausschreibung empfohlen. Im Fall von Biomasse ist noch eine vertiefte Prüfung erforderlich. Bei Wasserkraft und Geothermie ist schon jetzt absehbar, dass das Wettbewerbsniveau gering sein dürfte und sich eine Ausschreibung deshalb nicht anbietet. Bei Klär-, Deponie- und Grubengas ist ebenfalls eine Ausschreibung nicht sinnvoll, da die Potenziale weitestgehend erschlossen sind und Zubau lediglich in geringem Umfang erfolgt. Im Falle von Deponiegas greift vor allem das gesetzliche Ablagerungsverbot biogener Abfälle, während bei Grubengas nicht mit neuen Steinkohlebergwerken gerechnet wird. Im Rahmen der regelmäßig von der Bundesregierung vorzulegenden Erfahrungsberichte sollte diese Frage jedoch stets erneut geprüft werden. Die Einführung eines Ausschreibungsverfahrens kann sich zu einem späteren Zeitpunkt immer noch als sinnvoll erweisen.

2. Biomasse

Eine Ausschreibung für Neuanlagen ist nicht sinnvoll.

Mit dem EEG 2014 wurde der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien auf die kostengünstigen Technologien Windenergie und Photovoltaik konzentriert. Die Förderung für Biomasse-Neuanlagen wurde abgesenkt und der Ausbaupfad für Biomasse auf maximal 100 MW pro Jahr begrenzt. Die Marktanalyse des Bundeswirtschaftsministerium hat ergeben, dass unter den Rahmenbedingungen des EEG 2014 nur kleine Anlagen errichtet werden (einerseits Gülleanlagen bis 150 kW, andererseits Abfallvergärungsanlagen mit 500 kW – 1 MW, deren relativ hohe Förderung bei der EEG-Reform beibehalten wurde).

Um mehr Neuanlagen anzureizen, müsste die Förderung auch in anderen Segmenten um 5 – 8 Ct/kWh ungefähr auf das Niveau vor der EEG-Reform angehoben werden. Dies ist nicht mit dem erklärten Ziel der EEG-Novelle vereinbar, die Förderung auf die kostengünstigen Technologien zu konzentrieren (§ 2 Absatz 3 EEG 2014). Daher wird eine Ausschreibung für Neuanlagen nicht empfohlen.

Die Möglichkeit einer Ausschreibung unter Einbeziehung von Bestandsanlagen soll näher untersucht werden.

Im Rahmen der Konsultation zur Marktanalyse Biomasse und eines Workshops haben die Bioenergieverbände und der Deutsche Bauernverband vorgetragen, dass eine Erweiterung von Bestandsanlagen oder eine Anschlussförderung für Bestandsanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung zu deutlich niedrigeren Kosten machbar sei als der Bau neuer Anlagen. Diese Möglichkeit wurde auch von wissenschaftlichen Instituten bestätigt. Daraus wird von den Verbänden der Vorschlag abgeleitet, Bestandsanlagen in eine Ausschreibung für Bioenergie einzubeziehen. In diesem Zusammenhang weisen die Verbände darauf hin, dass ab 2021 zahlreiche Bestandsanlagen aus der EEG-Förderung fallen und deshalb in absehbarer Zeit Klarheit über eine ggf. mögliche Anschlussförderung bestehen muss, damit weitere Erhaltungsinvestitionen erfolgen können. Durch die Einbeziehung von Bestandsanlagen könnten besonders effiziente und kostengünstige Biomasseanlagen auch nach Auslaufen der EEG-Förderung in Betrieb gehalten werden.

Tatsächlich laufen ab 2021 die Förderzeiträume zuerst insbesondere für Holzkraftwerke, darunter die kostengünstigen Altholzkraftwerke mit Vergütungen unter 10 Ct/kWh, aus. Ab 2025 fallen dann insbesondere die deutlich teureren Nawaro-Biogasanlagen aus der Förderung. Da ohne wirtschaftliche Perspektive über den 20-jährigen Förderzeitraum hinaus anfallende Ersatzinvestitionen nicht finanzierbar sind, ist für viele Anlagen bereits vor Ende des Förderzeitraums mit einer Stilllegung zu rechnen.

Zudem steht der Vorschlag im Raum, auch solche Bestandsanlagen einzubeziehen, deren Förderdauer noch mehrere Jahre läuft. Wenn solche Anlagen im Rahmen der Ausschreibung schon deutlich vor Ablauf der 20 Jahre auf eine geringere Förderung umsteigen können, im Gegenzug aber der Förderzeitraum verlängert würde, könnte ebenfalls die Möglichkeit zu Kostensenkungen bestehen.

Angesichts der hohen Strommengen, die von Biomasseanlagen erzeugt werden, lohnt es sich aus Sicht des Bundeswirtschaftsministeriums, diese Vorschläge und ihre Umsetzbarkeit zu untersuchen. Ziel dieser Untersuchung ist es, herauszufinden, welche Kosten mit einer solchen Anschlussförderung verbunden wären und wie eine solche Anschlussförderung dazu beitragen kann, einen effizienten und modernen Anlagenbestand zu erhalten. Auch hier

wird das Bundeswirtschaftsministerium das Ziel berücksichtigen, vor allem die kosteneffizienten Technologien zu fördern.

Im EEG 2016 könnte eine Verordnungsermächtigung für Biomasse-Ausschreibungen verankert werden.

Da zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch keine belastbaren Aussagen zu den Realisierungschancen – insbesondere auch zu der erreichbaren Kostenreduktion – möglich sind, erscheint eine Entscheidung zu Ausschreibungen für Bioenergie im Rahmen des EEG-Novelle 2016 unrealistisch.

Eine Verordnungsermächtigung im EEG 2016 könnte aber sicherstellen, dass bei einem positiven Prüfergebnis Ausschreibungen für Biomasse zeitnah implementiert werden können und damit auch mögliche Perspektiven für Bestandsanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung aufgezeigt werden.

Fragen für die Konsultation:

- Ist die Einbeziehung des Anlagenbestandes in Ausschreibungen sinnvoll? Welche Ideen und Anregungen für ein Ausschreibungsdesign haben Sie hierzu?
- 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)?
- Welche Chancen einer Kostensenkung bestehen bei einer Einbeziehung des Anlagenbestandes in die Ausschreibung?
- Bestehen ohne Anschlussförderungen Chancen für den Weiterbetrieb von Biomasseanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung? Wenn ja, in welchem Bereich und unter welchen Bedingungen?
- 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?
- Wie kann im Rahmen einer Anschlussförderung sichergestellt werden, dass in erster Linie besonders effiziente Biomasseanlagen in Betrieb gehalten werden?
- 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?

3. Wasserkraft

In Deutschland werden mehr als 7.300 Wasserkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 5,6 GW betrieben. Knapp 1,2 GW entfallen dabei auf den natürlichen Zufluss in Pumpspeicherkraftwerken. Die jährliche Stromerzeugung liegt in Abhängigkeit von den jeweiligen Wetterbedingungen bei etwas mehr als 20 TWh pro Jahr bzw. 3,5 Prozent der deutschen Bruttostromerzeugung. Etwa 6.900 Wasserkraftanlagen haben eine installierte Leistung von weniger als 1 MW, deren Stromerzeugung überwiegend über das EEG gefördert wird. Etwas mehr als 400 Anlagen sind größer als 1 MW. Diese werden nur zum Teil über das EEG gefördert. Etwa 86 Prozent des Stroms aus Wasserkraft stellen die Anlagen mit einer Leistung von mehr als 1 MW zur Verfügung.

Insgesamt ist eine Ausschreibung von Wasserkraftanlagen zur Zeit nicht sinnvoll, insbesondere weil die Wettbewerbssituation für zukünftige Ausschreibungen im Bereich der Wasserkraft gering sein dürfte und eine Ausschreibung deshalb nicht zu einer effizienten Preisbildung beiträgt. Folgende Faktoren sprechen aus Sicht des Bundeswirtschaftsministeriums gegen eine Ausschreibung:

- Insgesamt sind die Ausbaupotenziale für die Wasserkraftnutzung sehr begrenzt. Langfristig ist eine geringfügige Erhöhung um maximal zehn bis 15 Prozent in Bezug auf das Regelarbeitsvermögen denkbar. Der Hauptanteil der Potenziale kann durch Erweiterungs- und Modernisierungsmaßnahmen von bestehenden Kraftwerken mit einer installierten Leistung über 1 MW erreicht werden. Bei den ersten Wasserkraftanlagen in diesem Segment wurden bereits umfassende Modernisierungsmaßnahmen durchgeführt und es wurden dabei auch Erweiterungspotenziale gehoben. Damit ist der Anteil der in Frage kommenden Standorte, die an der Ausschreibung teilnehmen könnten, deutlich eingeschränkt.

- Die Potenziale sind also auf konkrete Standorte beschränkt. Bei den großen Anlagen liegt zudem eine gewisse Marktkonzentration vor. Es wäre entsprechend nur mit einer verhältnismäßig geringen Anzahl an unterschiedlichen Bietern in den jeweiligen Ausschreibungsrunden zu rechnen. Dabei ist es nicht möglich, im Rahmen der Ausschreibung z.B. konkrete Standorte für die Wasserkraftnutzung auszuschreiben. Es wäre also allein ein Wettbewerb zwischen verschiedenen Standorten möglich. Neue Akteure hätten dementsprechend keinen Zugang zur Ausschreibung, außer über den Erwerb von bestehenden Wasserkraftanlagen.
- Der Neubau, die Modernisierung und die Erweiterung von Kraftwerken erfordern umfassende und teilweise sehr langwierige Planungs- und Genehmigungsverfahren durch die aktuellen Betreiber der Anlagen. Dabei ist nicht immer absehbar, ob vor dem Hintergrund der zahlreichen, oft gegenläufigen Nutzungsinteressen und den erhöhten ökologischen Anforderungen eine Genehmigung erreicht wird, die so ausgestaltet ist, dass ein wirtschaftlicher Betrieb auch gesichert ist.

Fachlich spricht vieles dafür, in diesem Segment keine Ausschreibungen durchzuführen. Die Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien erlauben es ohnehin, Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung bis 1 MW nicht auszuschreiben. Von dieser Ausnahme sollte aus Sicht des Bundeswirtschaftsministeriums aus Gründen der Effizienz Gebrauch gemacht werden, da in diesem Segment keine nennenswerten zusätzlichen Strommengen zu erwarten sind.

Weiterhin sind Ausnahmen für Anlagen über einer installierten Leistung von 1 MW dann zulässig, wenn nur eine sehr begrenzte Anzahl von Vorhaben oder Standorten beihilfefähig wäre oder eine Ausschreibung zu einem höheren Förderniveau führen würde. Es liegen also vor dem Hintergrund des fehlenden bzw. überaus begrenzten Wettbewerbs auch für Anlagen größer 1 MW hinreichende Gründe vor, Ausnahmen von der Ausschreibung vorzusehen.

Ergänzend könnte bei Wasserkraft diskutiert werden, ob bei Überschreitung einer bestimmten Ausbaumenge ein Ausschreibungssystem eingeführt werden muss.

Fragen für die Konsultation:

- Entsprechen die dargestellten Annahmen über die Potenziale und über den eingeschränkten Wettbewerb auch den Einschätzungen der Branche und der Länder?
- Stimmen Sie damit überein, dass vor dem Hintergrund des eingeschränkten Wettbewerbs Ausschreibungsverfahren im Bereich der Wasserkraft nicht zielführend sind?
- 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.

4. Geothermie

Die Marktanalyse für die Stromerzeugung aus tiefer Geothermie hat ergeben, dass derzeit acht Anlagen mit einer installierten Leistung von 36 MW installiert sind. Der Zubau war in den letzten Jahren sehr gering. Es wurde im Durchschnitt nur je eine Geothermieanlage pro Jahr errichtet. Die größere Bedeutung der tiefen Geothermie liegt im Bereich der Wärmeherzeugung. Hier sind rund 25 Projekte mit einer installierten thermischen Leistung von 223 MW in Betrieb.

Es erscheint aufgrund der wenigen Projekte schwierig, einen hinreichenden Wettbewerb zu erzeugen. Es gibt darüber hinaus noch weitere Faktoren, die den Wettbewerb einschränken. Diese Faktoren sind:

- Die Anlagen weisen wenig Standardisierungen auf. Mit einer Reihe von Anlagenkomponenten werden derzeit noch Erfahrungen gesammelt und es gibt noch einen erheblichen Bedarf, die Technologien weiterzuentwickeln. Die Vergleichbarkeit von Geboten wäre dadurch erschwert.

- Nur wenige Betreiber realisieren mehr als ein Geothermieprojekt. Dadurch können die hohen Risiken der Projekte, wie z.B. das Fündigkeitsrisiko, zumeist nicht über mehrere Projekte gestreut werden. Darüber hinaus sind die Planungszeiten für die Anlagen mit fünf bis sieben Jahren sehr lang. Ausschreibungen könnten diese Risiken noch mal erhöhen, sodass höhere Kosten entstehen können.
- Auch die Ressource ist derzeit nicht gleichmäßig gut über Deutschland nutzbar, sodass das derzeit mögliche Projektpotenzial noch zusätzlich eingeschränkt ist. Schwerpunkte der derzeitigen Projektentwicklungen sind der Oberrheingraben und das bayerische Molassebecken, während andere Regionen noch nicht erschlossen sind bzw. dort noch Forschungsprojekte durchgeführt werden.

In zwei Fachgesprächen mit der Branche wurden mögliche Ansätze für Ausschreibungskonzepte diskutiert. Herausforderungen stellen in diesem Zusammenhang der Umgang mit einer saisonalen Stromerzeugung, die durch die verstärkte Wärmelieferung im Winter bedingt ist, und die Absicherung der Projektrisiken dar.

Zusammenfassend kann geschlossen werden, dass in Deutschland derzeit kein funktionierender und stabiler Markt für die Stromerzeugung aus Geothermie besteht, Wettbewerb daher nur schwierig zu realisieren wäre und es erwartet wird, dass sich die Kosten der geothermischen Stromerzeugung durch Ausschreibungen tendenziell erhöhen würden. Vor diesem Hintergrund wird derzeit kein Vorschlag für eine Einführung von Ausschreibungen für den Bereich der geothermischen Stromerzeugung gemacht. Abhängig von der weiteren Technologieentwicklung und der Bedeutung der Geothermie für die Energieerzeugung in Deutschland, können Ausschreibungsmodelle zu einem späteren Zeitpunkt geprüft werden.

Fragen für die Konsultation:

- Wie schätzen Sie die Entwicklung der Stromerzeugung aus Geothermie für die kommenden Jahre ein?
- Welche Haupthemmnisse bestehen im Ausbau?
- Wie und unter welchen Bedingungen könnte Wettbewerb entstehen?
- Wie könnte in einer Ausschreibung mit Wärmelieferungen umgegangen werden?
- Was wäre nötig, um die Risiken der Projekte und damit auch die Kosten zu senken?

