Ausschreibungen für erneuerbare Energien

Wissenschaftliche Empfehlungen



ECOFYS Germany GmbH | Albrechtstraße 10 c | 10117 Berlin | **T** +49 (0)30 29773579-0 | **F** +49 (0)30 29773579-99 | **E** info@ecofys.com | **I** www.ecofys.com
Geschäftsführer C. Petersdorff | **Handelsregister** Amtsgericht Köln | **Handelsregisternr.** HRB 28527 | **Ust-ID-Nr.** DE 187378615

Ausschreibungen für erneuerbare Energien

Wissenschaftliche Empfehlungen

07. Juli 2015

Projektnummer: DESDE15240

Autoren:

Dr. Corinna Klessmann, Fabian Wigand, Silvana Tiedemann, Malte Gephart (Ecofys - federführend)

Dr. Christoph Maurer, Dr. Bernd Tersteegen (Consentec)

Prof. Dr. Mario Ragwitz, Dr. Holger Höfling, Jenny Winkler (Fraunhofer ISI)

Tobias Kelm, Henning Jachmann (ZSW)

Prof. Dr. Karl-Martin Ehrhart, Marie-Christin Haufe (Takon)

Dr. Malte Kohls, Dr. Malte Linnemeyer, Christoph Meitz LL.M. (BBG und Partner)

Dr. Christoph Riese, Dr. Julian Asmus Nebel (GÖRG Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB)

Ansprechpartner:

Fabian Wigand

Senior Consultant Energy & Climate Policy

Ecofys Germany GmbH

T: +49 (0)30 2977 3579-23

E: f.wigand@ecofys.com

Die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren. Die in diesem Bericht dargestellten Meinungen spiegeln nicht zwangsläufig die des BMWi wider. Das BMWi ist weder für die in diesem Bericht enthaltenen Informationen, noch für deren weitere Verwendung verantwortlich.

© Ecofys 2015 beauftragt durch: BMWi

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung 1

2 Einleitung 14

2.1 Effiziente Allokation und Wettbewerbsniveau 14

2.2 Zielerreichung 15

2.3 Akteursvielfalt 16

3 Spartenübergreifende Überlegungen zum Ausschreibungsdesign 18

3.1 Prämissen 18

3.2 Gestaltungselemente der Ausschreibung 18

3.3 Herausforderungen für kleine Akteure 39

3.4 Zusammenfassung 43

4 Windenergie an Land 44

4.1 Zusammenfassung der Marktanalyse 44

4.2 Modelle einer frühen oder späten Ausschreibung 47

4.3 Regionale Steuerung und Ausgleich von unterschiedlichen Standortqualitäten 52

4.4 Empfehlungen zur Ausgestaltung der Ausschreibung für Windenergie an Land 66

5 Windenergie auf See 82

5.1 Zusammenfassung Marktanalyse 82

5.2 Herausforderungen beim Ausschreibungsdesign 84

5.3 Mögliche Ausschreibungssysteme 90

5.4 Pfade zur Einführung eines Ausschreibungssystems für Windenergie auf See 99

6 PV-Dachanlagen 105

6.1 Zusammenfassung Marktanalyse 105

6.2 Herausforderungen beim Ausschreibungsdesign 107

6.3 Empfehlungen zur Ausgestaltung der Ausschreibung von PV-Großanlagen 117

7 Ausblick 129

8 Abkürzungsverzeichnis **130**

9 Literaturverzeichnis **131**

10 Weitere Quellen **134**

11 Projektkonsortium **135**

12 Abbildungsverzeichnis **139**

13 Tabellenverzeichnis **141**

14 Exkurs-Boxen-Verzeichnis **142**

1 Zusammenfassung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014) sieht vor, dass die finanzielle Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien (EE) spätestens 2017 durch Ausschreibungen wettbewerblich ermittelt werden soll. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat Ecofys, Fraunhofer ISI, Consentec, ZSW, Takon, GÖRG und BBG und Partner beauftragt, ein Konzept für das Ausschreibungsdesign zu entwickeln. Die Zwischenergebnisse werden im vorliegenden Gutachten dargelegt und zur Diskussion gestellt.

Ziele des Ausschreibungssystems:

- *Effiziente Allokation und Wettbewerb*

Ausschreibungen für erneuerbare Energien werden eingeführt, um die Vergütungshöhe wettbewerblich zu bestimmen und damit die Förderung auf die günstigsten Projekte zu konzentrieren. Damit in der Ausschreibung eine Vergütung für erneuerbare Energien ermittelt wird, die zwar die Gestehungskosten deckt, jedoch keine Überförderung stattfindet, muss ausreichend Wettbewerb im ausgeschriebenen Segment vorliegen. Dafür müssen mehr Projekte an der Ausschreibung teilnehmen, als Zuschläge erteilt werden.

- *Zielerreichung*

In einer Ausschreibung wird durch die ausschreibende Stelle die Ausschreibungsmenge zentral festgelegt, die projektspezifische Förderhöhe ergibt sich jedoch erst aus der Ausschreibung. Damit ist der Zubau von erneuerbaren Energien nach oben begrenzt und wird nach oben steuerbar. Mit der gesetzlichen Festlegung eines bestimmten Ausschreibungsvolumens allein ist jedoch noch nicht sichergestellt, dass dieses Volumen tatsächlich zugebaut wird. Um die in § 1 und § 3 EEG 2014 festgelegten Ausbauziele zu erreichen, muss das Ausschreibungsdesign daher so gestaltet sein, dass die Realisierungswahrscheinlichkeit der Gebote und die Realisierungsabsicht der Bieter hoch ist. Zugleich muss darauf geachtet werden, dass die Fristen eine Realisierung auch tatsächlich zulassen.

- *Akteursvielfalt*

Eine Ausschreibung sollte so gestaltet sein, dass möglichst viele unterschiedliche Akteure ohne Benachteiligungen teilnehmen können. Dies erhöht auch die Wettbewerbsintensität in der Ausschreibung. Dazu sollte das Design möglichst einfach, transparent und verständlich sein und zur Teilnahme nicht die Entwicklung einer komplexen Bietstrategie erfordern. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf den Teilnahmebedingungen, die von verschiedenen Akteuren erbringbar sein sollten.

Spartenübergreifende Überlegungen

Prämissen beim Ausschreibungsdesign

Die bisherigen Überlegungen des wissenschaftlichen Beraterkonsortiums zum Ausschreibungsdesign basieren auf (vorläufigen) Prämissen zu verschiedenen Ausgestaltungselementen von Ausschreibungen. So wird bei allen Überlegungen davon ausgegangen, dass eine bestimmte Menge

an Leistung (im Gegensatz zu „Arbeit“) ausgeschrieben wird. Vergütet wird hingegen die in den Anlagen der erfolgreichen Bieter erzeugte Arbeit und zwar in Form einer gleitenden Marktprämie für einen festgelegten Zeitraum. Weiterhin gehen alle Überlegungen von der Prämisse aus, dass Aspekte einer systemdienlichen Auslegung oder eines systemdienlichen Betriebs der geförderten Anlagen nicht explizit durch das Ausschreibungsdesign adressiert werden sollen, sondern ggf. außerhalb der Ausschreibung behandelt werden. Diese Prämissen werden in einem weiteren Papier des Konsortiums zu einem späteren Zeitpunkt (Spätsommer 2015) noch einmal detaillierter diskutiert und bewertet.

Sicherung der Akteursvielfalt

Die Empfehlungen zur Sicherung der Akteursvielfalt sind zum heutigen Zeitpunkt nicht abschließend. Auf Grundlage der eingehenden Stellungnahmen zu dem vorliegenden Bericht und den vom BMWi erarbeiteten Eckpunkten werden die Überlegungen zeitnah überarbeitet und spezifiziert.

Gemäß § 2 Abs. 5 Satz 3 EEG 2014 soll bei der Umstellung auf Ausschreibungen die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien erhalten bleiben. Oft wird befürchtet, dass Ausschreibungen vor allem „kleine Akteure“ benachteiligen könnten, da die Teilnahme an den Ausschreibungen kleine Akteure (wie Privatpersonen, Genossenschaften und kleine Unternehmen) vor größere Herausforderungen stellt als größere Akteure. So könnten kleinere Akteure einen Wettbewerbsnachteil haben, da sie in der Regel höhere Einkaufpreise für die Anlagenkomponenten zahlen müssen und Transaktionskosten nicht auf mehrere beziehungsweise größere Gebote umlegen können. Auch haben kleine Akteure in vielen Fällen eine geringere Bonität als große Akteure und könnten damit Bürgschaften für finanzielle Sicherheiten nicht oder nur zu schlechteren Konditionen aufbringen. Angesichts des Zuschlagsrisikos könnten sie zudem nicht in der Lage sein, die erforderliche Vorentwicklung durchzuführen, und sich deswegen aus dem Markt zurückziehen. Einige dieser Herausforderungen könnten innerhalb der Ausschreibung adressiert werden (beispielsweise durch ein einfaches, transparentes und möglichst diskriminierungsfreies Design) oder durch Beratungsangebote zur Teilnahme an der Ausschreibung. Abhängig von der Akteursstruktur besteht auch die Möglichkeit, kleine Akteure und/oder deren Projekte innerhalb der Ausschreibung besonders zu behandeln oder von der Ausschreibung auszunehmen. Bei allen Optionen ist zu beachten, dass eine rechtssichere und treffsichere Definition der schutzwürdigen Akteure erfolgt. Diese Optionen zur besonderen Behandlung kleiner Akteure können negative, nicht intendierte Auswirkungen auf das Ausschreibungsergebnis haben. In diesem Fall müssen die zu erwartenden Nachteile gegen die möglichen Vorteile des Schutzes der Akteursvielfalt abgewogen werden.

Möglichkeit technologieneutraler Ausschreibungen

Eine spartenübergreifende Diskussion der wesentlichen Gestaltungselemente von Ausschreibungen zeigt, dass die konkreten Ausgestaltungsentscheidungen entscheidenden Einfluss auf die Wirkungsweise und damit den Erfolg von Ausschreibungen haben. Wie die einzelnen Ausgestaltungsentscheidungen konkret wirken, hängt wesentlich von der Marktsituation (insb. Akteursstruktur und Wettbewerbssituation) sowie den Projektspezifika (Vorlaufzeiten, Entwicklung der Kosten im zeitlichen Projektverlauf, etc.) ab. Die vom BMWi durchgeführten Marktanalysen zeigen, dass sowohl die Marktsituation als auch die Projektspezifika stark sparten- bzw. technologieabhängig sind.

Insofern erscheint eine technologieneutrale Ausschreibung nicht angemessen, da damit den technologiespezifisch stark unterschiedlichen Markt- und Projektstrukturen nicht Rechnung getragen werden könnte und Ziele der Ausschreibungen verfehlt werden dürften. Insbesondere würde es mit einer großen Wahrscheinlichkeit zu einer deutlichen Überförderung vieler Anlagen kommen. Die negativen Auswirkungen einer (hypothetisch) technologieneutral ausgestalteten Ausschreibungen werden zu einem späteren Zeitpunkt noch vertieft dargestellt.

Windenergie an Land

Rahmenbedingungen des Marktsegments

Seit 2011 erlebt die Nutzung der Windenergie an Land in Deutschland einen kräftigen Aufschwung. Historisch unterlag der Ausbau in der Vergangenheit allerdings starken Schwankungen. Ein wesentlicher Treiber der Entwicklung war und ist die Verfügbarkeit geeigneter Flächen. Dies ist auch für die Zukunft eine wesentliche Stellgröße und ein möglicher limitierender Faktor.

Der Anlagenbestand in Deutschland weist eine kleinteilige Struktur auf. 15 Prozent aller Windenergieanlagen (10 Prozent der Leistung) sind Einzelanlagen, 58 Prozent (53 Prozent der Leistung) sind in Parks mit maximal 6 Anlagen zusammengefasst. In den Zubaujahren 2012 bis 2014 fiel der Anteil der Einzelanlagen mit 12 Prozent (11 Prozent der Leistung) gegenüber dem Gesamtbestand etwas niedriger aus. Dagegen legte der Anteil, der auf Parks mit maximal 6 Anlagen entfällt, um 5 Prozentpunkte zu (63 Prozent der Leistung) (Leipziger Institut für Energie 2015b). Tendenziell gibt es aufgrund der unterschiedlichen geographischen und politischen Gegebenheiten im Norden größere Windparks als im Süden.

Die Stromgestehungskosten werden maßgeblich durch das Windaufkommen am Standort bestimmt und liegen zwischen 5,5 ct/kWh (150-Prozent-Standort) und 9 ct/kWh (70-Prozent-Standort). Mit mehr als 75 Prozent der Windenergieanlagen entfällt derzeit der weitaus überwiegende Teil des Anlagenbestands auf Standorte, an denen 60 bis 90 Prozent des Referenzertrags realisiert wird. Neben dem Windaufkommen sind auch die Kapitalkosten ein wichtiger Treiber der Stromgestehungskosten. Momentan senkt das günstige Zinsniveau die Kosten der kapitalintensiven Windenergie. Vom Projektstart bis zur Inbetriebnahme der ersten Windenergieanlage eines Windparks vergehen im Schnitt rund 5 Jahre. Bis zur Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz fallen Kosten in Höhe von rund 70 €/kW an. Die reine Realisierungsphase nach Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung dauert bei den meisten Anlagen rund ein Jahr.

Ausschreibungsdesign

Frühe/späte Ausschreibungen

Es wird empfohlen, für Windenergie an Land eine späte Ausschreibung zu wählen, d.h. eine Ausschreibung an der Bieter erst nach dem Abschluss der Genehmigungsphase teilnehmen. Eine späte Ausschreibung erhöht die Realisierungswahrscheinlichkeit bezuschlagter Projekte und kann aufgrund der kürzeren Realisierungsfrist zeitnah evaluiert werden. Wird das Wettbewerbsniveau durch die ge-

forderten Vorleistungen und den damit eventuell verbundenen Abschreckungseffekt stark eingeschränkt, könnte der Wechsel zu einer früheren Ausschreibung erneut geprüft werden. Dabei ist jedoch zu bedenken, dass das Wettbewerbsniveau bei Windenergie an Land primär von der Flächenverfügbarkeit abhängt. Auch könnten einige Akteure die bei einer frühen Ausschreibung erforderlichen finanziellen Präqualifikationsanforderungen möglicherweise nicht erbringen und somit nicht mehr selber an der Ausschreibung teilnehmen. Sie wären bei einer frühen Ausschreibung dann darauf angewiesen, Förderberechtigungen auf einem Zweitmarkt zu erwerben, der bei frühen Ausschreibungen jedoch liquider sein sollte.

Regionale Steuerung und Ausgleich von unterschiedlichen Standortqualitäten

Im Rahmen der Ausschreibung sind u. a. die beiden Ziele

- Homogenisierung des ausgeschriebenen Gutes zur Steigerung des Wettbewerbsdrucks und
- Erreichen einer angestrebten regionalen Verteilung

relevant. Diese müssen beim Design der Ausschreibung gemeinsam betrachtet werden, da sie nur mit einander entgegengesetzt wirkenden Instrumenten erreicht werden können.

Die Reservierung eines Kontingents für eine oder mehrere Regionen in der Ausschreibung zielt zum Beispiel direkt auf das Erreichen einer bestimmten regionalen Verteilung des Ausbaus ab. Bei ausreichender Flächenverfügbarkeit kann dadurch eine Steuerung der regionalen Verteilung erreicht werden. Aufgrund der Komplexität der Umsetzung und der Schwierigkeit der Festlegung geeigneter Regionen wird jedoch zum jetzigen Zeitpunkt von einer Kontingentierung abgeraten. Sollte sich in den ersten Ausschreibungsrunden eine inakzeptable regionale Verteilung ergeben, so kann die Einführung von Kontingenten diskutiert werden.

Das Referenzertragsmodell stellt weder im Kontext der Festvergütung noch im Kontext der Ausschreibung ein geeignetes Instrument zur gezielten regionalen Steuerung des Ausbaus dar. Es kann jedoch die Voraussetzungen dafür schaffen, dass sich der Ausbau der Windenergie nicht allein auf die windstärksten Regionen in Deutschland konzentriert. Je stärker die Standortunterschiede kompensiert werden, desto wahrscheinlicher ist es, dass sich einzelne Projekte an windschwächeren Standorten im Wettbewerb behaupten. Dem höheren Wettbewerbs- bzw. Preisdruck stehen jedoch Mehrkosten gegenüber, die aus dem Ausbau von Windenergieanlagen an windschwächeren Standorten resultieren. Es wird empfohlen, das bestehende Referenzertragsmodell in angepasster Form zu erhalten. Durch die Anpassung sollten insbesondere die Wettbewerbschancen von Projekten an 70-82,5-%-Standorten gestärkt werden. Von einem vollständigen Ausgleich der Standortunterschiede wird jedoch aus Effizienzgründen grundsätzlich abgeraten. Die Parametrierung des Referenzertragsmodells ist aufgrund der Datenlage und der Komplexität nicht trivial und unterliegt großen Unsicherheiten. Vor der Anpassung bedürfen deshalb einige Aspekte wie bspw. der Einfluss von Finanzierungsdauer und Zinsänderungen oder die bisher zu Grunde gelegte Anlagenkonfiguration an 110-%-Standorten einer genaueren Untersuchung.

Teilnahmebedingungen	
Materielle & finanzielle Qualifikationsanforderungen	• Es wird eine Kombination aus einer hohen materiellen Qualifikation und einer geringen finanziellen Sicherheit empfohlen, um eine hohe Realisierungsrate sicherzustellen und dennoch bonitätsschwachen Akteuren den Zugang zur Ausschreibung zu ermöglichen. • Als Wahloption könnte die Möglichkeit einer höheren, rein finanziellen Qualifikation in Betracht gezogen werden. Dabei sind die potentiellen Vorteile der leicht erhöhten Flexibilität gegen die resultierende Chancenungleichheit zwischen großen und kleinen Akteuren abzuwägen. • Als materielle Qualifikation sollte ein Genehmigungsbescheid nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz verlangt werden. Die Bestandskraft der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung („BImSchG-Genehmigung") ist dabei keine Voraussetzung. Eine finanzielle Qualifikationsanforderung, d. h. die Hinterlegung einer Bürgschaft oder Kaution, ist auch dann notwendig, wenn bereits eine BImSchG-Genehmigung als materielle Qualifikation vorliegt. In diesem Fall wird eine Sicherheit von 30 €/kW empfohlen. • Bei einer rein finanziellen Qualifikation wird eine Sicherheit um die 100 €/kW empfohlen. • Von einer Aufteilung der Sicherheit in Erst- und Zweitsicherheit wird abgeraten.
Flächenkulisse und Projektgröße	• Keine Einschränkung der bestehenden Flächenkulisse • Die Gebotsgröße sollte nur aus administrativen Gründen nach unten begrenzt werden. Denkbar wäre der Ausschluss von Anlagen, die eine maximale Leistung von 1 MW nicht überschreiten.

Ausschreibungsverfahren	
Ausschreibungsfrequenz	• Ausschreibungsrunden sollten mit einer relativ hohen Frequenz von 3-4 Runden pro Jahr durchgeführt werden. Eine wiederholte Teilnahme mit nicht-bezuschlagten Projekten sollte möglich sein. Die Teilnahme mit einem bezuschlagten Projekt sollte bis zum Ablauf der Realisierungsfrist ausgeschlossen sein.
Ausschreibungsvolumen	• Das Ausschreibungsvolumen sollte den in § 3 EEG 2014 festgelegten Zubau abdecken. Das Volumen kann vorausschauend oder nachträglich um die Leistung von nicht realisierten Projekten bzw. in Erwartung dessen erhöht werden. Zusätzlich sollte Repowering mit einbezogen werden. Um einen stetigen Ausbau zu ermöglichen und das Wettbewerbsniveau möglichst konstant zu halten, sollte ein Konzept zur Glättung des Repowering-Volumens über mehrere Jahre angewendet werden.

Ausschreibungsverfahren	
Höchstpreis/Mindestpreis	• Ein ambitionierter Höchstpreis sollte festgelegt werden. Der Höchstpreis sollte Bietern im Vorhinein bekannt sein. Ein Mindestpreis ist nicht erforderlich.
Ausschreibungsverfahren und Preisregel	• Es wird empfohlen, vorerst die Pay-as-bid-Preisregel anzuwenden, da sie stabiler gegen unerwünschte strategische Anreize als die Einheitspreisregel ist. Die Höhe der Förderung ist damit projektspezifisch. Bei ausreichend hohem Wettbewerbsniveau kann perspektivisch der Umstieg auf Uniform-pricing erwogen werden.

Inanspruchnahme/Realisierung der bezuschlagten Gebote/Projekte	
Realisierungsfrist	• Die Realisierungsfrist sollte 24 Monate betragen. Die Toleranzfrist bei Verzögerungen sollte 6 Monate dauern. Während der Toleranzfrist greift die Pönale gestaffelt, die Förderberechtigung bleibt bestehen. Nach weiteren 6 Monaten (also insgesamt 36 Monaten) sollte die Förderberechtigung entzogen werden. Bei Klagen gegen die BImSchG-Genehmigung werden die Fristen nicht verlängert.
Pönalen	• Die Pönale sollte über eine Bürgschaft oder Kaution abgesichert werden, die vor Gebotsabgabe nachzuweisen ist (finanzielle Qualifikation). Im Fall des Nachweises der BImSchG-Genehmigung (als materielle Qualifikation) wird eine geringe Pönale von 30 €/kW empfohlen. Sollte auf eine materielle Qualifikation verzichtet werden (rein finanzielle Qualifikation), sollte die Pönale um die 100 €/kW betragen. • Bei Teilrealisierung oder teilweiser Verzögerung sollte die Pönale anteilig greifen. • Von nicht-finanziellen Strafen, etwa der Sperrung von Bietern und/oder Projekten, wird generell abgeraten, Ausnahmen für gewisse Akteure könnten aber erwogen werden. • Eine Abweichung der installierten Kapazität von der bezuschlagten Menge nach unten sollte möglich sein, aber anteilig pönalisiert werden. Für Abweichungen nach oben erscheint eine Regelung analog zu § 28 Abs. 2 FFAV grundsätzlich sinnvoll (anteiliger Förderanspruch). Um Produktneuheiten nicht zu behindern, ist eine geringe Toleranzgrenze in Höhe von 5 % der bezuschlagten Kapazität bei Abweichung nach oben in Erwägung zu ziehen.
Rückgabe und Übertragbarkeit der Förderberechtigungen	• Zuschläge sollten projekt-, jedoch nicht personengebunden sein. Von der Möglichkeit, die Förderberechtigung auf andere Projekte zu übertragen, wird vorerst abgeraten. • Von der Möglichkeit, Förderberechtigungen straffrei oder gegen erhebliche Reduzierung der Pönale zurückzugeben, wird abgeraten.

Inanspruchnahme/Realisierung der bezuschlagten Gebote/Projekte	
	Eine geringfügige Reduzierung kann bei Rückgabe vor Ablauf der Realisierungsfrist erwogen werden. In diesem Fall könnte das Projekt dann aber für eine Zahl zukünftiger Runden gesperrt werden. Auch wären die Vorteile gegen die erhöhte Komplexität der Ausschreibung abzuwägen.

Windenergie auf See

Rahmenbedingungen des Marktsegments

Für den Ausbau der Windenergie auf See gibt es bisher dre geplante Ausbaustufen. Die erste Ausbaustufe mit 12 Offshore-Windparks (OWP) plus dem Alpha-Ventus-Testfeld befindet sich in der Umsetzung bzw. im Betrieb. Ende 2014 lag die installierte Leistung bei 1.050 MW, bis Ende 2015 wird mit einem Ausbau auf etwa 3.000 MW gerechnet. In der 2. Ausbaustufe sollen bis 2020 entsprechend den Ausbauzielen des EEG weitere 3.500 MW an installierter Leistung ans Netz gehen (dies entspricht einem jährlichen Ausbau von 700 MW). Der Zubau wird seit August 2014 über die begrenzte Vergabe von Netzkapazitäten gesteuert, wobei bis 2017 maximal 7.700 GW an Netzkapazität zu vergeben sind. Zwischen 2021 und 2030 wird ein jährlicher Zubau von 800 MW angestrebt, was zu einer installierten Leistung von etwa 15.000 MW in 2030 führt.

Herausforderungen beim Ausschreibungsdesign

Für das Design der Ausschreibung von Windenergie auf See gelten sehr spezifische Herausforderungen:

- Lange Projektentwicklungs- und Realisierungszeiträume von bis zu 10 Jahren

Derzeit dauert der Projektentwicklungs- und Realisierungszeitraum bis zu 10 Jahre. Der lange Realisierungszeitraum stellt ein Problem für die Festlegung eines optimalen Zeitpunkts für die Ausschreibung dar – bei einer späten Ausschreibung ist die Realisierung der Parks zwar sehr wahrscheinlich, aber die Kosten der Vorentwicklung sind sehr hoch; bei einer frühen Ausschreibung ist aufgrund der langen Realisierungsfristen die Evaluierbarkeit der Ausschreibung nicht gegeben und die Abschätzung der tatsächlichen technischen und ökonomischen Parameter des OWPs ist mit hohen Unsicherheiten verbunden.

- Notwendige Koordination von Projektumsetzung und Netzanschlüssen

Um eine kosteneffiziente Entwicklung des Gesamtsystems zu realisieren, muss die Planung und Umsetzung des Netzes mit dem Ausbau der Windparks koordiniert werden. Die langen Realisierungsfristen für den Netzanschluss insbesondere in der Nordsee (etwa 6 Jahre) sind zeitkritisch für jedes Ausschreibungsdesign mit einer Ausschreibung vor Realisierung des Netzanschlusses.

- Hohe Investitionssummen und hohe Kosten der Vorentwicklung

Die Investitionssummen für Windparks auf See sind um ein Vielfaches höher als die bei Windparks an Land, was zu einer Einschränkung des Akteursspektrums und somit des Wettbewerbsniveaus sowie ggf. hohen versunkenen Kosten führt.

- Begrenztes Potenzial im Vergleich zum angestrebten Ausbau

Im Vergleich zum angestrebten Ausbau bis 2030 sind zumindest die wirtschaftlich erschließbaren Potenziale an OWPs in den relativ küstennahen Zonen 1 und 2 relativ begrenzt. Insbesondere in den späteren Ausschreibungsrunden kann dies zu einer Reduktion des Wettbewerbs zwischen Parks führen.

- Aktueller Stand des Ausbaus durch sehr unterschiedliche Projektfortschritte und Genehmigungsstadien gekennzeichnet

Die aktuelle Situation der Projektentwicklung bei Wind auf See in Deutschland, in der bereits eine Reihe von Genehmigungen und Netzanschlusszusagen bestehen und die Projekte in unterschiedlichen Stadien durch unterschiedlich hohe Kosten für die bereits erfolgte Entwicklung gekennzeichnet sind, bringt weitere Herausforderungen für die Einführung von Ausschreibungen mit sich.

Mögliche Ausschreibungssysteme

Zentrales System

Das zentrale Ausschreibungssystem ist dadurch charakterisiert, dass mehrere Akteure um eine vom Staat zentral bestimmte und vorentwickelte OWP-Fläche konkurrieren („Intra-Flächen-Wettbewerb"). Die Vorentwicklung für den OWP wird durch eine zentral koordinierende öffentliche Stelle (z. B. BSH) im Vorfeld zur eigentlichen Ausschreibung durchgeführt bzw. es werden Gutachten in Auftrag gegeben. Nach der Vorentwicklung, die einer erweiterten strategischen Umweltprüfung (SUPplus) entspricht, erfolgt die Ausschreibung des OWP, in deren Anschluss der Gewinner der Ausschreibung das Planfeststellungs- und Freigabeverfahren initiiert. Dieser Verfahrensschritt ist deutlich kürzer als im aktuellen Verfahren, da zahlreiche Untersuchungen bereits in der SUPplus durchgeführt werden. Die Entwicklung und Umsetzung des Netzanschlusses kann in diesem System mit dem OWP zeitlich synchronisiert werden. Das Vorhaben des Netzanschlusses wird wie bereits heute durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) getragen.

System O-NEP+

Das Ausschreibungssystem O-NEP+ baut im Wesentlichen auf dem heutigen System auf. Mehrere privatwirtschaftlich bis zur Genehmigung vorentwickelte OWP-Flächen konkurrieren um einen Förderanspruch („Inter-Flächen-Wettbewerb"). Der Netzanschluss würde in diesem Modell nach den Kriterien und dem Zeitplan des O-NEP entwickelt und bildet die Voraussetzung für die Teilnahme an der Ausschreibung. An der Ausschreibung können alle Akteure mit einem genehmigten OWP-Projekt teilnehmen, welches in einem Gebiet mit ausreichender, bereits durch den ÜNB vergebener Netzanschlusskapazität liegt.

System mit beschleunigtem Netzanschluss

Auch im Ausschreibungssystem mit beschleunigtem Netzanschluss konkurrieren mehrere privatwirtschaftlich bis zur Genehmigung vorentwickelte OWP-Flächen um einen Förderanspruch und einen Netzanschluss („Inter-Flächen-Wettbewerb"). Der Netzanschluss würde in diesem Modell dem Ausschreibungsergebnis folgen und die OWP-Flächen anbinden, die als Gewinner aus der Ausschreibung hervorgegangen sind. Voraussetzung für dieses Konzept ist jedoch eine Verkürzung der Realisierungszeiten für den Netzanschluss (erstrebenswert wären Fristen inkl. Ausschreibung von ca. 4 Jahren). Ob diese tatsächlich machbar ist, hängt unter anderem von der Entwicklung technischer Standards ab und kann derzeit noch nicht abschließend beurteilt werden.

Vergleich der Ausschreibungssysteme

Ein Vergleich der vorgestellten Ausschreibungssysteme und unter Berücksichtigung der Herausforderungen beim Design zeigt, dass insbesondere mit langfristiger Perspektive das zentrale System unter Wettbewerbsgesichtspunkten sowie bzgl. der Minimierung der Systemkosten die meisten Vorteile aufweist. Auch das System mit beschleunigtem Netzanschluss könnte bei technischer Realisierbarkeit den Wettbewerbsanforderungen genügen und zu geringen Systemkosten führen. Ein Zeitpunkt für die dafür notwendigen technischen Standards ist jedoch heute noch nicht abzusehen. Das System O-NEP+ wird aus Wettbewerbsgesichtspunkten langfristig als nicht nachhaltig eingeschätzt, ermöglicht aber einen „weichen" Übergang in ein Ausschreibungssystem mit geringen Änderungen zum aktuellen System und damit eine Wahrung der Akteursstruktur und der Interessen von Akteuren mit weit entwickelten OWP-Projekten.

Pfade zur Einführung eines Ausschreibungssystems für Windenergie auf See

Aus den beschriebenen zentralen Eigenschaften der Designoptionen lässt sich ein zweistufiger Pfad zur Einführung von Ausschreibungen ableiten. In der ersten Phase könnte ein Ausschreibungssystem gemäß O-NEP+ implementiert werden, welches in einer zweiten Phase in das zentrale Ausschreibungssystem überführt wird. Durch diese Kombination können die positiven Eigenschaften beider Modelle genutzt und die unerwünschten Eigenschaften weitgehend vermieden werden. O-NEP+ würde ein Systemwechsel mit geringen Änderungen, Wahrung der Akteursstruktur und Investitionsschutz ermöglichen, während langfristig mit dem zentralen System auch in einem stark begrenzten Markt (Ausschreibungen für 800 MW/a – entspricht 1-2 Projekten) eine stabile Wettbewerbssituation erzielt werden kann.

Für diesen zweistufigen Pfad sind mehrere Varianten denkbar. In der ersten Phase kann das System O-NEP+ so ausgestaltet sein, dass in regelmäßigen Abständen z. B. 800 MW ausgeschrieben werden oder dass in einer großen Ausschreibung („Einmalauktion") theoretisch alle Akteure mit vorentwickelten Projekten teilnehmen. In der zweiten Phase erfolgt dann der geplante Übergang in das zentrale Zielsystem. Alternativ wäre es in Phase zwei bei entsprechendem Fortschritt der technischen Standards zudem möglich, auch mit dem Modell „mit beschleunigtem Netzanschluss" für eine bessere Wettbewerbssituation zu sorgen.

Nach dem aktuellen Stand der Analyse ergibt sich hinsichtlich der Zielvorgabe eines möglichst hohen Wettbewerbsniveaus und der Erwartung, dass in absehbarer Zeit eine signifikante Beschleunigung von Netzanschlüssen unsicher ist, eine Präferenz zugunsten der Einmalauktion als Übergangssystem, verbunden mit einem zeitnahen Wechsel in das zentrale Zielsystem.

PV-Dachanlagen

Rahmenbedingungen des Marktsegments

Der deutsche PV-Markt ist nach Jahren hoher Zubauraten mit mehr als 7 GW/a, die deutlich über den angestrebten Zielkorridoren lagen, seit 2013 stark rückläufig. So wurden im Jahr 2014 nur noch 1,9 GW Neuanlagen installiert. Ursächlich für den Markteinbruch ist primär die Kombination aus weiterhin sinkenden Vergütungssätzen und stagnierenden Systempreisen sowie Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem Eigenverbrauch.

Die Betreiber-, Akteurs- und Investorenstruktur im Segment der PV-Dachanlagen ist äußerst vielfältig und heterogen und der Markt setzt sich aus einer Vielzahl einzelner kleiner und mittelgroßer Anlagen zusammen. Im Jahr 2013 stellten Dachanlagen bis 100 kW einen Anteil von über 70 % der neu installierten Leistung und 98 % der Anlagenzahl; im Jahr 2014 dürften die Anteile in einer ähnlich hohen Größenordnung liegen[1].

Eigenverbrauch

Seit 2009 – insbesondere ab 2012 nach dem Wegfall des Eigenverbrauchsbonus – gewinnt der Eigenverbrauch sowie darauf basierende Geschäftsmodelle und Systemlösungen an Bedeutung. Neue PV-Anlagen werden heute fast ausschließlich so ausgelegt, dass ein Teil des Stroms selbst verbraucht wird, auch wenn die heutige und auch die zukünftige energiewirtschaftliche Bedeutung des PV-Eigenverbrauchs im Verhältnis zum Eigenverbrauch anderer Anlagen relativ gering sind.

Würde Eigenverbrauch in Ausschreibungssystemen zugelassen, ist mit erheblichen Gebotsverzerrungen zu rechnen. Potenzielle Anlagenbetreiber würden die erzielbaren Erlöse aus dem Eigenverbrauch, d. h. die vermiedenen Strombezugskosten, in die Ermittlung der erforderlichen Vergütung für die Überschusseinspeisung einkalkulieren. Folglich würden nicht diejenigen Anlagen mit den geringsten Stromgestehungskosten einen Zuschlag erhalten, sondern die Anlagen mit dem geringsten Förderbedarf für die Überschusseinspeisung. Damit würden insbesondere Anlagen mit hohen Eigenverbrauchsanteilen angereizt; die Standortqualität würde demgegenüber ein nachrangiges Kriterium sen. Aufgrund der geschilderten Wirkungen wurde für Freiflächenanlagen in der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) festgelegt, dass die gesamte Stromerzeugung eingespeist und nicht selbst verbraucht werden darf.

[1] Da die EEG-Bewegungsdaten für 2014 noch nicht vorliegen, kann die entsprechende Auswertung für 2014 noch nicht vorgenommen werden.

Ausschreibungsdesign

Wir schlagen eine gemeinsame Ausschreibung von Freiflächenanlagen und großen PV-Anlagen auf Dächern oder sonstigen baulichen Anlagen mit einer installierten Leistung von 1 MW und größer vor. Im Rahmen dieser gemeinsamen Ausschreibung können die wesentlichen Elemente der bisherigen Freiflächenausschreibung fortgeführt werden, da die großen PV-Dachanlagen und die PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen mit einer installierten Leistung ab 1 MW strukturelle Ähnlichkeiten zu den Freiflächenanlagen aufweisen. Das gemeinsame Ausschreibungsvolumen sollte mindestens 600 MW betragen, da durch die Integration von großen PV-Dachanlagen und PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen das Potential erweitert wird. Für kleinere Anlagen empfehlen wir, die De-minimis-Regelung der EU-Beihilfeleitlinien auszuschöpfen.

Die wesentlichen Gestaltungselemente des Vorschlags sind im Überblick:

- Gemeinsame Ausschreibung von mindestens 600 MW/a für große PV-Dachanlagen, große PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen sowie Freiflächenanlagen
- Ausschöpfung der De-minimis-Regelung der EU-Beihilfeleitlinien: Ausnahme von Ausschreibungen für Anlagen unterhalb 1 MW
- Schaffung von Anreizen zur Teilnahme und Erhöhung der Zuschlagschancen für große Dachanlagen: Gewährung eines Aufschlags gegenüber Freiflächenanlagen (Bonus), um höhere spezifische Kosten auszugleichen
- Ausschluss des Eigenverbrauchs und Verpflichtung zur vollständigen Einspeisung (wie FFAV), um unerwünschte Gebotsverzerrungen zu vermeiden
- Parameter der Ausschreibung weitgehend identisch zur FFAV

Die Zielerreichung im PV-Segment der Ausschreibungen kann grundsätzlich durch Freiflächenanlagen sichergestellt werden, jedoch ist ein signifikanter Beitrag des Dachanlagensegments politisch erwünscht. Für die gemeinsame Ausschreibung sollten die Ausgangsbedingungen für große Dachanalagen durch einen Bonus so gestaltet werden, dass sie trotz höherer spezifischer Kosten mit Freiflächenanlagen konkurrieren können. Aufgrund der De-minimis-Regelung verbleibt ein großer Teil des PV-Marktes im bisherigen Fördersystem (mit allen bisher geltenden Regeln). Die Mengensteuerung für das Dachanlagensegment außerhalb des Ausschreibungssystems obliegt dem existierenden atmenden Deckel.

Teilnahmebedingungen	
Materielle & finanzielle Qualifikationsanforderungen	• Da im Bereich der PV-Dachanlagen keine dem Freiflächenbereich vergleichbaren genehmigungsrechtlichen und bauplanerischen Anforderungen bestehen, wird vorgeschlagen, abweichend von den Regelungen der FFAV keine materiellen Qualifikationsanforderungen an PV-Dachanlagen zu stellen. • Aufbauend auf der FFAV und dem Vorschlag, dass keine materiellen Qualifikationsanforderungen gestellt werden sollen, werden eine Erstsicherheit von 4 €/kW und eine Zweitsicherheit von 50 €/kW vorgeschlagen.

Teilnahmebedingungen	
	• Um das System zu vereinfachen, sollten im Zuge der Konsultation die Vor- und Nachteile einer Zusammenlegung von Erst- und Zweitsicherheit und eine etwaige parallele Anpassung für Freiflächenanlagen erörtert werden.
Flächenkulisse und Projektgröße	• Die Flächenkulisse für Freiflächenanlagen sollte nach den ersten Ausschreibungsrunden evaluiert werden. • Eine Regelung zur Flächenkulisse ist im Dachanlagenbereich nicht erforderlich. • Die maximale Anlagengröße sollte sowohl für Freiflächenanlagen als auch für PV-Anlagen auf Gebäuden oder sonstigen baulichen Anlagen einheitlich 10 MW betragen. • Die minimale Projektgröße richtet sich nach der De-minimis-Regelung und sollte damit bei 1 MW gesetzt werden.

Ausschreibungsverfahren	
Ausschreibungsfrequenz	• Durchführung von drei Ausschreibungsrunden pro Jahr in Übereinstimmung mit der FFAV. • Ggf. Erhöhung auf vier Ausschreibungsrunden, falls diese Ausschreibungsfrequenz für Wind an Land gewählt wird (Vereinheitlichung)
Ausschreibungsvolumen	• Die gemeinsame Ausschreibung von PV-Anlagen auf Dächern oder sonstigen baulichen Anlagen und Freiflächenanlagen sollte in einer Größenordnung von mindestens 600 MW/a erfolgen. • Um die Zuschlagschancen für große Dachanlagen im direkten Wettbewerb mit FFA zu erhöhen, schlagen wir die Gewährung eines Bonus für Dachanlagen vor. • Für den frühestmöglichen Start der gemeinsamen Ausschreibung Ende 2016 kann aus heutiger Sicht allerdings noch keine treffsichere Ermittlung des Bonus für große Dachanlagen erfolgen.
Höchstpreis/Mindestpreis	• Wie auch für Freiflächenanlagen sollte für Dachanlagen ein Höchstpreis festgelegt werden. Dabei ist der vorgeschlagene Bonus zu berücksichtigen. Ein Mindestpreis sollte nicht etabliert werden.
Ausschreibungsverfahren und Preisregel	• Die im Rahmen der FFAV ab 2016 geltende Preisregel „Pay-as-bid" sollte im Rahmen des vorgeschlagenen Ausschreibungsverfahrens auf große Dachanlagen übertragen werden.

Inanspruchnahme/Realisierung der bezuschlagten Gebote/Projekte	
Realisierungsfrist	• Die Realisierungsfrist für große Dachanlagen könnte in der Größenordnung von ca. 9 Monaten angesiedelt sein oder mit der Realisierungsfrist für PV-Freiflächenanlagen angeglichen werden, z.B. auf 12-15 Monate. Zuzüglich sollte wie in der FFAV ein Realisierungspuffer mit einem Vergütungsabschlag gewährt werden. • Im Zuge der Evaluierung der Ausschreibung von Freiflächenanlagen sollten die Möglichkeiten einer Vereinheitlichung der Realisierungsfristen geprüft werden.
Pönalen und Förderanspruch	• Die Pönale sollte einheitlich für PV-Freiflächenanlagen und großen PV-Anlagen auf Dächern oder sonstigen baulichen Anlagen grundsätzlich 50 €/kW betragen und über die Zweitsicherheit abgesichert sein. • Analog zur Regelung in der FFAV sollte ein Förderanspruch nur dann bestehen, wenn die gesamte Stromerzeugung eingespeist und nicht selbst verbraucht wird. Der Eigenverbrauch wird dadurch für alle Projekte im Rahmen der Ausschreibung ausgeschlossen.
Rückgabe und Übertragbarkeit der Förderberechtigungen	• Ein Handel mit Förderberechtigungen sollte nicht zugelassen werden. Für Freiflächenanlagen sollte es bei den bestehenden Möglichkeiten zur flexiblen Realisierung (Übertragbarkeit mit Abschlag innerhalb der Person möglich) bleiben. • Bei PV-Dachanlagen erscheint hingegen aufgrund der geringeren Realisierungsrisiken eine personengebundene Übertragbarkeit nicht erforderlich, ebenso wenig wie eine Rückgabemöglichkeit der Förderberechtigungen. • Ob dennoch eine Rückgabemöglichkeit analog zur FFAV auch für PV-Dachanlagen sinnvoll wäre, sollte im Zuge der Konsultation erörtert werden.

2 Einleitung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014) sieht vor, dass die Höhe der finanziellen Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien spätestens 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden soll. Die vorliegende wissenschaftliche Empfehlung geht in der Einleitung auf die wichtigsten Anforderungen an ein Ausschreibungsdesign für alle EE-Technologien ein, stellt die wichtigsten Elemente einer Ausschreibung vor (Kapitel 3) und entwickelt daraufhin konkrete Empfehlungen zur Ausgestaltung von Ausschreibungen für Windenergie an Land (Kapitel 4), Windenergie auf See (Kapitel 5) und PV-Dachanlagen (Kapitel 6). Auf weitere Technologien wie Biomasse, Wasserkraft oder Geothermie wird in diesen wissenschaftlichen Empfehlungen nicht eingegangen.

Bei der Erstellung der wissenschaftlichen Empfehlungen haben die Forschungsnehmer systematisch verschiedene Gestaltungsvarianten geprüft, Workshops und Gespräche mit Projektierern, Finanzierern, Verbänden, Behörden und Auktionsexperten geführt und auf dieser Basis Empfehlungen für das Ausschreibungssystem entwickelt. Die Zwischenergebnisse werden im vorliegenden Gutachten dargelegt und zur Diskussion gestellt.

Das Ausschreibungsdesign muss auf die spartenspezifischen Rahmenbedingungen ausgerichtet sein. Folgende politischen Ziele gelten als Anforderung an das Ausschreibungsdesign für alle Erneuerbare-Energien-Technologien:

2.1 Effiziente Allokation und Wettbewerbsniveau

Ausschreibungen für erneuerbare Energien werden eingeführt, um die Förderhöhe wettbewerblich zu bestimmen und damit eine effizientere Allokation der Gesamtförderung auf die einzelnen Projekte zu ermöglichen. Das Wettbewerbsniveau in einer Ausschreibung wird durch das Verhältnis von Gebotsmenge zu ausgeschriebener Menge bestimmt. Wenn Wettbewerb herrscht, übersteigt die Nachfrage nach Förderberechtigungen die ausgeschriebene Menge. Grundsätzlich gilt, je mehr Wettbewerb zu erwarten ist, umso ambitionierter werden die Teilnehmer in der Ausschreibung bieten. Wenn die Nachfrage nach Förderberechtigungen das Ausschreibungsvolumen nicht oder nur knapp überschreitet und das den Bietern im Vorhinein bekannt ist, geht der Anreiz verloren, ambitionierte Gebote abzugeben. Bieter könnten sich relativ sicher sein, einen Zuschlag zu erhalten und würden strategisch hohe Gebote abgeben. Als Konsequenz würden überhöhte Gebote bezuschlagt (Überförderung) und die Gesamtförderkosten steigen, ohne dass mehr Anlagen realisiert werden.

Auch ein hohes Wettbewerbsniveau führt nicht automatisch zu geringeren Fördersätzen als im EEG 2014 gesetzlich festgelegt. Denn mit der Ausschreibung sind zusätzliche Risiken (insb. Zuschlagsrisiko) und neue administrative Kosten verbunden. Insbesondere bei Technologien bzw. Segmenten, in denen die bisherigen Fördersätze die Gestehungskosten nicht oder nur knapp gedeckt haben, sind Gebote zu erwarten, die oberhalb der heutigen anzulegenden Werten liegen. Um die Gesamtförderkosten möglichst gering zu halten, sollten die Transaktionskosten für die Bieter gering sein.

Anforderung an das Ausschreibungsdesign: Wettbewerb

Damit die Förderung für erneuerbare Energien zwar die Gestehungskosten deckt, jedoch keine Überförderung stattfindet, sollte die Ausschreibung so gestaltet sein, dass sie das vorherrschende Wettbewerbsniveau in den Märkten nicht negativ beeinflusst.

Da das Wettbewerbsniveau nur sehr begrenzt und indirekt von dem Design der Ausschreibung, sondern vielmehr wesentlich vom jeweiligen Marktumfeld abhängt, wurden vom BMWi für Windenergie an Land, Windenergie auf See und PV-Dachanlagen Marktanalysen durchgeführt.[2] Deren Ergebnisse wurden in den Entwurf der Ausschreibungsdesigns einbezogen und werden am Anfang der technologiespezifischen Kapitel zusammengefasst.

2.2 Zielerreichung

In einer Ausschreibung wird durch die ausschreibende Stelle die Ausschreibungsmenge zentral festgelegt, die Förderhöhe ergibt sich jedoch erst aus der Ausschreibung. Damit ist der Zubau von erneuerbaren Energien nach oben begrenzt und wird damit nach oben weitgehend steuerbar. Mit der gesetzlichen Festlegung eines bestimmten Ausschreibungsvolumens allein ist jedoch nicht sichergestellt, dass dieses Volumen auch tatsächlich zugebaut wird. Die Auswertung von Erfahrungen im Ausland (z. B. in der Türkei, in Großbritannien, in den Niederlanden und in Brasilien) hat gezeigt, dass nicht alle bezuschlagten Projekte realisiert und insoweit die Ausbauziele verfehlt werden. Die Erfahrungen zeigen, dass bezuschlagte Bieter ein Projekt trotz erhaltener Förderzusage aus den folgenden Gründen nicht realisieren:

- Bieter streben keine tatsächliche Realisierung des Projekts an, sondern versuchen durch ihr Gebot die Ausschreibung strategisch zu beeinflussen, Volumen zu blockieren oder den eigenen Zuschlag zu optimieren;
- die Projektrealisierung wird durch nicht von den Bietern beeinflussbare Hindernisse unmöglich gemacht (z. B. durch Klagen, Änderung des Planungsrechts);
- die Projektrealisierung wird durch unerwartete Probleme soweit verteuert, dass es unrentabel wird, das Projekt zur Höhe der Förderung zu realisieren (z. B. wenn ein weiter entfernter Netzanschlusspunkt zugeteilt wird als ursprünglich zugesagt);
- Bieter unterschätzen ihre Kosten systematisch und es werden dadurch Gebote unterhalb der tatsächlichen Projektkosten eingereicht und bezuschlagt.

[2] Siehe: www.erneuerbare-energien.de/EE/eeg-ausschreibungen

Anforderung an das Ausschreibungsdesign: Mengensteuerung

Um einen planbaren EE-Ausbau zu erreichen, muss die Ausschreibung so gestaltet sein, dass die Realisierungswahrscheinlichkeit hoch ist, damit Projekte in Höhe des bezuschlagten Volumens realisiert werden. Alternativ wäre auch ein um die erwartete Nicht-Realisierung erhöhtes Ausschreibungsvolumen denkbar. Die Nicht-Realisierung müsste im Vorhinein abgeschätzt werden.

Um die Realisierungswahrscheinlichkeit anzuheben, muss über das Ausschreibungsdesign eine hohe Realisierungs*absicht* der Bieter bei Gebotsabgabe sichergestellt werden. Zudem muss die Realisierungs*rate* bezuschlagter Gebote hoch sein. Die zentralen Stellschrauben zur Sicherstellung einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit sind Präqualifikationsanforderungen, Realisierungsfristen und Strafregelungen (Pönalen).

2.3 Akteursvielfalt

§ 2 Absatz 5 Satz 3 EEG 2014 legt fest, dass „bei der Umstellung auf Ausschreibungen die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben" soll. Besonders bei PV-Dachanlagen aber auch bei Windenergie an Land ist der deutsche Markt von einer Vielzahl an Akteuren gekennzeichnet, die von Privatpersonen, Bürgergenossenschaften und kleinen Projektentwicklern bis zu großen Energieversorgungsunternehmen und Finanzinvestoren reicht (Deutsche Windguard 2015). Kleinere Akteure entwickeln oder betreiben kleinere und wenige Projekte. Sie können dadurch Kostenvorteile eines größeren Portfolios schlechter ausnutzen, Risiken schlechter streuen und haben aufgrund der möglicherweise niedrigeren Bonität schlechteren Zugang zu Kapital. Dadurch könnten sie eine geforderte Projektentwicklung gegebenenfalls schlechter vorfinanzieren und könnten Probleme haben, Bürgschaften zur Absicherung von Pönalen zu bekommen. Für die Ausschreibung bedeutet dies: Der Teilnahmeaufwand und das Zuschlagsrisiko erschwert es kleinen Akteuren, die Vorfinanzierungskosten aufzubringen. Die höheren Kapitalkosten führen gleichzeitig zu einer sinkenden Zuschlagswahrscheinlichkeit, insbesondere wenn hohe finanzielle Präqualifikationsanforderungen gestellt werden. Je größer die Akteure sind, desto weniger sind sie in der Regel auf eine Fremdfinanzierung angewiesen. Auch sind bei größeren Akteuren die Kapitalkosten oft geringer. Größere Akteure könnten zudem kleinere Akteure strategisch unterbieten, um diese mittelfristig aus dem Markt zu drängen. Können kleinere Akteure ihre Stärken wie eine tendenziell geringere Renditeerwartung und eine bessere lokale Verankerung nicht geltend machen, wird befürchtet, dass Ausschreibungen kleine Akteure strukturell benachteiligen.

Als Konsequenz könnte nicht nur die Akzeptanz der Energiewende sinken. Da sich weniger Akteure an der Ausschreibung beteiligen würden, kann auch das Wettbewerbsniveau sinken, was wiederum zu schlechteren Ausschreibungsergebnissen führt. Da jedoch die meisten Sonderregelungen ebenfalls einen (möglicherweise negativen) Einfluss auf die Ausschreibung haben und die Akteursvielfalt technologiespezifisch eine unterschiedlich große Rolle spielt, müssen die Vor- und Nachteile von Sonderregelungen jeweils einzeln und sorgfältig abgewogen werden.

Anforderung an das Ausschreibungsdesign: Akteursvielfalt

Eine Ausschreibung sollte so gestaltet sein, dass möglichst viele Akteure teilnehmen können, ohne durch das Ausschreibungsdesign mittelbar benachteiligt zu werden.

Um eine gleichberechtigte Teilnahme möglichst vieler Akteure zu ermöglichen, sollte eine Ausschreibung geringe Zugangshürden aufweisen, möglichst einfach und transparent sein und nicht die Entwicklung einer komplexen Bietstrategie erforderlich machen. Ein besonderes Augenmerk liegt darüber hinaus auf der Wahl der Teilnahmebedingungen, die so gestaltet sein müssen, dass sie auch von kleinen Bietern mit geringerer Bonität erbracht werden können (siehe 3.2.1). Auch spielt die Frage der Übertragbarkeit von Zuschlägen eine entscheidende Rolle, da diese einerseits das Pönalenrisiko reduzieren und damit den Zugang zu Bürgschaften erleichtern kann und anderseits die Vorteile besonders gut von Akteuren mit einem großen Portfolio genutzt werden können (siehe Abschnitt 3.3). Kann nachgewiesen werden, dass kleinere Akteure auch nach Abwägung der Gestaltungselemente noch strukturell benachteiligt werden, sind Sonderregelungen denkbar, die in Abschnitt 3.3 diskutiert werden.

3 Spartenübergreifende Überlegungen zum Ausschreibungsdesign

3.1 Prämissen

In diesem Abschnitt werden überblicksartig (vorläufige) Prämissen dargelegt, die Grundlage aller weiteren Überlegungen des wissenschaftlichen Bearbeiterkonsortiums zu den konkreten Ausgestaltungsoptionen waren. Diese Prämissen werden in einem weiteren Papier des Konsortiums zu einem späteren Zeitpunkt (Spätsommer 2015) noch einmal detaillierter diskutiert und bewertet.

3.1.1 Was wird ausgeschrieben?

Für alle weiteren Überlegungen wird davon ausgegangen, dass eine bestimmte Menge an „Leistung" (im Gegensatz zu „Arbeit") ausgeschrieben wird. Leistung als Ausschreibungsgestand korrespondiert zu den im EEG festgelegten, ebenfalls leistungsbezogenen Ausbaukorridoren für verschiedene Technologien.

3.1.2 Was wird vergütet?

Es wird davon ausgegangen, dass die Bieter eine Vergütung auf die in ihren Anlagen erzeugte Arbeit erhalten. Diese Vergütung wird in Form einer gleitenden Marktprämie für einen festgelegten Zeitraum von Jahren ausgezahlt.

3.1.3 Erfolgt eine explizite Berücksichtigung der Systemdienlichkeit einer Anlage in Auslegung und Betrieb?

Die nachfolgenden Überlegungen zum Ausschreibungsdesign basieren auf der Annahme, dass Aspekte einer systemdienlichen Auslegung oder eines systemdienlichen Betriebs der geförderten Anlagen nicht explizit durch das Ausschreibungsdesign adressiert werden sollen.

3.2 Gestaltungselemente der Ausschreibung

Nachfolgend werden alle wesentlichen Gestaltungselemente von Ausschreibungen aus einer spartenübergreifenden Perspektive vorgestellt und die Vor- und Nachteile der Ausgestaltungsoptionen diskutiert. Sofern möglich werden allgemeine Empfehlungen zur konkreten Ausgestaltung gemacht. Allge-

meine, d. h. spartenübergreifend einheitliche Empfehlungen lassen sich nur dann machen, wenn davon auszugehen ist, dass die Umsetzung der Empfehlung für alle Sparten in gleicher Weise positive Wirkungen entfaltet. Welche Wirkung eine bestimmte Ausgestaltungsentscheidung auslöst, hängt grundsätzlich von der konkreten Marktsituation der einzelnen Technologien ab. Unterscheiden sich diese in relevanten Aspekten, ist es ggf. nicht möglich, spartenübergreifend einheitliche Empfehlungen zu einzelnen Gestaltungselementen zu geben. Diese folgen dann in den technologiespezifischen Kapiteln.

3.2.1 Teilnahmebedingungen

Über die Teilnahmebedingungen wird festgelegt, welche Bieter an der Ausschreibung teilnehmen können. Grundsätzlich können Teilnahmebedingungen explizit als Präqualifikationsanforderungen ausgestaltet sein, deren Erfüllung die Bieter mit ihrer Teilnahme an der Ausschreibung nachweisen müssen. Gleichzeitig können sie sich aber auch implizit aus Vorgaben zur gebotenen Projekteigenschaft (bspw. Größenbegrenzung, Abstandsregelungen oder Regelungen zur Flächenkulisse) oder durch die zugestandenen Realisierungsfristen ergeben. Über letztere lässt sich bspw. implizit steuern, in welchem Planungsstatus Projekte sich an der Ausschreibung beteiligen.

Präqualifikationsanforderungen

An der Ausschreibung dürfen alle Bieter teilnehmen, die die Präqualifikationsanforderungen erfüllen. Diese Anforderungen sollen die Ernsthaftigkeit von Geboten sicherstellen und vermeiden, dass sich Bieter durch unerwünschtes strategisches Bieten ohne Interesse an einer tatsächlichen Projektrealisierung Förderberechtigungen sichern. Über die Präqualifikationsanforderungen lässt sich im Zusammenspiel mit anderen Ausgestaltungselementen auch Einfluss auf die Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Gebote nehmen. Bei der Wahl der Präqualifikationsanforderungen muss darauf geachtet werden, dass diese unter Umständen zu höheren Bieterrisiken, einer Abschreckung von Teilnehmern und damit zu geringerem Wettbewerb führen können. Grundsätzlich ist zwischen materiellen und finanziellen Präqualifikationsanforderungen zu unterscheiden.

Materielle Präqualifikationsanforderungen verlangen vom Bieter standardisierte Nachweise über den Planungsstand der Projekte, für die geboten wird (z. B. Netzanschlusszusage, BImSchG-Genehmigung, Aufstellungsbeschluss oder Beschluss über den Bebauungsplan). Sie dienen der Sicherung einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte, da die an der Ausschreibung teilnehmenden Projekte einen Teil der Risiken der Projektentwicklung (Flächensicherung, Genehmigungsbescheide, etc.) bereits überwunden haben. Auch können Bieter die nach Zuschlag anfallenden Kosten vorentwickelter Projekte in der Regel relativ verlässlich einschätzen, was das Risiko der Teilnahme unwirtschaftlicher Projekte, die ggf. später dann doch nicht umgesetzt würden, an der Ausschreibung reduziert. Zudem reduziert dies die von den Bietern einzupreisenden Risikoprämien, da die höhere Projektreife die Unsicherheit hinsichtlich der tatsächlichen gesamten Projektkosten reduzieren dürfte.

Allerdings erhöhen materielle Präqualifikationsanforderungen die Kosten, die der Bieter bereits ohne Förderzusage aufbringen muss und die er im Falle einer Nichtbezuschlagung nicht erstattet bekommt. Bei der Teilnahme an der Ausschreibung stellen diese Kosten sog. „versunkene Kosten" für die Bieter

dar, d. h. bei ökonomisch rationalem Verhalten würden die Bieter diese Kosten bei der Abgabe ihres Gebots nicht mehr berücksichtigen, sondern nur noch die zusätzlichen Kosten, die im Falle eines Zuschlags und einer Umsetzung des Projekts entstehen. Hohe versunkene Kosten können dazu führen, dass sich Marktakteure nicht an der Ausschreibung beteiligen und sich vom Markt zurückziehen, wenn sie befürchten müssten, dass sie die versunkenen Kosten nicht über die Vergütung refinanzieren können und ihr Projekt somit insgesamt unwirtschaftlich wird. Dies kann somit die Wettbewerbsintensität und die Akteursvielfalt begrenzen.

Box 1: Versunkene Kosten

Präqualifikationsleistungen haben den Charakter versunkener Kosten („sunk costs"). Versunkene Kosten sind irreversible Kosten, die bereits entstanden sind und nicht mehr rückgängig gemacht oder verändert werden können. Somit sind sie nicht mehr entscheidungsrelevant. Vor dem Hintergrund versunkener Kosten besteht in einer Auktion die Gefahr, dass neben den nicht bezuschlagten Bietern, die einen Totalverlust der versunkenen Kosten erleiden, auch die Auktionsgewinner zumindest einen Teilverlust ihrer versunkenen Kosten hinnehmen (müssen).

Dadurch wird für potentielle Projektentwickler die Teilnahme an den Auktionen stark an Attraktivität verlieren, was zu geringer Akzeptanz des Auktionsverfahrens und einer negativen Außenwirkung führen kann. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass durch versunkene Kosten die Wettbewerbsintensität reduziert wird, was das Risiko der Nichterreichung des Ausbauziels und „überhöhter" Zuschlagspreise erhöht und somit mit einem ineffizienten Ergebnis einhergehen kann.

Die geplante regelmäßige Durchführung der Auktionen kann die zuvor beschriebenen negativen Konsequenzen der versunkenen Kosten möglicherweise abschwächen. Allerdings verstärken die versunkenen Kosten den Anreiz der Projektentwickler, im Rahmen der wiederholten Auktionsdurchführung das Gesamtangebot (implizit) zu koordinieren.

Auf Seiten der ausschreibenden Stelle kann die Prüfung von materiellen Qualifikationsanforderungen zu Transaktionskosten und einem längeren Prüfzeitraum führen.

Alternativ oder als Ergänzung zu materiellen Präqualifikationen können bei Gebotsabgabe als finanzielle Präqualifikation auch Nachweise von den Bietern verlangt werden, die ihre finanzielle und technische Leistungsfähigkeit belegen (z. B. Bonitätsprüfung). Dies erfordert in der Regel einen entsprechend hohen Prüfaufwand bei der ausschreibenden Stelle. Es ist auch möglich, finanzielle Sicherheiten mit der Gebotsabgabe einzufordern. Diese Sicherheiten belegen die Ernsthaftigkeit der Gebote und sichern typischerweise die Strafen ab, die bei einer verzögerten oder ausbleibenden Realisierung des Projekts für den Bieter anfallen (siehe auch Abschnitt 3.2.3.1). Finanzielle Sicherheiten werden in der Regel durch die externe Bürgschaft einer Bank abgesichert. Häufig werden Sicherheiten zweistufig ausgestaltet: eine erste, geringere Sicherheit muss von allen Teilnehmern vor der Ausschreibung hinterlegt werden und wird nur bei Nichtbezuschlagung erstattet. Sie sichert die Ernsthaftigkeit der Gebote ab. Bezuschlagte Bieter müssen, in der Annahme, dass diese nach Zuschlag bessere Finanzierungskonditionen erhalten, nach der Ausschreibung einen zweite, höhere Sicherheit zur finanziellen Absicherung der Pönale hinterlegen und bekommen diese bei zeitgerechter Realisierung des Projekts zurück. Dabei kann die erste Sicherheit mit der zweiten Sicherheit verrechnet werden.

Empfehlung

Grundsätzlich wird eine Kombination aus materieller und finanzieller Präqualifikation empfohlen. Deren konkrete Ausgestaltung kann allerdings nur technologiespezifisch erfolgen, da entscheidende Eigenschaften der Marktstruktur wie etwa die Projekt- und Akteursstruktur zu unterschiedlich sind, um eine allgemeine Ausgestaltungsempfehlung zu geben. Insbesondere erfordert die Ausgestaltung der Präqualifikationsanforderungen eine abgestimmte Kombination mit anderen Ausgestaltungselementen.

Vorgaben zur gebotenen Projekteigenschaft

Vorgaben zu Projekteigenschaften wie eine Begrenzung der minimalen oder maximalen Projektgröße, Abstandsregelungen, Regelungen zur Flächenkulisse und Anlagenzusammenfassung sowie die Bezugsgröße der Größenbegrenzung können auf Basis von Naturschutz- oder Wettbewerbszielen erfolgen und haben Einfluss auf die teilnehmenden Projekte / Bieter. Solche Vorgaben können daher Gebotshöhen, Gebotsumfang und Akteursstruktur beeinflussen.

Während bislang Größenbegrenzungen zum Teil auch indirekt zur Mengensteuerung eingesetzt wurden[3], ist zukünftig mit dem Ausschreibungssystem eine direkte Mengensteuerung gewährleistet, so dass unter diesem Gesichtspunkt keine Größenbegrenzung mehr erforderlich ist. Ein Verzicht auf eine Größenbegrenzung bzw. die Festlegung einer möglichst hohen maximalen Projektgröße erlaubt grundsätzlich, kostengünstigere Projekte zuzulassen und damit dem Ziel der Kosteneffizienz Rechnung zu tragen. Allerdings hat eine hohe maximale Projektgröße zur Folge, dass diese tendenziell größeren Akteuren zugutekommt, womit die Akteursvielfalt beeinträchtigt werden könnte. Auch kann eine Begrenzung der maximal zulässigen Projektgröße angebracht sein, um negative lokale ökologische Effekte zu begrenzen.

Die Einführung einer Mindestgröße erscheint allenfalls unter Gesichtspunkten des administrativen Aufwands für die ausschreibende Stelle bei der Gebotsauswertung bedenkenswert. Ansonsten sind jedoch keine Vorteile einer solchen Regelung ersichtlich. Insbesondere würde die Einführung einer Mindestgröße ggf. die Teilnahmechancen von kleineren Projekten, die häufig von lokal verankerten Akteuren initiiert werden, gefährden, was dem Ziel der Aufrechterhaltung einer ausgewogenen Akteursstruktur entgegenstehen könnte. Davon unberührt ist allerdings eine De-minimis-Regel, die bestimmte kleine Anlagen von der Obliegenheit zur Teilnahme an der Ausschreibung zur Erlangung eines Vergütungsanspruchs freistellt.

[3] So wurde bspw. die im EEG 2012 vorgesehene Begrenzung der maximal vergütungsfähigen Projektgröße auf 10 MW bei PV-Freiflächenanlagen primär mit dem Ziel einer indirekten Mengensteuerung eingeführt.

Empfehlung

Abgesehen von De-minimis-Regeln hinsichtlich der Verpflichtung zur Teilnahme an der Ausschreibung wird die Einführung einer Mindestgröße nicht empfohlen. Eine, dann aber geringe, Mindestgröße kann allenfalls aus administrativen Gründen gerechtfertigt sein. Die Vorgabe einer maximalen Projektgröße wird grundsätzlich ebenfalls nicht empfohlen. Allenfalls in Abhängigkeit von den je technologiespezifischen Marktstrukturen wäre eine solche Maximalgröße zu erwägen, falls ansonsten negative Einflüsse auf die Akteursstruktur zu befürchten sind.

Implizite Steuerung des Planungsstatus der teilnehmenden Projekte

Über die zugestandenen Realisierungsfristen (siehe auch Abschnitt 3.2.3) lässt sich zudem implizit steuern, mit welchem Projektplanungsstatus sich ein Bieter in der Ausschreibung bewirbt, beispielsweise in der frühen Vorentwicklung („frühe Ausschreibung") oder mit weit entwickelten Projekten („späte Ausschreibung")[4].

Der Vorteil einer späten Ausschreibung mit kurzer Realisierungsfrist ist, dass die Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Projekte durch die erforderliche Vorentwicklung relativ hoch ist. Durch die kurze Realisierungsfrist lässt sich zudem das Ergebnis der Ausschreibungen schneller evaluieren. Nachteilig ist, dass Vorentwicklungskosten, die zudem im Rahmen der Ausschreibungen ggf. versunkene Kosten darstellen (siehe Box 1), Akteure abschrecken bzw. die Ausschreibung wirtschaftlich unattraktiv werden lassen und damit das Wettbewerbsniveau senken können.

Der Vorteil einer frühen Ausschreibung mit langer Realisierungsfrist besteht darin, dass Bieter zu einem frühen Projektplanungsstadium bereits Klarheit über die zu erwartende Förderhöhe haben. Dies ist insbesondere bei fremdfinanzierten Projekten von wesentlicher Bedeutung. Auch sind die versunkenen Kosten für Vorentwicklungen geringer. Der Nachteil ist, dass erst verzögert Informationen darüber vorliegen, ob Projekte tatsächlich realisiert werden und ob der Ausbaukorridor erreicht wird. Eine zeitnahe Evaluierung des Ausschreibungsdesigns ist daher schwierig. Zudem wird die Gefahr gesehen, dass sich Bieter ohne tatsächliche Realisierungsabsicht Förderberechtigungen sichern. Offensichtlich lassen sich derartige Strategien nur mit einer angemessenen hohen Pönalisierung der Nichtrealisierung verhindern, die allerdings aufgrund der Notwendigkeit einer Absicherungen z. B. durch Bürgschaften und Einpreisen des Pönalenrisikos ebenfalls Probleme mit sich bringt. Ein höheres Pönalenrisiko führt – in Abhängigkeit von der Frage der Übertragbarkeit von Förderberechtigungen (vgl. Abschnitt 3.2.3.3) – zu steigenden Risikoprämien und hat ggf. auch Auswirkungen auf die Akteursvielfalt, sofern das Pönalenrisiko für bestimmte Akteure abschreckend oder prohibitiv wirkt.

[4] Eine extreme Form von Anforderungen an den Status von Projekten, die zu einer Ausschreibung zugelassen werden, stellt der Vorschlag des sog. „Gebotsstufenmodells" dar. In diesem Modell dürfen nur bereits realisierte Projekte an der Ausschreibung teilnehmen. Eine knappe Erläuterung und erste Einschätzung zu diesem Modell findet sich in Box 2.

Empfehlung

Eine allgemeine Empfehlung zu der Frage, ob an der Ausschreibung eher weit entwickelte oder weniger weit entwickelte Projekte teilnehmen dürfen, kann nicht gegeben werden, zumal die Definition einer „frühen" bzw. „späten" Ausschreibung stark vom konkreten Marktumfeld und damit von der jeweils betrachteten Technologie abhängt. Insbesondere sind auch Wechselwirkungen mit anderen Ausgestaltungselementen zu beachten.

Box 2: Bewertung des sog. „Gebotsstufenmodells" als weitestgehende Form einer Anforderung an den erreichten Projektstatus

Modellbeschreibung

Das Modell entspricht einer Auktion mit maximaler materieller PQ am Ende der Projektentwicklungsphase (nach Realisierung), d.h. der Akteur muss erst realisieren, bevor er ein Gebot für seine Vergütung abgeben darf. Geboten werden Abschläge (hier: individuelle Degression) auf eine weiterhin hoheitlich festgelegte Vergütung. Diese Gebote können in diskreten Stufen abgegeben werden (daher der Name Gebotsstufenmodell). Somit ähnelt das Modell den Überlegungen zur Auktionierung der Zugangsrechte zum bestehenden Fördersystem (EEG-Zertifikate) – allerdings mit einer Verlagerung des „Auktionszeitpunkts" nach Inbetriebnahme der Anlage.

Eine Preisobergrenze (hier: generelle Degression) wird nach dem Prinzip des atmenden Deckels auf Basis der Gebote festgelegt, wobei zusätzlich eine hoheitliche Nachsteuerung über einen frei definierbaren Summanden möglich ist. Zuschlagsrisiken bestehen nicht. Durch die Gebotsabgabe nach Inbetriebnahme der Anlagen hat die Auktion keinen direkten Einfluss auf die Investitionsentscheidung für ein bestimmtes Projekt, für welches das Gebot abgegeben wurde.

Die Anreizkompatibilität wird über die Wartezeit auf den Vergütungsanspruch gewährleistet, wobei sich die Wartezeit durch die Mengenbegrenzung (Zubaukorridor) ergibt und von der individuellen Gebotsstufe abhängig ist. Der Zusammenhang zwischen Sollzubau, Istzubau, Gebotsstufe und Wartezeit wird durch eine von der auktionierenden Stelle festgelegte, für die Bieter transparente Formel beschrieben.

Bewertung des Modells

Die Ausgestaltung des Modells reflektiert eine grundsätzliche Skepsis gegenüber der erfolgreichen Anwendung von Auktionen im Bereich der Förderung erneuerbarer Energien. Diese Skepsis betrifft insbesondere die Erwartung fehlender Knappheit der Förderberechtigungen vor dem Hintergrund die Potenziale möglicherweise sogar übersteigender Ausbauziele, aber auch die Ausgestaltung der Auktion und den Aufwand für die auktionierende Stelle. Dementsprechend zielt das Modell im Gegensatz zu üblichen Auktionen nicht primär auf eine effiziente wettbewerbliche Allokationsentscheidung, sondern auf eine Beibehaltung bewährter Fördermechanismen des EEG, ergänzt um eine Zubau-Mengensteuerung und einzelne zumindest wettbewerbsähnliche Elemente bei der Förderhöhenbestimmung.

Fortsetzung auf nächster Seite

Das Modell beschreibt dementsprechend keine Auktion im eigentlichen Sinne, da keine Auswahl zwischen Projekten getroffen wird, sondern alle Projekte bezuschlagt werden und nur in begrenztem Maße eine wettbewerbliche Preissetzung erfolgt. Wettbewerb entsteht nur mittelbar, indem in Situationen mit Knappheit von Vergütungsansprüchen das Risiko von Wartezeiten/der Notwendigkeit zum Gebot in höhere Gebotsstufen bestehen könnte, was ggf. Anlagen an der Wirtschaftlichkeitsgrenze von der Errichtung abhalten könnte.

Es erscheint daher nicht sicher, dass das Modell die Anforderungen der Beihilfeleitlinien erfüllen würde. Diese verlangen, dass nicht alle Bieter einen Zuschlag erhalten, dieses Kriterium wird von dem Modell nicht erfüllt. Allerdings könnte aussichtsreich erscheinen, mit der teilweisen Analogie zum von der EU notifizierten niederländischen Fördersystem SDE+ eine solche Kompatibilität zu argumentieren.

Geht man – anders als die Autoren des Modells – von grundsätzlich möglicher und nicht unwahrscheinlicher Knappheit der Förderberechtigungen aus, erscheint das Modell unter den Gesichtspunkten der Effizienz und der Planungssicherheit für Investoren nicht präferiert.

- Das Modell führt zumindest unmittelbar nicht zu effizienten Allokationsentscheidungen bzgl. der Auswahl der kostengünstigsten Projekte, da zum Zeitpunkt der Auktion keine Freiheitsgrade bzgl. Investitionsentscheidung bzw. der Ausgestaltung des Projektes existieren. Die effiziente Allokation wird maximal indirekt angereizt, indem im Optimalfall langfristig nur kostengünstige Projekte eine auskömmliche Vergütung im Rahmen der Ausschreibung erwarten können. Dabei wird ein Teil der in der Auktion offenbar werdenden Komplexität auf die Akteure verlagert, deren Realisierungsentscheidung nicht nur auf Basis der eigenen Kosten, sondern auf Basis einer Einschätzung des gesamten Marktumfelds erfolgen muss. Wahrscheinlicher erscheint allerdings ein für alle Akteure vorteilhaftes Einpendeln des Zubaus im Bereich des Mengenziels (v. a. durch implizite Koordination der Akteure z. B. über von den Autoren des Modells selbst vorgeschlagene Modelle wie BImschG-Register), in dem dann Zugang zur Förderung weitgehend unabhängig von der relativen Wirtschaftlichkeit des einzelnen Projekts besteht. Zwar ist auch in einem klassischen Auktionssystem eine gewisse implizite Koordinierung der Akteure wahrscheinlich, diese dürfte jedoch weniger stark ausfallen, da Bieter über ihren Gebotspreis ihre Zuschlagswahrscheinlichkeit steuern.
- Ein Akteur mit einem realisierten teuren Projekt oder einem Projekt mit relativ geringem Ertrag (an einem schlechten Standort) hat die Wahl zwischen einem Gebot unter seinen Kosten oder einer Wartezeit, die seine Rendite ebenso in ggf. erheblichem Maße schmälert. Bei Beginn der Projektentwicklung sind weder die Wartezeit noch die Degression gut prognostizierbar. Diese Risiken sind somit für die Akteure unproduktiv und können erhebliche Finanzierungsrisiken bedeuten.

Fortsetzung auf nächster Seite

- Ein Akteur mit einem realisierten günstigen Projekt bzw. hohem Ertrag hat hingegen die Möglichkeit, einen Preisaufschlag (d.h. eine Vergütung oberhalb seiner Vollkosten) durchzusetzen, da dadurch seine Zuschlagswahrscheinlichkeit nicht beeinflusst wird. Der Preisaufschlag kann so hoch gewählt werden, bis das Projekt in eine Gebotsstufe rutscht, die mit Wartezeit belegt ist bzw. bis die Kosten für die Wartezeit größer sind als der zusätzliche Erlös aus dem Preisaufschlag. Ggf. akzeptanzschwächende Mitnahmeeffekte sind damit ausgeprägter als bei einer Auktion mit begrenzter Zuschlagswahrscheinlichkeit, wo ein Gebot über den eigenen Kosten zumindest ein Zuschlagsrisiko bedeutet.
- Die Rolle des Staates in der Festlegung von Förderhöhen bleibt – durch die von den Autoren bewusst hervorgehobenen frei definierbaren Einflussgrößen – erheblich größer als bei einer eigentlichen Auktion. Dies könnte wesentliche Nachteile der hoheitlichen Festlegung in der Vergangenheit perpetuieren und die langfristige Akzeptanz für das Förderregime schwächen.
- Die Ausgestaltung der generellen und der individuellen Degression dürfte Risiken für kollusives Verhalten bergen, da durch geeignete Koordination der Akteure das Wettbewerbsniveau langfristig gesteuert werden kann und somit erheblicher Einfluss auf die realisierbaren Vergütungshöhen genommen werden kann.

Als erwägenswert erscheint das Modell v. a. dann, wenn Knappheit der Förderberechtigungen mit hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann (und dementsprechend auch aus Akteurssicht Wartezeiten/niedrigere Gebotsstufen kein erhebliches Risiko darstellen), gleichzeitig aus Gründen der EU-Kompatibilität eine Beibehaltung des bisherigen Fördersystems ggf. ergänzt um mengensteuernde Komponenten ausscheidet.

- In einem solchen Szenario, in dem eine Auktion aus ökonomischen Gründen ohnehin grundsätzlich nicht angeraten erscheint, kann das Gebotsstufenmodell vermutlich den mit der Auktionsdurchführung verbundenen Transaktionsaufwand verringern und von den Bietern einzupreisende Risiken reduzieren.
- Entfallen würden in diesem Zusammenhang auch die auktionsspezifischen Parametersetzungen und damit verbundene Parametrierungsrisiken. Dem gegenüber zu stellen sind allerdings die verbleibenden Risiken der hoheitlichen Preisfestlegung. Gerade in Situationen ohne Knappheit der Förderberechtigungen ist ein Unterschreiten des Ausbauziels nicht unwahrscheinlich. Als Reaktion darauf wäre eine hoheitliche Anpassung der Förderhöhe in der niedrigsten Gebotsstufe notwendig. Die Höhe der mit den Ausbauzielen kompatiblen und Mitnahmeeffekte vermeidenden Anpassung ist jedoch schwierig zu bestimmen. Gerade mit Blick auf die Vorlaufzeiten für die Projektentwicklung mindestens bei Wind an Land ergeben sich hier ähnliche Probleme wie beim atmenden Deckel, insbesondere die Gefahr von Schweinezyklen.

Fortsetzung auf nächster Seite

Als erwägenswert erscheint das Modell v. a. dann, wenn Knappheit der Förderberechtigungen mit hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann (und dementsprechend auch aus Akteurssicht Wartezeiten/niedrigere Gebotsstufen kein erhebliches Risiko darstellen), gleichzeitig aus Gründen der EU-Kompatibilität eine Beibehaltung des bisherigen Fördersystems ggf. ergänzt um mengensteuernde Komponenten ausscheidet.

- In einem solchen Szenario, in dem eine Auktion aus ökonomischen Gründen ohnehin grundsätzlich nicht angeraten erscheint, kann das Gebotsstufenmodell vermutlich den mit der Auktionsdurchführung verbundenen Transaktionsaufwand verringern und von den Bietern einzupreisende Risiken reduzieren.
- Entfallen würden in diesem Zusammenhang auch die auktionsspezifischen Parametersetzungen und damit verbundene Parametrierungsrisiken. Dem gegenüber zu stellen sind allerdings die verbleibenden Risiken der hoheitlichen Preisfestlegung. Gerade in Situationen ohne Knappheit der Förderberechtigungen ist ein Unterschreiten des Ausbauziels nicht unwahrscheinlich. Als Reaktion darauf wäre eine hoheitliche Anpassung der Förderhöhe in der niedrigsten Gebotsstufe notwendig. Die Höhe der mit den Ausbauzielen kompatiblen und Mitnahmeeffekte vermeidenden Anpassung ist jedoch schwierig zu bestimmen. Gerade mit Blick auf die Vorlaufzeiten für die Projektentwicklung mindestens bei Wind an Land ergeben sich hier ähnliche Probleme wie beim atmenden Deckel, insbesondere die Gefahr von Schweinezyklen.
- Neben einer Situation ohne Knappheit von Förderberechtigungen kann das Gebotsstufenmodell ggf. auch für Sparten erwogen werden, in denen z. B. aufgrund fehlender Vertrautheit der Akteure mit der Materie die Durchführung einer Auktion schwierig erscheint, gleichzeitig jedoch die Beurteilung der Vorteilhaftigkeit von Projekten nicht ausschließlich nach monetären Kriterien im Sinne eines homo oeconomicus erfolgt. Ggf. könnte z. B. in dem stark durch private Investoren geprägten Segment der PV-Dachanlagen der sichere Zugang zum Fördersystem deutlich höher gewichtet werden als ökonomische Risiken durch Wartezeiten. Auch könnte sich ggf. die Problematik von Wettbewerbsverzerrungen durch Selbstverbrauchsanteile in einem ohnehin nicht auf eine wettbewerbliche Allokationsentscheidung zielenden System als einfacher akzeptierbar erweisen. Allerdings lässt sich unter diesen Umständen auch die Fortführung des momentanen, hoheitlich bestimmten Vergütungssystems mit atmendem Deckel argumentieren, das den Akteuren mehr Planungssicherheit bietet und einen erneuten Systemwechsel vermeidet. Generell erscheint fraglich, ob sich das PV-Dachanlagensegment mit mehreren Zehntausend Anlagen pro Jahr als "Testkandidat" für das Gebotsstufenmodell eignet.

3.2.2 Ausschreibungsverfahren

3.2.2.1 Wie oft finden Ausschreibungsrunden statt?

Bei der Umstellung auf ein Ausschreibungsmodell stellt sich die Frage, wie häufig Ausschreibungen durchgeführt werden. Bei der Festlegung der Ausschreibungszyklen ist abzuwägen zwischen dem Aufwand, der mit einer Ausschreibungsrunde für die ausschreibende Stelle und Bieter einhergeht, der Kontinuität des Geschäfts für Projektentwickler und der Planungssicherheit für alle Beteiligten. Außerdem hat die Ausschreibungsfrequenz einen Einfluss auf den Wettbewerb und die Möglichkeit zu kollusivem Verhalten, d. h. (i. d. R. implizite) Absprachen zwischen den Ausschreibungsteilnehmern.

Grundsätzlich muss eine Kontinuität der Ausschreibungen sichergestellt werden, um „Stop-and-Go"-Phasen zu vermeiden und langfristige Planungssicherheit für Marktakteure zu ermöglichen. Dazu gehört auch eine frühzeitige Kommunikation des Zeitplans und der grundlegenden Anforderungen an die Gebote. Die Frequenz sollte dabei in einem sinnvollen Verhältnis zum jährlich ausgeschriebenen Volumen und zur Projektentwicklungs- und Realisierungsdauer stehen.

Eine hohe Frequenz führt zu einer größeren Kontinuität des Geschäfts für Projektentwickler und Hersteller und erhöht die Planungssicherheit für alle Beteiligten. Dies kommt insbesondere kleineren Unternehmen (mit kleineren bzw. weniger Projekten) zugute, da sie größere zeitliche Abstände zwischen den Ausschreibungen schwieriger überbrücken können, und fördert somit die Akteursvielfalt. Da Genehmigungen zudem nach einer Zeit erlöschen und Flächennutzungsverträge auslaufen, können Bieter sich bei einer hohen Frequenz häufiger mit dem gleichen Projekt an Ausschreibungen beteiligen. Durch eine höhere Anzahl von Runden pro Jahr können außerdem am Anfang schneller Erfahrungen zum Ausschreibungsdesign gesammelt werden, was eine schnellere Nachjustierung bei Problemen ermöglicht. Ist es unterlegenen Bietern erlaubt, erneut an kommenden Ausschreibungsrunden teilzunehmen, haben sie bei einer hohen Frequenz die Möglichkeit, zeitnah doch noch einen Zuschlag zu erhalten.

Die Durchführung mehrerer Ausschreibungen pro Jahr hat jedoch auch Nachteile. So steigert eine höhere Frequenz von Ausschreibungen tendenziell das Risiko von strategischem Bieterverhalten. Gebote können in einer Ausschreibungsrunde bewusst zurückgehalten werden, um einen höheren Preis zu erzielen. Manche Marktakteure können bspw. hochpreisige Gebote auf mehrere Ausschreibungsrunden aufteilen und so die Chance erhöhen, einen Zuschlag für ihre Projekte zu erhalten, da der Wettbewerb in den einzelnen Ausschreibungsrunden jedenfalls ceteris paribus geringer ist. Die Durchführung mehrerer Ausschreibungsrunden birgt auch die verstärkte Gefahr von Kollusion. Strategisches Bieten und Kollusion beeinflussen die Wettbewerbsintensität und führen letztendlich zu höheren Förderkosten. Ein weiterer Nachteil sind die höheren Transaktionskosten, die mit häufigeren Ausschreibungsrunden einhergehen. Transaktionskosten entstehen bspw. jeweils bei der Erstellung der Ausschreibungsdokumente, dem Prüfen der Präqualifikation durch die ausschreibende Stelle und der Überprüfung bzw. Anpassung des Höchstpreises.

Die Nachteile einer hohen Frequenz von Ausschreibungen spiegeln sich direkt in den wesentlichen Vorteilen einer niedrigen Frequenz wider. Sie erhöht tendenziell den Wettbewerb pro Ausschreibungsrunde, verringert die Gefahr kollusiven Verhaltens und senkt den administrativen Aufwand für die ausschreibende Stelle. Allerdings birgt sie für Projektentwickler und Hersteller die Gefahr einer diskontinuierlichen Geschäftsentwicklung („Stop-and-Go").

Empfehlung
Eine allgemeine Empfehlung über die Anzahl der Ausschreibungen pro Jahr kann nicht gegeben werden, da sowohl die jährlich ausgeschriebenen Volumina als auch insbesondere die Projektentwicklungs- und Realisierungsdauer der Projekte technologiespezifisch sehr unterschiedlich sind. In der Tendenz erscheint anfänglich eine moderat höhere Frequenz der Ausschreibung sinnvoll, um einen Fadenriss zu vermeiden und eine schnellere Evaluierbarkeit zu ermöglichen, sofern die erhöhte Gefahr kollusiven Verhaltens dem nicht entgegensteht.

3.2.2.2 Wie hoch ist das ausgeschriebene Volumen pro Ausschreibungsrunde?

Das Volumen einer Ausschreibungsrunde wird im Voraus einer Ausschreibung festgelegt und hängt maßgeblich von den festgelegten Ausbauzielen, der Häufigkeit der Ausschreibungen und der zu erwartenden Nichtrealisierungsquote ab. Internationale Erfahrungen zeigen, dass nicht alle bezuschlagten Projekte realisiert werden. Um die Wahrscheinlichkeit zu erhöhen, dass der Zubaukorridor erreicht wird, kann die in einer Ausschreibungsrunde ausgeschriebene Menge um einen Nichtrealisierungsfaktor erhöht werden. Das ausgeschriebene Volumen liegt dann über dem im Zielkorridor angestrebten Volumen. Die Höhe des Nichtrealisierungsfaktors hängt von der erwarteten Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Gebote ab, die ihrerseits unter anderem von der Ausgestaltung der Teilnahmebedingungen (insb. Präqualifikation und Pönalen) abhängt.

Da zu Beginn der Einführung von Ausschreibungen keine Erfahrungswerte hinsichtlich der Realisierungsrate der bezuschlagten Projekte vorliegen, eine 100-%-ige Realisierungsquote aber unrealistisch erscheint, kann für die meisten Technologien eine Anhebung des Ausschreibungsvolumens über das Zielvolumen erwogen werden, wobei langfristig Ausschreibungsvolumen und Realisierungsquote aufeinander abzustimmen sind (z. B. könnte so eine ggf. befürchtete Überschreitung des Zielkorridors durch die Anpassung in den folgenden Jahren sukzessive ausgeglichen werden).

Ein Nachteil eines höheren Ausschreibungsvolumens ist die potenziell geringere Wettbewerbsintensität. Dies ist insbesondere relevant, wenn zu wenige Gebote eingereicht werden, d. h. mangelnde Nachfrage nach Förderberechtigungen besteht. In der Folge würden auch teure Gebote mit hohen Erzeugungskosten oder Produzentenrenten den Zuschlag erhalten. Falls bei einem höheren Ausschreibungsvolumen alle bezuschlagten Projekte realisiert werden, kann es zudem zu einer Zielüberfüllung mit höheren Kosten kommen. In welchem Umfang eine Anhebung des Gebotsvolumens über das Zielvolumen hinaus unter Wettbewerbsgesichtspunkten sinnvoll ist, lässt sich nur anhand des konkreten Marktumfelds und der jeweils betrachteten Technologie bewerten.

Das Ausschreibungsvolumen in den jeweiligen Ausschreibungsrunden hängt zudem mit der Frequenz zusammen, mit der Ausschreibungen stattfinden. Grundsätzlich sollten Ausschreibungsvolumen und Ausschreibungszyklen im sinnvollen Verhältnis zueinander stehen, um den administrativen Aufwand wie Erstellung der Ausschreibungsdokumente, Prüfung der Präqualifikation etc. für die ausschreibende Stelle und Bieter pro Runde und insgesamt zu begrenzen.

Nach Evaluierung der ersten Ausschreibungsrunden sollte die Realisierungsrate der bezuschlagten Projekte als Richtschnur für das Ausschreibungsvolumen in den folgenden Jahren verwendet werden. Dabei sollte der ausschreibenden Stelle jedoch genügend Flexibilität gegeben werden, um die einzelnen Ausschreibungsrunden individuell anzupassen und ggf. auf die in den vorigen Ausschreibungsrunden erzielten Ergebnisse (Gebotsvolumen und -höhe) zu reagieren. So kann das Risiko von mangelnder Wettbewerbsintensität und strategischem Bieterverhalten vermindert werden. Eine automatische Anpassung des Ausschreibungsvolumens zwischen verschiedenen Ausschreibungsrunden anhand einer Nachfragefunktion erscheint angesichts der begrenzten verfügbaren Informationen als zu komplex, könnte aber gegebenenfalls weiter diskutiert werden.

Empfehlung
Es wird bei der Einführung von Ausschreibungen eine Berücksichtigung der vermutlich nicht vollständigen Projektrealisierungsquote durch Anhebung des Auktionsvolumens über das Zielvolumen empfohlen, zumindest wenn die Nichtrealisierungsquote als signifikant erachtet wird. Eine allgemeine Empfehlung zur Dimensionierung eines solchen Nichtrealisierungsfaktors kann nicht gegeben werden, da dieser vom konkreten Marktumfeld und der jeweils ausgeschriebenen Technologie sowie weiteren ggf. technologiespezifisch unterschiedlich ausgestalteten Ausschreibungselementen abhängt. Die tatsächlich erreichten Realisierungsraten, die nach den ersten Ausschreibungsrunden und Ablauf der jeweiligen Realisierungsfristen evaluiert werden können, sollten als Richtschnur für das Ausschreibungsvolumen in den späteren Ausschreibungen dienen. Auf eine automatische Anpassung der jeweiligen Auktionsrunden sollte jedoch verzichtet werden, um negative Auswirkungen auf das Auktionsergebnis zu minimieren.

3.2.2.3 Gibt es einen Höchstpreis?

Ein Höchstpreis legt die maximal zugelassene Gebotshöhe fest. Mit einem Höchstpreis (auch Reservationspreis genannt) können überteuerte Gebote ausgeschlossen werden, insbesondere, wenn nur geringer Wettbewerb erwartet wird. Die maximalen Gesamtförderkosten werden damit kalkulierbar. Des Weiteren ist der Höchstpreis eine Möglichkeit, Anreize für strategische Wettbewerbsreduktion in Ausschreibungen zugunsten hoher Zuschlagspreise abzuschwächen. Zu den Nachteilen eines Höchstpreises gehört, dass er bei einer statischen Ausschreibung Bietern einen Hinweis darauf geben kann, dass die ausschreibende Stelle fehlende Knappheit (d. h. fehlenden Wettbewerb) erwartet. So könnten Bieter veranlasst werden, sich mit ihren Geboten am Höchstpreis zu orientieren und nicht an ihren realen Kosten, so dass das Preissignal der Ausschreibung verzerrt wird. Dies gilt nur, sofern der

Höchstpreis veröffentlicht wird. Darüber hinaus können Reservationspreise dazu führen, dass ein Ausschreibungsergebnis u. U. nicht „markträumend" ist. Das bedeutet, dass die ausgeschriebene Menge nicht vollständig durch entsprechende Gebote abgedeckt wird. Dies wäre insbesondere dann der Fall, wenn der Höchstpreis zu niedrig angesetzt wird. Für die ausschreibende Stelle bedeuten die Ermittlung eines angemessenen Höchstpreises und dessen regelmäßige Anpassung zudem einen gewissen administrativen Aufwand.

Bei der Ausgestaltung eines Höchstpreises stellt sich auch die Frage, ob er veröffentlicht oder geheim gehalten werden soll. Die Veröffentlichung des Höchstpreises vermeidet Gebote, die lediglich wegen ihrer Gebotshöhe ungültig sind, und verschafft Bietern Planungssicherheit. Durch erhöhte Transparenz steigt die Akzeptanz der Ausschreibung und es werden Informationsasymmetrien bei den Bietern vermieden. Bei wiederholten Ausschreibungsrunden können sich die Bieter zudem auf die Erfahrungswerte der anderen Ausschreibungen beziehen und auch einen geheimen Höchstpreis gut abschätzen. Ein Nachteil eines veröffentlichten Höchstpreises bei einer statischen Ausschreibung ist, wie bereits erwähnt, dass er wettbewerbliche Preisfindung schwächen kann, sofern sich Bieter mit ihren Geboten am Höchstpreis orientieren. Dies ist dann aber Ergebnis eines ohnehin niedrigen Wettbewerbs.

Der Höchstpreis sollte in jedem Fall der wettbewerblichen Preisbildung ausreichend Spielraum lassen und darf deswegen nicht zu niedrig gewählt sein. Im Regelfall darf der Höchstpreis nicht bindend werden, d. h. es sollten in der Regel in ausreichendem Umfang Gebote unterhalb des Höchstpreises vorliegen. Im Fall einer bindenden Begrenzung der Zuschläge durch den Höchstpreis sollten Marktumfeld und Ausschreibungsverfahren kritisch geprüft werden.

Empfehlung
Die Einführung eines veröffentlichten Höchstpreises wird empfohlen, da damit die maximalen Förderkosten gesteuert werden können. Die konkrete Höhe des Höchstpreises lässt sich jedoch nur aus dem konkreten Marktumfeld und somit in Abhängigkeit von der jeweils ausgeschriebenen Technologie festlegen. Bei der Festlegung ist zu beachten, dass regelmäßig in ausreichendem Umfang Gebote unterhalb des Höchstpreises vorliegen, der Höchstpreis im Regelfall also nicht bindend ist.

3.2.2.4 Gibt es einen Mindestpreis?

Ein Mindestpreis legt die mindestens zu bietende Gebotshöhe fest. Ein Mindestpreis kann unter Umständen Gebote verhindern, die (unbeabsichtigt) unter den Stromgestehungskosten liegen, wenn diese vom Bieter fälschlicherweise zu niedrig eingeschätzt wurden. Solche Gebote hätten eine sehr geringe Realisierungswahrscheinlichkeit und könnten im Extremfall sogar Ausschreibungsmengen blockieren, da sich die Bieter trotz gewonnenen Zuschlags letztendlich gegen eine Realisierung entscheiden könnten. Ob und in welchem Umfang dies auftritt, hängt unter anderem von den mit einer Nicht-Realisierung verbundenen Strafen / Pönalen ab (siehe auch Abschnitt 3.2.3).

Außerdem kann ein Mindestpreis strategisches Unterbieten (sogenanntes „Underbidding") begrenzen. Im Fall von Underbidding bieten Marktteilnehmer Projekte unter den erwarteten Gestehungskosten an, um ihre Marktposition und Marktmacht zu sichern oder auszubauen. Die entstehenden Verluste werden in Erwartung zukünftiger Gewinne in Kauf genommen. Bei dieser Art des strategischen Verhaltens würden insbesondere kleinere Akteure, die keine Möglichkeit zu einer solchen „Quersubventionierung" haben, benachteiligt.

Ein zu hoch angesetzter Mindestpreis kann dazu führen, dass die Preise der bezuschlagten Gebote höher ausfallen als ohne Mindestpreis. Die wahren Gestehungskosten werden nicht aufgedeckt, die Gesamtförderkosten der Ausschreibung steigen und es kommt ggf. nicht zu einer effizienten Allokation. Das Preissignal der Ausschreibung wird verzerrt. Hinzu kommt der administrative Aufwand, um einen geeigneten Mindestpreis zu ermitteln. Ein weiterer Nachteil ist, dass ein Mindestpreis zu einer Art „Entmündigung" der Bieter führt: Die Grundidee einer Ausschreibung, dass Ausschreibungsteilnehmer besser über standortabhängige Kosten- und Erlöspotentiale informiert sind als eine zentrale Instanz, wird durch die zentrale Festlegung eines Mindestpreises konterkariert.

Empfehlung
Es wird empfohlen, bei den Ausschreibungen keinen Mindestpreis vorzusehen, da bei den ausgeschriebenen Technologien davon auszugehen ist, dass die Bieter hinreichend gute Kenntnisse über die Kosten einer Projektrealisierung besitzen.

3.2.2.5 Wie werden Gebote bewertet?

Bieter reichen Gebote auf das ausgeschriebene Gut ein, die einen Preis, d. h. ihre geforderte Vergütung (bzw. den anzulegenden Wert im Falle der gleitenden Marktprämie), enthalten. In einer Ausschreibung kann die Zuschlagsentscheidung entweder ausschließlich preisbasiert erfolgen oder es können weitere Bewertungskriterien wie ökologische, industriepolitische oder netzbezogene Kriterien in eine multikriterielle Bewertung mit einbezogen werden. In einer rein preisbasierten Ausschreibung werden etwaige diesbezügliche Anforderungen bereits über die Qualifikationsanforderungen geregelt und sind nicht Teil der Gebotsbewertung.

Eine ausschließlich preisbasierte Bewertung hat den Vorteil, dass lediglich die Gebote mit den niedrigsten Fördersätzen den Zuschlag erhalten. Preisbasierte Zuschläge erfüllen das Hauptziel der Ausschreibung, nämlich die Auswahl von Projekten, die zum kostengünstigsten Ausbau von erneuerbaren Energien führt. Ein weiterer Vorteil preisbasierter Ausschreibungen ist die geringe Komplexität der Zuschlagsentscheidung und damit einhergehend ein reduzierter administrativer Aufwand. Zudem ist eine Bezuschlagung auf Basis der Gebotspreise die Variante, die für alle Akteure am leichtesten nachvollziehbar ist.

Nachteil einer rein preisbasierten Ausschreibung ist, dass weitere Ziele der Ausschreibung, wie etwa eine schnelle Umsetzung der Projekte, eine große Akteursvielfalt, ein regional ausgewogener Zubau

oder die Einhaltung von Umweltaspekten, nur über die Ausgestaltung von Qualifikationsanforderungen oder andere Ausgestaltungselemente der Ausschreibung (z. B. Kontingente, siehe Abschnitt 3.2.2.6 gesteuert werden können oder über Maßnahmen außerhalb des Ausschreibungssystems (z. B. Flächenausweisung der Gemeinden, Anforderungen an Bürgerbeteiligung). Sofern dies zu sehr weitreichenden Präqualifikationsanforderungen führt, kann dies zur Folge haben, dass potentielle Anbieter hierdurch abgeschreckt bzw. ausgeschlossen werden und sich die Angebotsmenge insgesamt reduziert.

Die Definition weiterer Zuschlagskriterien hätte daher den Vorteil, dass die Gebote differenzierter hinsichtlich der Erfüllung weiterer Ziele der Ausschreibung im Rahmen der Zuschlagserteilung geprüft werden könnten. Im Gegenzug könnten die Präqualifikationsanforderungen weniger restriktiv ausgestaltet werden und damit die Anzahl potentieller Bieter steigen. Gegenüber rein preisbasierten Ausschreibungen haben Ausschreibungen mit zusätzlichen Bewertungskriterien den Nachteil, dass die bezuschlagten Projekte in der Summe höhere Förderkosten verursachen. Außerdem steigen mit der Zahl der Bewertungskriterien auch die Komplexität der Ausschreibung und der administrative Aufwand für die ausschreibende Stelle und die Bieter. Manche Zielkriterien, wie etwa die Systemkosten oder die lokale Akzeptanz einer Anlage, sind zudem kaum objektiv zu bewerten.

Empfehlung
Aufgrund der geringeren Komplexität und der höheren Effizienz ist ein rein preisbasiertes Bewertungssystem vorzuziehen. Es wären allenfalls spartenspezifisch begründete Ausnahmen oder, sofern erforderlich, kontingentierte Ausschreibungen denkbar.

3.2.2.6 Wie wird in der Ausschreibung mit unterschiedlichen Bieterklassen umgegangen?

Homogenisierung von Bieterklassen

Die Homogenisierung von Bieterklassen bedeutet, dass Gebote von Bieterklassen mit unterschiedlichen Kosten- und Ertragserwartungen vor der Ausschreibung systematisch auf Augenhöhe gebracht werden. Dies führt zu einer flacheren Gebotskurve, d. h. homogenen Geboten, wobei eine vollständige Homogenisierung eine waagrechte Gebotskurve induziert.

Für eine adäquate Umsetzung der Homogenisierung, beispielsweise bei Windenergie an Land durch eine entsprechende Anpassung des Referenzertragsmodells, sind detaillierte Informationen über die Kosten- und Ertragsstrukturen der Bieterklassen notwendig. Außerdem sollte sichergestellt werden, dass die Homogenisierung keine Verzerrungen oder Benachteiligungen von effizienten Geboten nach sich zieht. Hierzu sei bemerkt, dass eine effizienzsichernde Homogenisierung – also eine nicht vollständige – die erwarteten Gesamtförderkosten reduziert, was ein zentrales Argument für die Homogenisierung darstellt. Dies setzt allerdings die zuvor erwähnten genauen Kenntnisse der Kosten- und Ertrags-strukturen voraus, um das Referenzertragsmodell nur soweit zu homogenisieren, dass die Effizienz (gerade) noch sichergestellt wird. Sollen jedoch durch die Homogenisierung die Zuschlagschancen schwacher Bieter erhöht werden, muss stärker als effizienzsichernd homogenisiert werden,

was zwangsläufig zu ineffizienten Ergebnissen führen kann. Wie sich dies auf die Gesamtförderkosten auswirkt, hängt vom Grad der Homogenisierung und der Ineffizienz ab. Neben dem Risiko ineffizienter Ausschreibungsergebnisse ist ein weiterer Nachteil der (vollständigen) Homogenisierung des zweistufigen Referenzertragsmodells, dass bei wettbewerblicher Preisbestimmung die schwachen Bieter höhere Gewinne erwarten dürfen als die stärkeren Bieter (Paradox der Umkehrung der Wind-fall-Profits).Zudem sollte vermieden werden, dass Bieter die Homogenisierung durch die Wahl ihrer Gebotshöhen beeinflussen können, da somit Anreize zu unerwünschtem strategischen Verhalten gesetzt werden.

Kontingentierte Ausschreibung

In einer kontingentierten Ausschreibung wird ein Teil des Ausschreibungsvolumens (Kontingent) nur für eine bestimmte Bietergruppe vorgesehen.

Die Kontingentierung greift dann, wenn die Bietergruppe im Gesamtwettbewerb weniger Zuschläge als das vorgesehene Kontingent erhält. Dadurch kann gewährleistet werden, dass diese Bietergruppe – falls nötig – unabhängig vom Gesamtwettbewerb bezuschlagt wird. Andernfalls tritt auch die bevorzugte Bietergruppe in den allgemeinen Wettbewerb.

Zum einen können so schwache Bieter geschützt werden, zum anderen besteht die Möglichkeit, weitere Kriterien der Mengensteuerung (z. B. Regionalisierung) umzusetzen. Gleichzeitig wird gewährleistet, dass auch die bevorzugten Bietergruppen am wettbewerblichen Marktmechanismus teilnehmen müssen.

Ein Nachteil der Kontingentierung ist ein höherer zu erwartender (durchschnittlicher) Zuschlagspreis für die bevorzugte Bietergruppe. Zudem besteht ein erhöhtes Risiko für kollusives Verhalten. Dieses Risiko wird bei Uniform-pricing (siehe 3.2.2.7) zusätzlich verschärft, insbesondere bei unterschiedlichen Maximalpreisen.

Empfehlung
Weisen Bieterklassen große Unterschiede auf, so kann spartenspezifisch begründet eine Homogenisierung der Bieterklassen oder eine kontingentierte Ausschreibung eingeführt werden. In diesem Fall besteht aber ein höheres Risiko für ineffiziente Auktionsergebnisse. Außerdem sollten Anreize für unerwünschtes strategisches Verhalten vermieden werden, etwa durch die Wahl der Pay-as-bid-Preisregel.

3.2.2.7 Wie kommt der Zuschlagspreis in einer Ausschreibung zustande (Preisregel)?

Nach Eingangsschluss prüft die ausschreibende Stelle, ob die Gebote die Präqualifikationsanforderungen erfüllen. Die Gebote, die die Präqualifikationen nicht erfüllen, werden von der Ausschreibung ausgeschlossen. Die zugelassenen Gebote, die die Präqualifikationsanforderungen erfüllen, werden anschließend nach dem Preis sortiert. Für die Bezuschlagung und Preisbestimmung gibt es zwei grundsätzlich unterschiedliche Ansätze.

Bei der statischen („Sealed-bid") Ausschreibung mit der so genannten „Pay-as-bid-Preisregel" erhalten die bezuschlagten Bieter eine Förderung in der Höhe ihres Gebots, d. h. es wird gezahlt, was geboten wurde. Die Reihenfolge der Zuschläge entspricht der Höhe der Gebote, d. h. beginnend vom niedrigsten Gebot werden weitere, höhere Gebote bezuschlagt, bis das Ausschreibungsvolumen gedeckt ist. Der Ansatz ist leicht nachzuvollziehen, wird von den Ausschreibungsteilnehmern wie auch der Öffentlichkeit meist als „fair" empfunden und genießt somit hohe Akzeptanz. Allerdings führt diese Preisregel zu unterschiedlichen Zuschlagspreisen und daher zu unterschiedlichen Fördersätzen, was zu erhöhten Transaktionskosten für die Stelle führt, die die Förderung auszahlt (d. h. im konkreten Fall die Netzbetreiber). Ferner setzt diese Preisregel einen Anreiz, Gebote abzugeben, die über den wahren Kosten eines Bieters liegen, wobei in die Kalkulation dieser „Übertreibung" durch einen Bieter seine Einschätzung des Wettbewerbsniveaus eingeht. Dies kann zu einer ineffizienten Allokation führen.

Alternativ kann die Einheitspreisregel („Uniform-pricing" oder „Pay-as-cleared") angewendet werden. Wie zuvor werden die Gebote mit den niedrigsten Vergütungssätzen bezuschlagt, bis das ausgeschriebene Volumen gedeckt ist. Dann werden jedoch alle bezuschlagten Gebote mit demselben Preis vergütet, wobei grundsätzlich zwei Varianten Anwendung finden können: Entweder wird der einheitliche Zuschlagspreis durch das höchste (teuerste) noch bezuschlagte Gebot oder durch das niedrigste (billigste) nicht bezuschlagte Gebot bestimmt. Letztere Regel sorgt dafür, dass die Einheitspreisausschreibung anreizkompatibel für einen Ein-Projekt-Bieter ist, der plant, mit seinem Projekt genau an einer Ausschreibung und für den Fall der Nichtbezuschlagung an keiner weiteren Ausschreibung teilzunehmen. Diese Ein-Projekt-Bieter - und zwar unabhängig von den Strategien der anderen Bieter – haben einen Anreiz, ihre tatsächlichen Stromgestehungskosten zu bieten, da ein bezuschlagtes Gebot niemals preisbestimmend ist. Ein höherer Gebotspreis als ihre Stromgestehungskosten würde somit lediglich die eigene Zuschlagswahrscheinlichkeit verringern, im Gegenzug aber nicht die zu erwartenden Vergütung erhöhen. Für Bieter mit mehreren Projekten besteht in beiden Varianten der Einheitspreisregel grundsätzlich der Anreiz, Gebote zu Gunsten eines hohen einheitlichen Zuschlagspreises zu übertreiben, damit ihre bezuschlagten Gebote von dem höheren Einheitspreis profitieren. Wie stark dieser Anreiz ist, hängt allerdings maßgeblich vom Wettbewerb ab. Je höher der Wettbewerb, desto weniger bedeutsam wird der Anreiz zu strategischem Bieterverhalten.

Die grundsätzlichen Vor- und Nachteile bei Pay-as-bid- und Uniform-pricing in Mehrgüterausschreibungen mit Multi-Projektbietern und wiederholter Durchführung der Ausschreibung bleiben auch bei Homogenisierung und Kontingentierung (vgl. Abschnitt 3.2.2.6) bestehen. Dabei ist vor allem zu beachten, dass Uniform-pricing zu einem höheren Risiko unerwünschten strategischen Verhaltens als Pay-as-bid Pricing führt, insbesondere bei einer Kontingentierung mit unterschiedlichen Maximalpreisen. Sowohl bei Homogenisierung als auch bei Kontingentierung empfehlen wir daher Pay-as-bid Pricing.

Empfehlung
Eine allgemeine Empfehlung zur Preisregel kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht gegeben werden und ist fallspezifisch zu treffen. Die zu erwartenden Unterschiede in der Wirkung dürften jedoch in der

Regel nicht erheblich sein. Sowohl im Falle einer Homogenisierung der Gebote als auch bei kontingentierten Ausschreibungen empfehlen wir aufgrund des ansonsten höheren Risikos unerwünschten strategischen Verhaltens die Pay-as-bid Preisregel.

3.2.3 Inanspruchnahme/Realisierung der bezuschlagten Gebote/Projekte

3.2.3.1 Bis wann muss ein Zuschlag in Anspruch genommen werden und was passiert bei einer Verzögerung oder Nicht-Realisierung?

Die Realisierungsfrist legt den maximal möglichen Zeitraum zwischen Bezuschlagung und Inbetriebnahme des Projektes fest. Die Förderberechtigung muss vor Ablauf der Realisierungsfrist in Anspruch genommen werden. Die geeignete Realisierungsfrist hängt entscheidend von der jeweiligen Technologie und den gewählten Präqualifikationsbedingungen ab. Dabei ist zu beachten, dass die Festlegung der Realisierungsfristen auch Einfluss auf den Planungsstatus der an der Ausschreibung teilnehmenden Projekte hat (s. auch Abschnitt 3.2.1).

Wird die Realisierungsfrist überschritten, könnten Strafzahlungen (Pönalen) greifen sowie die Förderberechtigung entzogen oder gemindert werden. Diese Strafen sind damit eine wichtige Gestaltungsoption, um einer verzögerten Umsetzung oder Nichtrealisierung der Anlagen entgegenzuwirken. Sie sollen auch verhindern, dass Bieter ohne Realisierungsabsichten Förderberechtigungen horten und mit einem solchen Verhalten die Erreichung der Ausbauziele erschweren. Die Durchsetzbarkeit von Strafzahlungen kann durch Bürgschaften oder Vorabzahlungen abgesichert werden, um eine Umgehung der Strafzahlung durch die Insolvenz von Projektgesellschaften zu unterbinden. Diese Absicherung wird in der Regel über Bürgschaften einer Bank erbracht (alternativ sind Kautionen möglich). Pönalen verursachen damit zusätzliche Kosten auf Seiten des Bieters und es entsteht ein Pönalenrisiko, was die Förderkosten erhöhen kann, da Bieter das Risiko in ihren Geboten berücksichtigen werden. Geht ein Projekt lediglich verzögert in Betrieb, kann es deswegen sinnvoll sein, die Förderberechtigung nicht automatisch zu entziehen, sondern gestaffelte Strafen vorzusehen. Das Pönalenrisiko hängt zudem entscheidend von der Frage ab, ob eine Übertragbarkeit von Vergütungsansprüchen zugelassen und angesichts der festgelegten Realisierungsfristen realistisch möglich ist. Besteht eine solche Flexibilität für die Bieter, reduziert dies grundsätzlich das Pönalenrisiko, da die Bieter die Möglichkeit haben, im Bedarfsfall auf ein anderes Projekt auszuweichen bzw. Rechte und Pflichten aus dem Zuschlag auf andere Akteure zu übertragen und so die Zahlung einer Pönale zu vermeiden.

Prinzipiell können Pönalen zwischen Eigen- und Fremdverschulden unterscheiden. Eine Differenzierung nach Verschulden (z. B. höhere Gewalt, Genehmigungsverzögerungen) reduziert das Risiko für den Bieter, ist jedoch mit zusätzlichem administrativen Prüfungsaufwand für die ausschreibende Stelle, Umgehungsgefahren und hoher Rechtsunsicherheit sowie Prozessrisiken für beide Seiten verbunden, da eine eindeutige Abgrenzung von Eigen- und Fremdverschulden oftmals nur schwierig möglich sein dürfte.

Empfehlung
Eine allgemeine Empfehlung zur zeitlichen Festlegung von Realisierungsfristen kann nicht gegeben werden, da dies von den spezifischen Projektstrukturen der jeweils ausgeschriebenen Technologie sowie weiteren ggf. technologiespezifisch unterschiedlich ausgestalteten Ausschreibungselementen abhängt. Grundsätzlich sind ausreichend hohe Pönalen notwendig, um ausreichende Anreize zur Realisierung von Projekten sicherzustellen. Es wird allerdings für alle Technologien empfohlen, Pönalen bei Verzögerung gestaffelt auszugestalten, um so das Pönalenrisiko zu beschränken. Aufgrund der Komplexität und in der Praxis vorhandenen Abgrenzungsschwierigkeiten wird von einer Differenzierung nach Eigen- und Fremdverschulden bei Pönalen abgeraten.

3.2.3.2 Können Zuschläge freiwillig zurückgegeben werden?

Unter einer freiwilligen Rückgabe versteht man, dass Bieter nach Bezuschlagung ihre Förderberechtigungen zurückgeben können. Der Vorteil eines Rückgaberechts ist, dass das Ausschreibungsvolumen, das von nicht realisierbaren Projekten beansprucht wird, möglichst schnell wieder in die Ausschreibungen zurückgeführt wird und somit die Mengensteuerung für die ausschreibende Stelle erleichtert wird. Um davon profitieren zu können, kann durch eine reduzierte Pönale ein Anreiz für Bieter geschaffen werden, ihre Förderberechtigung so früh wie möglich zurückzugeben, wenn absehbar ist, dass sich das Projekt aufgrund von Eigen- oder Fremdverschulden nicht oder nur in geringerem Umfang realisieren lässt.

Grundsätzlich kann die Rückgabemöglichkeit der Zuschläge das Verlustrisiko der Bieter begrenzen. Ist eine Ausstiegsmöglichkeit aus den mit den Förderberechtigungen verbundenen Pflichten gegeben, mindert dies das Risiko einer Pönalenzahlung. Dies wiederum könnte zu geringeren Risikoaufschlägen und somit niedrigeren gebotenen Fördersätzen führen.

Ein wesentlicher Nachteil ist jedoch, dass die Anzahl von Geboten steigen kann, die nur aus Spekulationsgründen abgegeben werden.

Empfehlung
Ein Rückgaberecht ohne Verknüpfung mit einer Strafzahlung wird aufgrund der negativen Wirkung auf die Realisierungsraten nicht empfohlen. Ein Rückgaberecht in Verbindung mit einer (verringerten) Pönale kann erwogen werden, ist aber aufgrund seiner komplexen Parametrierung nur zu empfehlen, wenn der erwartete Nutzen die Parametrierungsrisiken überwiegt.

3.2.3.3 Können Zuschläge übertragen werden?

Erfolgreichen Bietern könnte prinzipiell erlaubt werden, die Förderberechtigung und alle damit verbundenen Rechte und Pflichten zur Inbetriebnahme einer Anlage auf andere Bieter oder Projekte zu übertragen. Grundsätzlich sind zwei Formen der Übertragbarkeit von Förderberechtigungen denkbar:

- eine freie Übertragbarkeit der Förderberechtigung auf ein anderes Projekt einer anderen juristischen Person, d. h. ein Verkauf der Förderberechtigung[5] oder
- eine personengebundene Übertragbarkeit auf ein anderes Projekt derselben juristischen Person.

Bereits heute wechseln Projekte in unterschiedlichen Stadien ihren Eigentümer. Diese „Übertragbarkeit der Projekte", ob bezuschlagt oder nicht, ist nicht Gegenstand des Ausschreibungsdesigns und bleibt von diesem unangetastet.

Grundsätzlich kann die Übertragbarkeit die Realisierungswahrscheinlichkeit der Gebote erhöhen und das Verlustrisiko der Bieter begrenzen. Ist eine Ausstiegsmöglichkeit aus den mit den Förderberechtigungen verbundenen Pflichten gegeben, mindert dies das Risiko einer Pönalenzahlung. Dies wiederum könnte zu geringeren Risikoaufschlägen und somit niedrigeren gebotenen Fördersätzen führen. Durch die Forderung grundsätzlich hoher Pönalen bei gleichzeitiger flexibler Möglichkeit zur Erfüllung der eingegangenen Verpflichtungen durch übertragbare Förderberechtigungen ist es grundsätzlich möglich, hohe Realisierungsraten auch bei niedriger materieller Präqualifikation (und damit geringeren Problemen bzgl. versunkener Kosten) zu ermöglichen.[6]

Ein Nachteil der Übertragbarkeit ist der administrative Aufwand, der mit der Übertragung für die ausschreibende Stelle einhergehen kann. Je nach Qualifikationskriterien müsste bei jeder Übertragung erneut geprüft werden, ob die Qualifikationsnachweise auch bei den neuen Projekten vorliegen. Dies kann bei materiellen Kriterien sehr aufwändig sein, bei finanziellen Kriterien wäre der Aufwand hingegen vermutlich eng begrenzt. Bei der Ausgestaltung der Übertragbarkeit entstehen jedoch zahlreiche weitere Fragen der Detailgestaltung, wie bspw. die Festlegung der Realisierungsfristen, die tendenziell lang gewählt werden müssten, um eine Übertragbarkeit zu ermöglichen. Insgesamt erhöht die Übertragbarkeit der Förderberechtigungen die Komplexität des Ausschreibungsmodells.

In der energiepolitischen Debatte werden als wesentliche weitere Argumente gegen die Übertragbarkeit von Förderberechtigungen die Möglichkeit strategischen Verhaltens der Bieter und befürchtete Veränderungen in der Akteursstruktur angeführt.

So können durch die Übertragbarkeit von Zuschlägen Anreize zu unerwünschtem strategischen Verhalten gesetzt werden. Die potentiellen Projektentwickler haben die Wahl, ihre Förderberechtigung entweder in der Ausschreibung zu ersteigern oder direkt (d. h. ohne Zuschlagsrisiko) an einem

[5] Dabei ist grundsätzlich auch ein Verkauf zu „negativen Preisen" möglich, d. h. der Inhaber der Förderberechtigung zahlt dem Erwerber einen Betrag für dessen Übernahme der aus der Förderberechtigung resultierenden Pflichten (und Rechte).

[6] In diesem Zusammenhang ist auf die Wechselwirkung mit den angesetzten Pönalen hinzuweisen. Die Zahlung einer Pönale und die Übertragung der Förderberechtigung auf einen Dritten sind für den bezuschlagten Projektierer alternative Möglichkeiten, sich der Pflicht zur Inbetriebnahme einer EE-Anlage zu entledigen, wenn er beispielsweise feststellt, diese nicht rentabel realisieren zu können. Er wird in diesem Fall die kostengünstigere der beiden Alternativen wählen, wenn die damit verbundenen Kosten geringer sind, als die aus einer Fertigstellung und Inbetriebnahme der EE-Anlage zu erwartenden Verluste. Somit wird eine Ausgleichszahlung an den Übernehmer einer Förderberechtigung niemals höher als die zu zahlende Pönale sein. Die Höhe der Pönale wirkt somit als Preisobergrenze für die zur Übertragung angebotenen Förderberechtigungen.

„Markt für Förderberechtigungen" zu erwerben. In welchem Umfang Anreize zu einem solchen unerwünschten strategischen Verhalten bestehen, hängt im Wesentlichen von der Wettbewerbssituation ab.

Auch ist bei der Einführung übertragbarer Förderberechtigungen mit Auswirkungen auf die Bieter- und Akteursstruktur zu rechnen. Dies gilt insbesondere für den Fall einer vollständig freien Übertragbarkeit der Förderberechtigungen. Es wäre dann damit zu rechnen, dass sich bei nicht anlagenbezogenen Förderberechtigungen und freier Übertragbarkeit ein klassischer Sekundärmarkt bildet, der als eine spezielle, institutionalisierte Ausprägung der Übertragbarkeit zu verstehen ist. Insbesondere könnten im Primärmarkt Akteure auftreten, die vor allem als Intermediäre wirken und zumindest nicht vordringlich eine direkte Realisierungsabsicht haben. Intermediäre können zwar im Grundsatz eine sinnvolle Marktfunktion erfüllen und zur Effizienz eines Marktes beitragen. Dennoch wird eine solche Veränderung der Akteursstruktur aktuell von den in die Diskussion eingebundenen Interessengruppen und Wissenschaftlern überwiegend sehr kritisch beurteilt, da eine vollständige Öffnung der Übertragbarkeit von Förderberechtigungen die Akzeptanz des Ausschreibungssystems in der EE-Branche und in der Öffentlichkeit in Frage stellen könnte. Zudem werden von verschiedenen Seiten die europarechtlichen Konsequenzen einer freien Handelbarkeit von Förderberechtigungen vor dem Hintergrund der Diskussion um die Öffnung nationaler Fördermechanismen als potenziell kritisch angesehen. Negative Auswirkungen auf die Rechtssicherheit des Ausschreibungsmodells sollten jedoch vermieden werden.

Soll die Schaffung eines Sekundärmarktes mit den oben beschriebenen Auswirkungen auf die Akteursstruktur vermieden werden, Bietern aber dennoch eine gewisse Flexibilität gewährt werden, könnte die Übertragbarkeit von Förderberechtigungen auf andere Projekte derselben juristischen Person begrenzt werden. Dies ermöglicht es dem Bieter, für ein bestimmtes Projekt erhaltene Förderberechtigungen innerhalb seines Projektportfolios zu übertragen. Dies erhöht die Realisierungswahrscheinlichkeit und könnte die Finanzierungskosten senken, da für den Risikozuschlag dann nicht mehr das Realisierungsrisiko eines einzelnen Projektes ausschlaggebend ist, sondern das Realisierungsrisiko innerhalb des gesamten Projektportfolios. Allerdings sollte aus Gleichbehandlungsgründen verlangt werden, dass die Projekte, auf die die Förderberechtigung übertragen wird, dieselben Qualifikationsanforderungen erfüllen wie das Projekt, mit dem in der Ausschreibung geboten wurde. Eine Übertragung des Projektes wäre der ausschreibenden Stelle anzuzeigen und mit entsprechenden Qualifikationsnachweisen zu hinterlegen (dies dürfte für den Bieter allerdings keine Hürde darstellen, da er das Projekt zu einem relativ späten Zeitpunkt übertragen kann, wenn ein entsprechender Planungsfortschritt des neuen Projekts bereits erreicht wurde). Die Übertragung auf ein anderes Projekt derselben juristischen Person hat allerdings auch Nachteile. So entsteht bei einer erneuten Überprüfung der materiellen Qualifikationskriterien ein gewisser administrativer Aufwand. Insbesondere aber bevorteilt eine derartige Ausgestaltung der Übertragbarkeit Projektierer mit großem Projektportfolio gegenüber Bietern von einzelnen Projekten, die das Risiko nicht auf mehrere Projekte streuen können.

Empfehlung
Eine ausschließlich personengebundene Übertragbarkeit ist aufgrund der unterschiedlichen Behandlung von Akteuren mit großen und kleinem Portfolio nicht zu empfehlen. Aufgrund der erwartbar negativen Auswirkungen auf die Akzeptanz der Ausschreibungen ist zum jetzigen Zeitpunkt ebenfalls von einer vollständig freien Übertragbarkeit abzusehen. Nach Einführung der Ausschreibungen und deren grundsätzlicher Etablierung sollte diese Ausgestaltungsfrage allerdings im Rahmen der Evaluierung erneut überprüft werden.

3.3 Herausforderungen für kleine Akteure

Laut § 2 Abs. 5 Satz 3 EEG 2014 soll die Akteursvielfalt bestehen bleiben, was jedoch zunächst einmal nur bedeutet, dass viele verschiedene Akteure am Markt aktiv sind. Meistens wird mit der Forderung nach dem Erhalt der Akteursvielfalt aber impliziert, dass sich grade kleine Projektentwickler und von Bürgern finanzierte und/oder betriebene Projekte („Bürgerenergieprojekte") am Markt behaupten können. Die am häufigsten genannten Vorschläge zur Abgrenzung bestimmter Akteure ist eine Abgrenzung über die Definition von kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) oder über die Definition der „Bürgerenergie" im Sinne einer lokalen Mitbestimmung. So ist bspw. der vielfach in unterschiedlichen Zusammenhängen verwendete Begriff des Bürgerwindparks gesetzlich nicht geregelt und daher offen. Nach 1.4 des Windenergieerlasses von Nordrhein-Westphalen vom 11.07.2011 sind Bürgerwindparks Windfarmen, an denen sich ortsansässige Bürgerinnen und Bürger konzeptionell und finanziell beteiligen können. Die damit einhergehenden Mitsprache- und Profitmöglichkeiten sind häufig geeignet, anfängliche Skepsis gegenüber der örtlichen Windenergienutzung abzubauen und die Akzeptanz zur Windenergienutzung allgemein zu erhöhen. In Ergänzung wird oft die Forderung nach einer „lokalen Verankerung" genannt[7]. Somit sind sehr unterschiedliche Akteursdefinitionen in der Diskussion. Es ist nicht eindeutig, welche Akteure im Sinne der Akteursvielfalt geschützt werden sollen.

Die KMU-Definition der EU (ABl. der EU L 124/36 vom 20.05.2003) unterteilt Unternehmen anhand der folgenden Kategorien:

- Kleinstunternehmen: weniger als 10 Mitarbeiter und max. 2 Mio. € Jahresumsatz oder max. 2 Mio. € Bilanzsumme
- kleines Unternehmen: weniger als 50 Mitarbeiter und max. 10 Mio. € Jahresumsatz oder max. 10 Mio. € Bilanzsumme
- mittleres Unternehmen: weniger als 250 Mitarbeiter und max. 50 Mio. € Jahresumsatz oder 43 Mio. € Bilanzsumme

[7] Vielerorts haben sich bereits unterschiedlichste Initiativen gebildet, die das Ziel haben, die regionale Wertschöpfung und die lokale Akzeptanz für die Windenergieanlagen zu erhöhen. Weiter wird auf das Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz Mecklenburg-Vorpommern verwiesen.

Diese Definition wird beispielsweise von der KfW Bankengruppe angewandt. Kleine Unternehmen, die größeren Unternehmen gehören, gelten nach dieser Definition nicht als KMU, da bei Unternehmensverflechtungen die Mitarbeiterzahlen und die Bilanzsumme ganz oder anteilig berücksichtigt werden.

In einer von der Leuphana Universität 2014 durchgeführten Studie wird „Bürgerenergie" im engeren Sinne definiert als *„Fälle …, in denen Privatpersonen und/oder lokale gewerbliche oder landwirtschaftliche Einzelunternehmen bzw. juristische Personen (außer Großkonzernen) einzeln oder gemeinsam in (Erneuerbare-)Energien-Anlagen Eigenkapital investieren, sofern sie mindestens 50 % der Stimmrechte halten und aus einer Region kommen bzw. dort ansässig sind.*" (Leuphana Universität Lüneburg und Nestle 2014, S. 3). Diese Definition der Bürgerenergie legt großen Wert auf die lokale Verankerung der Projekte, d. h. die Einbindung und Mitbestimmung der Betroffenen. Es bestehen allerdings Zweifel, inwiefern diese Definition eine rechtssichere Abgrenzung darstellt.

Oft wird davon ausgegangen, dass kleine Akteure Projekte kleinerer Kapazität projektieren, finanzieren und/oder betreiben. Alternativ zum Bezug auf die Akteursgröße und –art könnten deswegen kleine oder mittlere Projekte durch eine De-minimis-Regelung von der Ausschreibung ausgenommen werden. Die 2014 in Kraft getretenen Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen der Europäischen Kommission (EC 2014/C 200/01) ermöglichen dies laut Randnummer 127, *„für Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 1 MW […], ausgenommen Windkraftanlagen, für die als Grenzwert eine installierte Stromerzeugungskapazität von 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten gilt*". Allerdings ist zu beachten, dass es keine zwingende Korrelation zwischen kleinen Akteuren und kleinen Projekten gibt.

Grundsätzlich sollte die Ausschreibung so gestaltet sein, dass einer Vielfalt und Vielzahl an Akteuren eine gleichberechtigte Teilnahme möglich ist (siehe 2.3). Dennoch können durch die Einführung von Ausschreibungen neue, spezifische Herausforderungen für kleine Akteure entstehen. Es sollte weiter diskutiert werden, ob diese Herausforderungen Sonderkonditionen für bestimmte Akteure rechtfertigen. Dafür müsste jedoch zunächst geklärt werden, welche Akteure in den Blick genommen werden und wie sie sich rechtssicher und missbrauchsfrei definieren lassen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass Sonderregelungen für einzelne Akteure gegebenenfalls zu strategischem Verhalten einladen und andere Ziele wie eine hohe Effizienz und sichere Zielerreichung gefährden können.

Im Folgenden wird thematisiert, welche Herausforderungen sich speziell für kleine Projektentwickler stellen können, die als Bieter in einer Ausschreibung teilnehmen wollen, und welche Gegenmaßnahmen grundsätzlich denkbar sind. Zum jetzigen Zeitpunkt ist damit jedoch weder die Schlussfolgerung verbunden, dass Sonderregelungen für kleine Akteure zwingend notwendig sind, noch die Empfehlung für ein bestimmtes Modell.

Herausforderung 1: Kleine Akteure könnten einen Wettbewerbsnachteil haben, wenn ihre Projekte nur zu höheren Kosten realisiert werden können.

Kleine Akteure realisieren tendenziell kleinere Projekte und verfügen über ein kleineres oder gar kein Projektportfolio. Dadurch können sie weniger oder gar nicht von Skaleneffekten profitieren, wie beispielsweise günstigeren Lieferbedingungen von Herstellern oder einer kontinuierlichen Projektplanung, die einen effizienten Einsatz von Ressourcen ermöglicht. Allerdings haben kleine Akteure auch

Vorteile, wie beispielsweise einen geringeren Überbau, eine gute lokale Verankerung und gegebenenfalls auch eine geringere Renditeerwartung. Dennoch können die Projekte kleinerer Akteure unter Umständen höhere Kosten haben und damit in einer Ausschreibung mit einer geringeren Wahrscheinlichkeit bezuschlagt werden.

Um kleine Akteure nicht vom Markt zu verdrängen, könnte eine Mindestquote für kleine Akteure oder ein Bonus für kleine Akteure geprüft werden. Auch könnten kleine Projekte durch eine De-minimis-Regelung ausgenommen werden (s.u.). Neben den Vor- und Nachteilen der Optionen sollte allerdings beachtet werden, dass gegebenenfalls andere Faktoren (wie die Windressource bei Windenergie an Land) einen größeren Einfluss auf die Bestimmung der Gebotshöhe haben. Projekte kleiner Akteure sind also nicht per se nicht konkurrenzfähig.

- Eine **Mindestquote** bedeutet, dass ein festzulegender Teil des Volumens einer Ausschreibungsrunde bevorzugt an kleine Akteure vergeben wird. Diese Sonderregelung erlaubt es, dass an der Ausschreibung teilnehmende kleine Akteure von der Konkurrenz zu großen Akteuren geschützt werden. Erst wenn der bezuschlagte Anteil an Geboten kleiner Akteure die Mindestquote übersteigt, treten sie in direkte Konkurrenz zu großen Akteuren. Unterschreitet jedoch die Summe der Gebote der kleinen Akteure die Mindestquote, so stehen die kleinen Akteure in gar keinen Wettbewerb mehr und können damit Gebote in der Höhe des Höchstpreises bieten. Das würde gegebenenfalls zu einer Überförderung und damit zu Effizienzverlusten führen.
- Wird ein administrativ festgelegter **Bonus** eingeführt, so würde bei der Bewertung von Geboten kleiner Akteure ein administrativer Abschlag auf den Gebotspreis einberechnet werden und damit die Wahrscheinlichkeit, einen Zuschlag zu bekommen, steigen. Auch durch diese Option würden insgesamt teurere Projekte bezuschlagt, was dem Grundprinzip einer Ausschreibung, die kostengünstigsten Gebote auszuwählen, widerspräche. Allerdings müsste keine administrative Mindestquote festgelegt werden.

Herausforderung 2: Die Transaktionskosten einer Ausschreibung wirken abschreckend bzw. fallen für kleinere Akteure proportional höher aus, da sie nicht auf größere/mehrere Gebote umgeschlagen werden können.

Um an einer Ausschreibung teilzunehmen, müssen sich Akteure mit dem neuen Verfahren vertraut machen. Auch wenn die Ausschreibung so einfach und transparent wie möglich sein sollte, könnten Ausschreibungen weiterhin abschreckend wirken. Auch können die mit einer Ausschreibung verbundenen administrativen Kosten für kleine Akteure proportional höher sein, da diese eine geringere Gebotsgröße haben beziehungsweise weniger Gebote pro Jahr einreichen. Um diese Herausforderung zu adressieren, könnte eine **Beratung** im Vorfeld der Ausschreibung und eine **Qualitätskontrolle** der fertigen Bewerbung vor Gebotsabgabe gefördert werden, beispielsweise durch die Landesenergieagenturen. Da diese Option gegebenenfalls zu einer höheren Akzeptanz der Ausschreibung führen könnte (was unter anderem die Zahl der Akteure und damit das Wettbewerbsniveau erhöhen könnte), könnte sie auch dann umgesetzt werden, wenn die Transaktionskosten keinen entscheidenden Einfluss auf die Gebotshöhe hat.

Herausforderung 3: Kleine Akteure haben eine geringere Bonität als große Akteure und könnten damit finanzielle Sicherheiten nicht oder nur zu schlechteren Konditionen aufbringen.

Kleine Akteure könnten aufgrund ihrer geringeren Bonität größere Schwierigkeiten haben, Bürgschaften von Banken zu erhalten. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Bürgschaften zu einem Zeitpunkt erbracht werden müssen, wenn Projekte noch stark risikobehaftet sind. Für das Funktionieren der Ausschreibung sind finanzielle Sicherheiten und/oder Vorentwicklungen notwendig, um eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit abzusichern, insbesondere wenn eine Übertragbarkeit der Förderberechtigung ausgeschlossen wird (siehe 3.2.1 und 3.2.3.3). Sollten kleine Akteure größere Schwierigkeiten haben, Bürgschaften zu erlangen oder Kapital zu akquirieren, könnten staatliche Finanzierungsinstitute kleinen Akteuren einen **erleichterten Zugang zu Kapital** beziehungsweise **Bürgschaften zu Vorzugsbedingungen** gewähren. Die Auswirkung einer solchen Maßnahme, deren Umsetzung, Ausgestaltung und Finanzierung müssten jedoch weiter diskutiert werden.

Herausforderung 4: Kleine Akteure könnten aufgrund des Zuschlagsrisikos nicht in der Lage sein, die erforderliche Vorentwicklung durchzuführen, und sich deswegen aus dem Markt zurückziehen.

Da kleine Akteure keine oder eine vergleichsmäßig geringere Möglichkeit haben, Risiken auf mehrere Projekte zu streuen, wäre der Verlust eines weit vorentwickelten Projektes möglicherweise existenzgefährdend. Wenn kleine Akteure von einem hohen Wettbewerbsniveau ausgehen oder aber dieses nicht einschätzen können, könnten hohe Vorentwicklungskosten damit zu einer prohibitiven Hürde werden. Als Konsequenz könnten sich kleine Akteure aus dem Markt zurückziehen, obwohl sie prinzipiell Projekte entwickeln könnten, die konkurrenzfähig wären. Sollte sich diese Herausforderung im Rahmen der Ausschreibung als unüberwindbar darstellen, könnte über eine Teilrückerstattung von Vorentwicklungskosten für Gebote, die wiederholt nicht bezuschlagt worden sind, oder über eine Befreiung von der Ausschreibung nachgedacht werden.

- Durch eine **Teilrückerstattung der Vorentwicklungskosten** sinkt die Auswirkung des Zuschlagsrisikos. Der Verlust entspräche nicht mehr der gesamten Vorentwicklung sondern nur noch der Differenz zwischen Vorentwicklungskosten und der Teilrückerstattung. Diese Option würde allerdings zu Kosten für die Teilrückerstattung und einem erhöhten administrativen Aufwand führen. Auch ist mit weniger ernsthaften Geboten und unerwünschtem strategischen Verhalten zu rechnen. So könnten unökonomische Projekte ohne Realisierungsabsicht an der Ausschreibung teilnehmen, um eine Teilrückerstattung der Kosten zu erwirken. Auch wäre die Höhe der Teilrückerstattung schwierig zu bestimmen.
- Alternativ könnte über eine **Befreiung von der Ausschreibung** nachgedacht werden, beispielsweise indem die De-minimis-Regeln, d.h. mögliche Ausnahmen von Ausschreibungen bei kleinen Anlagen, der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen der Europäischen Kommission ganz oder teilweise angewandt werden oder durch die Befreiung von kleinen oder Kleinstunternehmen nach der KMU-Definition. Kleine Akteure würden dadurch kein Zuschlagsrisiko mehr tragen. Am verlässlichsten erscheint in diesem Fall eine gesetzliche

Festlegung der Förderhöhe. Wird davon ausgegangen, dass die Gestehungskosten vergleichbar sind, kann auch über einen nachträglichen Zugang zum Ausschreibungsergebnis nachgedacht werden, wodurch das Prinzip einer wettbewerblichen Bestimmung der Förderhöhe nicht prinzipiell in Frage gestellt würde. In diesem Fall müsste ein Konzept gefunden werden, wie das gesondert in Anspruch genommene Volumen von dem Ausschreibungsvolumen abgezogen wird.

Empfehlung
Grundsätzlich sollten Ausschreibungen so gestaltet werden, dass auch kleine Akteure teilnehmen können. Es muss weiter diskutiert werden, wie groß die verbleibenden Herausforderungen in den jeweiligen Sparten sind und ob (und ggf. welche) Sonderregelungen für kleine Akteure sinnvoll erscheinen. Eine spartenübergreifende Empfehlung kann nicht ausgesprochen werden.

3.4 Zusammenfassung

Die Diskussion der wesentlichen Gestaltungselemente von Ausschreibungen zeigt, dass die konkreten Ausgestaltungsentscheidungen entscheidenden Einfluss auf die Wirkungsweise und damit den Erfolg von Ausschreibungen haben. Diese Entscheidungen sollten daher mit großer Sorgfalt getroffen werden.

Wie die einzelnen Ausgestaltungsentscheidungen konkret wirken, hängt wesentlich von der vorgefundenen Marktsituation (insb. Akteursstruktur und Wettbewerbssituation) sowie den Projektspezifika (Vorlaufzeiten, Entwicklung der Kosten im zeitlichen Projektverlauf, etc.) ab. Sowohl die Markt-situation als auch die Projektspezifika erweisen sich als stark sparten- bzw. technologieabhängig. Daher können nur für wenige Gestaltungselemente allgemeine und konkrete Ausgestaltungsempfehlungen gegeben werden.

So hängt etwa die Frage, in welchem Umfang materielle Präqualifikationsanforderungen an die Teilnehmer einer Ausschreibung gestellt werden und was diese konkret beinhalten, in erster Linie von den einzelnen Schritten der Projektentwicklung und deren zeitlichen Verlauf sowie den damit jeweils verbundenen Kosten ab. Diese sind spartenspezifisch stark unterschiedlich. Gleiches gilt bspw. auch für die festzulegenden Realisierungsfristen, die ebenfalls vom zeitlichen Verlauf der üblichen Projektentwicklung abhängen. Auch ist z. B. die Festlegung der pro Jahr stattfindenen Ausschreibungsrunden nur spartenspezifisch zu treffen, da sich das je Technologie jährlich auszuschreibende Volumen gemäß Ausbaukorridor und die üblichen Projektgrößen spartenspezifisch erheblich unterscheiden.

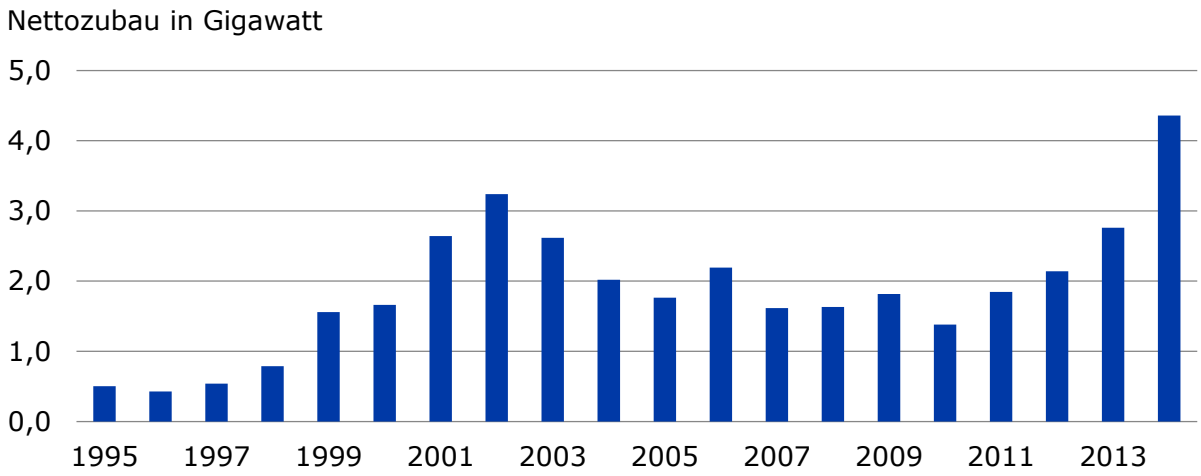
Insofern erscheint auch eine technologieneutrale Ausschreibung nicht angemessen, da damit den technologiespezfisch stark unterschiedlichen Markt- und Projektstrukturen nicht Rechnung getragen werden könnte. Die negativen Auswirkungen einer (hypothetisch) dennoch technologieneutral ausgestalteten Ausschreibung werden zu einem späteren Zeitpunkt noch vertieft dargestellt.

4 Windenergie an Land

4.1 Zusammenfassung der Marktanalyse

Seit 2011 erlebt die Nutzung der Windenergie an Land in Deutschland einen kräftigen Aufschwung. Mit einem Rekordzubau in Höhe von 4.750 MW (brutto) setzte sich der Trend auch im Jahr 2014 fort. Von den insgesamt 1.766 errichteten Windenergieanlagen sind mindestens 413 mit einer Gesamtleistung von 1.148 Megawatt dem Repowering zuzuschreiben. Im Gegenzug gingen mindestens 544 Altanlagen mit einer Leistung von 264 Megawatt vom Netz.[8] Daraus folgt ein Nettozuwachs der installierten Leistung in Höhe von 4,4 Gigawatt. Der Anlagenbestand zum 31.12.2014 erhöhte sich damit auf 24.867 Windenergieanlagen mit einer Gesamtkapazität von 38,1 Gigawatt (Deutsche Windguard 2014).

Abbildung 4-1 zeigt die Entwicklung des jährlichen Nettozubaus seit 1995. Deutlich zu erkennen sind die erheblichen Schwankungen, denen der Ausbau der Windenergie an Land in der Vergangenheit unterlag. Ein wesentlicher Treiber der Entwicklung war und ist die Verfügbarkeit geeigneter Flächen. Seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 betrug der durchschnittliche Nettozuwachs der installierten Leistung 2,2 Gigawatt pro Jahr.



Quelle: eigene Darstellung nach BMWi, AGEE-Stat 2015

Abbildung 4-1: Entwicklung des jährlichen Nettozubaus im Bereich der Windenergie an Land seit 1995

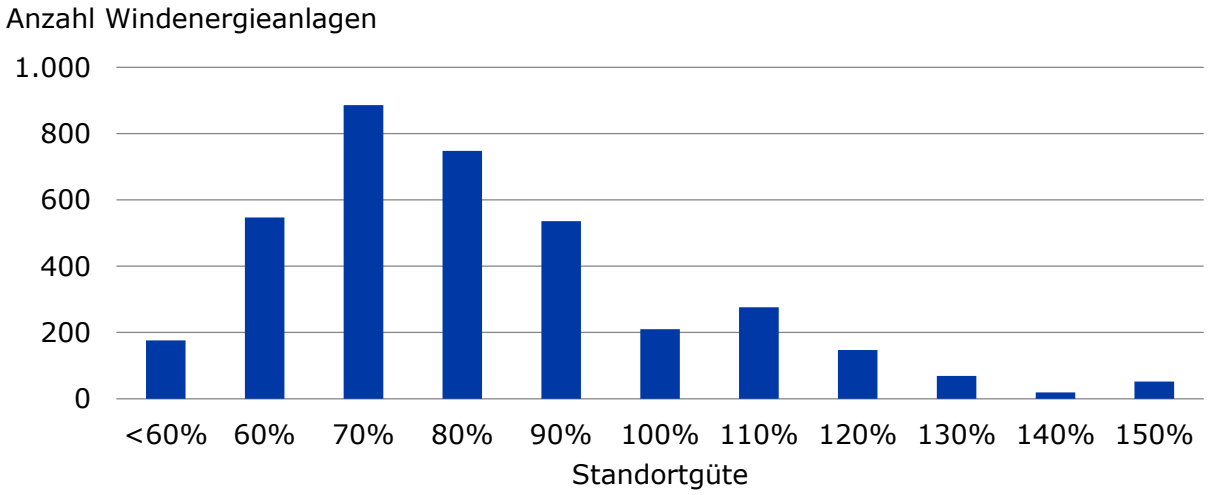
[8] Die Zahlen bezüglich des Anlagenrückbaus sind unverbindlich, da eine Meldepflicht erst mit der Einrichtung des zentralen Anlagenregisters im August 2014 in Kraft trat.

Der Trend zu größeren Nabenhöhen und Rotor-Generator-Verhältnissen setzte sich auch 2014 fort. Beide Entwicklungstendenzen tragen zu einer erhöhten Auslastung der Windenergieanlagen in Form höherer Volllaststunden bei.

Der Anlagenbestand in Deutschland weist eine kleinteilige Struktur auf. 15 Prozent aller Windenergieanlagen (10 Prozent der Leistung) sind Einzelanlagen, 58 Prozent (53 Prozent der Leistung) sind in Parks mit maximal 6 Anlagen zusammengefasst. In den Jahren 2012 bis 2014 fiel der Anteil der Einzelanlagen mit 12 Prozent (11 Prozent der Leistung) gegenüber dem Gesamtbestand etwas niedriger aus. Dagegen legte der Anteil, der auf Parks mit maximal 6 Anlagen entfällt, um 5 Prozentpunkte zu (63 Prozent der Leistung) (Leipziger Institut für Energie 2015b). Gründe für die kleinteilige Struktur sind unter anderem die hohe Siedlungsdichte in weiten Teilen Deutschlands, topographische Gegebenheiten sowie der wachsende Platzbedarf pro Anlage. Allerdings sind die Größen der Windparks regional sehr verschieden – mit einer Tendenz zu größeren Parks im Norden Deutschlands.

Die Stromgestehungskosten werden maßgeblich durch das Windaufkommen am Standort bestimmt. Daneben spielen weitere projektspezifische Faktoren wie die Kosten des Netzanschlusses oder Genehmigungsauflagen eine Rolle. Im Schnitt bewegen sich die Stromgestehungskosten zwischen 5,5 ct/kWh (150-Prozent-Standort) und 9 ct/kWh (70-Prozent-Standort) (Leipziger Institut für Energie 2015a).

Mit mehr als 75 Prozent der Windenergieanlagen entfällt der weitaus überwiegende Teil des Anlagenbestands auf Standorte, an denen 60 bis 90 Prozent des Referenzertrags zu realisieren ist. Die Verteilung für die Zubaujahre 2012 bis 2014 (siehe Abbildung 4-1) zeigt diesbezüglich nur geringfügige Veränderungen. Eine leichte Verschiebung in Richtung windhöffigerer Standorte ist vor allem auf den zuletzt sehr starken Zubau in Schleswig-Holstein zurückzuführen (1,3 Gigawatt in 2014).



Quelle: eigene Darstellung nach BMWi 2015

Abbildung 4-2: Verteilung des Bruttozubaus der Jahre 2012 bis 2014 nach Standortgüte

Die Projektentwicklung eines Windenergievorhabens lässt sich grob in vier Phasen untergliedern: Vorprüfung, Planung, Genehmigung und Realisierung. Vom Projektstart bis zur Inbetriebnahme vergehen

im Schnitt rund 5 Jahre (FA Wind 2015). Die reine Realisierungsphase nach Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung dauert rund ein Jahr. Die Kosten bis zur Genehmigung liegen nach Angaben der Fachagentur Windenergie an Land durchschnittlich bei 70 € pro Kilowatt, wobei jedoch 80 % der Vorhaben Kosten bis 115 € pro Kilowatt haben (FA Wind 2015).[9] Die spezifischen Gesamtinvestitionen für Windenergieanlagen der Klasse 2 – 3,5 MW liegen je nach Standort in der Größenordnung von 1.400 € pro Kilowatt (150-%-Standort) bis 1.800 € pro Kilowatt (60-%-Standort). Am Referenzstandort (100-%-Standort) betragen die spezifischen Gesamtinvestitionskosten 1.586 € pro Kilowatt (Deutsche Windguard 2013). Es ist jedoch festzuhalten, dass sowohl die Projektlaufzeiten als auch die Kosten im Einzelfall stark von den angegebenen Durchschnittswerten abweichen. Ursache hierfür sind unter anderem die heterogene Akteursstruktur sowie voneinander abweichende Planungsansätze in den Ländern und Kommunen (Leipziger Institut für Energie 2015a).

Tabelle 4-1: Kosten und Dauer der Windprojektierung nach Projektphasen

Projektphase	Durchschnittliche Dauer (FA Wind 2015)	Durchschnittliche spezifische Kosten (FA Wind 2015)	Durchschnittliche Kosten in Prozent der spezifischen Gesamtinvestitionskosten[10] (Deutsche Windguard 2015)
Vorprüfung	14 Monate	9 €/kW	0,6 %
Planung	24 Monate	29 €/kW	1,8 %
Genehmigung	17 Monate	30 €/kW	1,9 %
Realisierung	13 Monate	k.A.	-
Projektstart bis BImSchG-Genehmigung	4 Jahre, 2 Monate	70 €/kW	4,4 %
Projektstart bis Inbetriebnahme	4 Jahre, 9 Monate	k.A.	-

In der Phase der Projektentwicklung dominieren spezialisierte Projektentwickler den Markt. Auf sie entfallen etwa zwei Drittel der installierten Leistung. Daneben machen Bürgerwindparks und Landwirte gemeinsam mit rund 16 Prozent den zweitgrößten Block aus. Der Handel mit fertigen Windparks führt jedoch dazu, dass sich die Akteursstruktur in der Betriebsphase verschiebt (vgl. Deutsche Windguard 2015).

[9] Im Rahmen des Konsultationsprozesses zu den Ergebnissen der Marktanalyse äußerten Vertreter der Branche, dass die dargestellte Spanne etwas zu hoch angesetzt sei.

[10] Basierend auf spezifischen Gesamtinvestitionskosten in Höhe von 1586 € pro Kilowatt. Dies entspricht einer WEA der Leistungsklasse 2 – 3,5 MW an einem Standort mit Referenzstandortqualität (100-%-Standort).

4.2 Modelle einer frühen oder späten Ausschreibung

Windprojekte in unterschiedlichen Planungsphasen sind schlecht miteinander vergleichbar. Direkte Konkurrenz zwischen Projekten in unterschiedlichen Planungsphasen erschwert die Bewertung der Gebote und sollte deswegen vermieden werden. Eine zentrale Frage ist also, ob sich Projekte zu einem frühen oder späten Zeitpunkt im Planungsprozess an der Ausschreibung beteiligen können. Im Extremfall wären Projekte gar nicht vorentwickelt (sehr frühe Ausschreibung) bzw. bereits in Betrieb genommen (sehr späte Ausschreibung).

Im Folgenden werden zwei Modelle diskutiert:

- eine späte Ausschreibung (Modell 1), die den Bietern eine Projektrealisierungsfrist von ca. 2 Jahren einräumt, und
- eine frühe Ausschreibung (Modell 2), die eine Realisierungsfrist von ca. 4 Jahren vorsieht.

Abbildung 4-3 stellt den Zeitpunkt der Ausschreibung im Planungsprozess dar.

An einer späten Ausschreibung können sich nur Bieter mit vorentwickelten Projekten beteiligen, wobei der Planungsstand entweder explizit nachgewiesen werden muss (materielle PQ, Modell 1A) oder implizit über kurze Realisierungsfristen und hohe abgesicherte Pönalen (finanzielle PQ, Modell 1B) gefordert wird. Um an der Ausschreibung teilnehmen zu können, müssen Bieter also in Vorleistung gehen. Als materielle PQ wird eine Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG-Genehmigung) vorgeschlagen (vgl. Kap. 4.4.2.2), da Projekte nach Erhalt der BImSchG-Genehmigung eine sehr hohe Realisierungswahrscheinlichkeit haben (nach Aussagen von Branchenakteuren >90 %). Wie oben beschrieben entstehen Bietern bis zum Erhalt einer BImSchG-Genehmigung durchschnittlich Kosten von 70 €/kW. Durch die Vorplanung können Projekte nach einer Bezuschlagung zeitnah realisiert werden, wodurch nur eine relativ kurze Realisierungsfrist von ca. zwei Jahren vorgegeben werden kann (siehe Kap. 4.4.4.1).

Im Gegensatz dazu können Bieter bei frühen Ausschreibungen (Modell 2) mit wenig oder gar nicht entwickelten Projekten an der Ausschreibung teilnehmen. Entsprechend muss eine Vorentwicklung nicht nachgewiesen werden (keine materielle PQ). Den bezuschlagten Geboten wird eine relativ lange Realisierungsfrist von ca. vier Jahren eingeräumt. Da Projekte in der frühen Planungsphase noch eine vergleichsweise geringe Realisierungswahrscheinlichkeit haben, sollten Zuschläge in diesem Modell nicht projektgebunden vergeben werden, sondern übertragbar sein. So wird sichergestellt, dass Projekte, die sich nicht realisieren lassen (z. B. weil sie keine Genehmigung erhalten), durch andere Projekte ersetzt werden könnten. Tatsächlich müssten sich Bieter dadurch nicht mit konkreten Projekten bewerben, sondern könnten diese erst nach Ersteigerung der Förderberechtigung von anderen Akteuren auf einem Zweitmarkt erwerben. Um sicherzustellen, dass der Zubaukorridor erreicht wird, indem Projekte im Umfang des ausgeschriebenen Volumens tatsächlich realisiert werden, ist in diesem Modell eine relativ hohe finanzielle Pönale erforderlich.

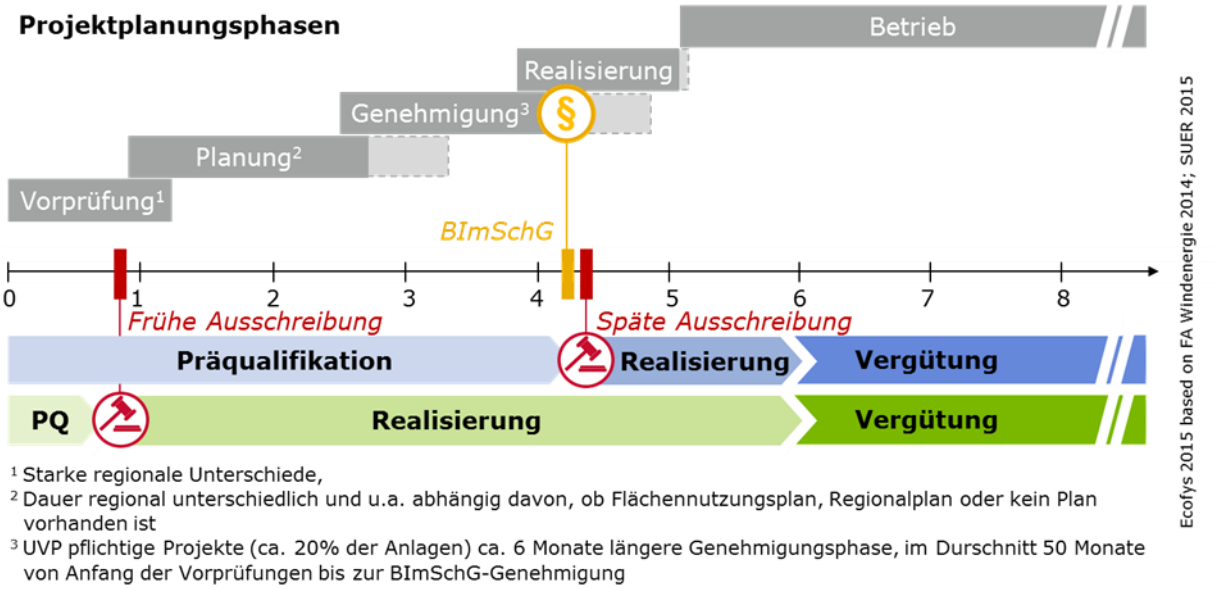


Abbildung 4-3: Ausschreibungs- und Planungsphasen eines Windprojektes. Dargestellt werden die Projektplanungsphasen (grau). Mit der Inbetriebnahme eines Projektes beginnt die Vergütung. Daten basierend auf FA Wind 2015 und (Stiftung Umweltenergierecht 2015).

Empfehlung

Es wird empfohlen, vorerst eine **späte Ausschreibung** für Windenergie an Land zu wählen, an der Bieter nach dem Abschluss der Genehmigungsphase teilnehmen. Eine späte Ausschreibung erhöht die Realisierungswahrscheinlichkeit bezuschlagter Projekte und kann aufgrund der kürzeren Realisierungsfrist zeitnah evaluiert werden. Sollte sich herausstellen, dass das Wettbewerbsniveau durch die geforderten Vorleistungen und dem damit eventuell verbundenen Abschreckungseffekt stark eingeschränkt wird, könnte der Wechsel zu einer früheren Ausschreibung erneut geprüft werden.

Im Folgenden soll die Empfehlung, vorerst eine späte Ausschreibung einzuführen, begründet werden. Dazu werden späte und frühe Ausschreibungen im Hinblick auf fünf Kriterien miteinander verglichen: (i) Erreichen des Zubaukorridors, (ii) Kosteneffizienz, (iii) Beibehaltung der Akteursvielfalt, (iv) Akzeptanz in der Windbranche und (v) Evaluierbarkeit.

(i) Erreichen des Zubaukorridors

Sofern das Ausschreibungsvolumen mit dem Zielkorridor korrespondiert, kann der Zubaukorridor nicht überschritten werden. Bei einer späten Ausschreibung ist mit dem Eingang der Gebote relativ gut absehbar, ob der Zubaukorridor kurzfristig erreicht wird, da die Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Projekte hoch ist. Im Gegensatz zur frühen Ausschreibung sind in der späten Ausschreibung die Risiken der Projektentwicklung weitestgehend überwunden. Auch sind Kosten und zu erwartende Erlöse eines Windprojekts nach der Genehmigungsphase besser abschätzbar, was die Wahrscheinlichkeit reduziert, dass bezuschlagte Projekte aus ökonomischen Gründen nicht realisiert werden. Mittelfristig hängt das Erreichen des Zielkorridors bei diesem Modell entscheidend davon ab,

ob Akteure trotz Allokationsrisiko Projekte vorentwickeln. Dieses Risiko wird von Akteuren nur dann getragen, wenn sie ihre Zuschlagswahrscheinlichkeit als kurz- oder mittelfristig gut einschätzen. Eine hohe Volatilität bzw. Unsicherheit reduziert die Attraktivität von Vorentwicklungen. Das Risiko, dass nicht genug Projekte vorentwickelt werden besteht auch wenn Akteure nicht in der Lage wären, ihre versunkenen Kosten (siehe Box 1: Versunkene Kosten) in der Ausschreibung zu refinanzieren (etwa wegen hohen Wettbewerbs).

Im Vergleich dazu ist die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten bei frühen Ausschreibungen per se geringer. Auch wenn die projektspezifische Realisierungswahrscheinlichkeit niedriger ist, kann der Zubaukorridor trotzdem erreicht werden. Kann ein Projekt nicht realisiert werden, hat der Inhaber einen großen Anreiz, die Förderberechtigung auf ein anderes Projekt zu übertragen, da die Nichtrealisierungspönale in Modell 2 höher ausfällt. In der Summe könnte also auch in einer frühen Ausschreibung der Zubaukorridor erreicht werden, wenn es einen liquiden Zweitmarkt für Förderberechtigungen gibt. Bei dem Modell einer frühen Ausschreibung ist also für das Erreichen des Zubaukorridors die Funktionalität des Zweitmarkts entscheidend, welche jedoch mit großen Unsicherheiten verbunden ist. Auch im internationalen Kontext gibt es mit einem solchen Zweitmarkt bisher keine Erfahrungen. Aufgrund der längeren Realisierungsfrist besteht die Mengenunsicherheit für einen längeren Zeitraum, was eine zeitnahe Evaluierung erschwert.

(ii) Kosteneffizienz

Um in einer Ausschreibung eine kosteneffiziente Förderung zu gewährleisten, müssen sich Projekte zueinander im Wettbewerb befinden. Es müssen also mehr Projekte angeboten werden, als in einer Ausschreibungsrunde bezuschlagt werden. Bei einer frühen Ausschreibung ist die Eintrittsbarriere prinzipiell niedriger, da Akteure kaum Vorentwicklungskosten haben und mit einem Zuschlag eine zugesicherte Vergütung bekommen. Somit ist in einer frühen Ausschreibung möglicherweise mit einem höheren Wettbewerbsniveau zu rechnen. Allerdings werden bonitätsschwache Bieter durch die hohen finanziellen Anforderungen von der direkten Teilnahme an der Ausschreibung ausgeschlossen, was wiederum die Wettbewerbsintensität mindert (s.u.), solange nicht Intermediäre die Teilnahme an der Ausschreibung erleichtern oder Förderberechtigungen auf dem Zweitmarkt an kleinere Bieter weiter verkaufen. Weiterhin ist zu beachten, dass das Wettbewerbsniveau in einer frühen Ausschreibung nicht zwangsweise höher ist, da es maßgeblich von der Flächenverfügbarkeit abhängt.

Ob eine effiziente Förderung erfolgt, hängt bei einer frühen Ausschreibung entscheidend vom Zweitmarkt für Förderberechtigungen ab. Ist dieser liquide, werden also beispielsweise Flächen für den Zweitmarkt vorentwickelt, so könnte eine effiziente Allokation auch nach der Ausschreibung ermöglicht werden. Das Preisniveau des Zweitmarktes hängt allerdings davon ab, ob sich ein Käufer- oder ein Verkäufermarkt einstellt, ob also die Verhandlungsmacht der Inhaber der Förderberechtigung oder der Inhaber der Projekte höher ist. Das Preisniveau des Zweitmarkts hat auch Rückwirkungen auf das Preisniveau der Ausschreibung. Je nach Funktionieren des Zweitmarkts kann es zu Preissenkungen durch Effizienzgewinne oder zu Preissteigerungen durch Risikoprämien und spekulatives Verhalten in der Ausschreibung kommen. Über die Effizienz des Zweitmarkts und damit der frühen Ausschreibung bestehen somit relativ große Unsicherheiten.

Auch in einer späteren Ausschreibung sind Effizienzgewinne verglichen mit der heutigen EEG-Förderung wahrscheinlich, (falls das jährliche Zubaupotenzial insgesamt über dem Zubaukorridor liegt), da durch die wettbewerbliche Allokation der Förderberechtigung tendenziell bessere Windstandorte bzw. Projekte mit geringeren Kosten bezuschlagt werden. Bei einer späten Ausschreibung kennen Bieter zum Zeitpunkt der Ausschreibung die Gestehungskosten ihrer Projekte genauer (Zinskonditionen, Abschaltungsbestimmungen, etc.) und können dementsprechend Gebote mit geringeren Risikoaufschlägen als in einer frühen Ausschreibung einreichen. Bei geringem Wettbewerbsniveau könnten sich allerdings Zuschlagspreise nahe des Höchstpreises einstellen. Die Förderung wäre somit nicht kosteneffizient bzw. es bestünden kaum Effizienzvorteile zu einem im Vorhinein administrativ festgelegten Fördersatz. Bei einer späten Ausschreibung könnte das Wettbewerbsniveau gering sein, wenn über die Flächenverfügbarkeit eine implizite Koordinierung stattfindet, d. h. mittelfristig nicht mehr Flächen und Projekte entwickelt werden als ausgeschrieben werden. Darüber hinaus könnte das Wettbewerbsniveau und damit die Effizienz der Ausschreibung auch durch Marktkonzentration mittelfristig reduziert werden. Eine Marktkonzentration könnte auftreten, wenn Marktteilnehmer durch das Allokationsrisiko und hohe versunkene Kosten (siehe Box 1: Versunkene Kosten) von der Marktteilnahme abgeschreckt werden.

Aufgrund der Unsicherheit, wie sich das zukünftige Wettbewerbsniveau in der späten Ausschreibung entwickelt, sollte die Option einer frühen Ausschreibung nicht vollständig verworfen werden, sondern als mögliche langfristige Option mitgedacht werden. Um das Wettbewerbsniveau in einer späten Ausschreibung zu erhöhen, könnte gegebenenfalls auch eine Handelsplattform für Projekte in das Ausschreibungsdesign integriert werden, um versunkene Kosten für Bieter zu reduzieren (siehe Box 3: Handel von Genehmigungen).

(iii) Beibehaltung der Akteursvielfalt

Prinzipiell besteht ein Zielkonflikt zwischen einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit bezuschlagter Projekte und der nicht-diskriminierenden Teilnahmemöglichkeit für kleine Akteure (vgl. Kapitel 3.3), da eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit entweder zu Vorentwicklungskosten führt oder eine hohe finanzielle Pönale erforderlich macht.

Die in einer späten Ausschreibung erforderlichen Vorentwicklungen könnten besonders für kleine Akteure abschreckend wirken, da diese das Zuschlagsrisiko nicht streuen können. Dadurch entsteht insbesondere dann ein Problem, wenn das Wettbewerbsniveau als hoch eingeschätzt wird, da Akteure dann mit einer höheren Wahrscheinlichkeit nicht bezuschlagt werden. Ausschreibungen zu einem frühen Zeitpunkt reduzieren zwar die Kosten der notwendigen Vorentwicklung und damit die versunkenen Kosten. Allerdings stellt eine frühe Ausschreibung kleine Akteure vor andere Herausforderungen wie die Anforderung zur Hinterlegung hoher finanzieller Sicherheiten, die ihnen die Teilnahme an der Ausschreibung u. U. unmöglich macht.

Zur Absicherung der Realisierungswahrscheinlichkeit sind für die Teilnahme an einer frühen Ausschreibung hohe finanzielle Sicherheiten notwendig. Da keine Vorentwicklungen stattgefunden haben und die Projektrisiken daher noch relativ hoch sind, werden vor allem bonitätsschwächere, d. h. in der Regel kleinere Akteure, Schwierigkeiten haben, die notwendigen finanziellen Sicherheiten (z. B. in Form von Bankbürgschaften) zu erbringen. Banken würden Bürgschaften nur dann ausstellen, wenn

kleine Akteure die Förderberechtigung im Falle eines Scheiterns außerhalb der Ausschreibung weiter verkaufen können. Dies setzt einen funktionierenden Zweitmarkt und Kenntnis über die Wettbewerbssituation auf diesem Zweitmarkt voraus. Vermutlich würden kleine Akteure also nicht selber an der Ausschreibung teilnehmen, sondern entwickelte Projekte an erfolgreiche Bieter verkaufen, die selber nur Besitzer der Förderberechtigung sind oder diesen erfolgreichen Bietern die Förderberechtigungen abkaufen. Zwar könnte eine solche „Arbeitsteilung" auch in einer späten Ausschreibung geschehen, jedoch hätten kleine Akteure in einer späten Ausschreibung eher die Möglichkeit, selber die Präqualifikationsanforderungen zu erbringen.

Eine Ausschreibung zu einem frühen Zeitpunkt könnte auch unabhängig von kleinen Akteuren einen größeren Effekt auf die bestehende Akteursstruktur haben. Bei frühen Ausschreibungen müssen Bieter ihre Gebote nicht (ausschließlich) nach real existierenden Projekten bemessen, sondern können ihre Bietstrategie maßgeblich an den erwarteten Wiederverkaufswert von Zuschlägen auf dem Zweitmarkt anpassen. Um ihre Gebote vor diesem Hintergrund richtig setzen zu können, müssen Bieter Kenntnis über den Zweitmarkt haben und ggfs. eine komplexere Bietstrategie entwickeln. In der frühen Ausschreibung könnten sich also Akteure am Markt etablieren, die nicht in der klassischen Projektenwicklung, sondern im Handel tätig sind. Auch besteht hier eher als bei einer späten Ausschreibung die Gefahr, dass Akteure mit Marktmacht versuchen, die Ausschreibung zu nutzen, um ihren Marktanteil zu erhöhen.

(iv) Akzeptanz seitens der betroffenen Akteure

Die Wahrscheinlichkeit für eine erfolgreiche Ausschreibung steigt, wenn das Ausschreibungsdesign von den betroffenen Akteuren positiv aufgenommen und akzeptiert wird. Aus diesem Grund wurden Zwischenstände in verschiedenen Foren wie der AG Bürgerenergie der Plattform Strommarkt des BMWi und in mehreren Workshops mit Vertretern der Windbranche vorgestellt. Sowohl kleine als auch größere Akteure sprachen sich dabei für eine späte Ausschreibung aus. Eine frühe Ausschreibung mindert zwar das Zuschlagsrisiko, ist jedoch auch stark von einem funktionierenden Zweitmarkt abhängig. Es wurden Bedenken geäußert, dass die Einführung eines Zweitmarktes zu Spekulation und Marktverzerrungen führen könnte und kleine Akteure von der Ausschreibung ausschließen würde. Die Auswirkung einer frühen Ausschreibung und der damit verbundenen Übertragbarkeit auf das Bieterverhalten sei schwer einzuschätzen und führe damit zu großer Verunsicherung. Vor diesem Hintergrund erscheint eine späte Ausschreibung als kleinerer Eingriff in den bestehenden Markt und als mehrheitsfähiger. Ist eine Ausschreibung unausweichlich, präferieren auch kleine Akteure eine späte Ausschreibung, da eine materielle Präqualifikation die Hinterlegung hoher finanzieller Sicherheiten ersetzen kann (s.u.).

(v) Evaluierbarkeit

Späte Ausschreibungen und damit verbundene kurze Realisierungsfristen erlauben eine zeitnahe Evaluierung bezüglich der Frage, ob bezuschlagte Projekte auch tatsächlich realisiert worden sind. Finden die ersten Ausschreibungen Anfang 2017 statt, können die Ergebnisse im Laufe des Jahres 2019 abschließend evaluiert werden (vor der Evaluierung der 2020 Ziele). Da es für Windenergie an Land keine Pilotausschreibung gibt, ist dies ein zentraler Vorteil von späten gegenüber frühen Ausschreibungen.

4.3 Regionale Steuerung und Ausgleich von unterschiedlichen Standortqualitäten

4.3.1 Ausgangslage und grundsätzliche Überlegungen

Die Stromgestehungskosten bei der Nutzung der Windenergie an Land werden maßgeblich durch das Windaufkommen am Standort (Weibull-Verteilung) beeinflusst. Deutschlandweit sind diesbezüglich sehr starke Unterschiede zu verzeichnen. Tendenziell sind gute Windstandorte vor allem im Norden und Westen, schlechtere Standorte eher im Süden und Osten verortet (vgl. Abbildung 4-4).

Der bisherige Ausbau der Windenergie spiegelt diese Verteilung der Potenziale grundsätzlich wider. Sowohl beim Zubau als auch bei der kumulierten Kapazität belegen die nördlichen Bundesländer die Spitzenpositionen. An der Entwicklung über die Zeit (vgl. Tabelle 4-2 und Tabelle 4-3) lässt sich jedoch erkennen, dass der Ausbau der Windenergie auch in den Südländern ökonomisch darstellbar ist und der Ausbau in allen Bundesländern stark schwankt. Durch das Referenzertragsmodell wird im heutigen System zumindest für einen Teil der windschwächeren Standorte eine auskömmliche Vergütung sichergestellt. Die Volatilität des Ausbaus weist jedoch darauf hin, dass neben rein ökonomischen Überlegungen weitere Faktoren für den Zubau von Windenergieanlagen an Land relevant sind. Hervorzuheben ist insbesondere die bereits in der Marktanalyse (Abschnitt 4.1) behandelte Verfügbarkeit ausreichender Flächen.

Bislang hat das Referenzertragsmodell demnach zumindest die Grundvoraussetzungen für einen regional verteilten Ausbau geschaffen. Mit der Einführung einer allgemeinen Zubaubeschränkung und einer veränderten Rolle des Referenzertragsmodells (siehe Abschnitt 4.3.3) in der Ausschreibung entsteht jedoch eine neue Situation, die Auswirkungen auf die regionale Verteilung des zukünftigen Windenergieausbaus hat.

Im Rahmen der Ausschreibung sind die beiden Ziele

- Homogenisierung des ausgeschriebenen Gutes und
- Erreichen einer angestrebten regionalen Verteilung

getrennt voneinander zu betrachten.

Beide Zielsetzungen führen im Kontext der Ausschreibung in der Tendenz zumindest kurzfristig zu einem Anstieg der Systemkosten des Zubaus von Windenergie an Land.

Durch eine Homogenisierung des Gutes können auch schlechtere Standorte mit höheren Stromgestehungskosten ausgebaut werden. Allerdings erhöht die Homogenisierung auch den Wettbewerbsdruck in der Ausschreibung, so dass ggf. der kostentreibende Effekt zumindest hinsichtlich der Förderkosten teilweise ausgeglichen wird.

Eine regionale Verteilung des Ausbaus der Windenergie an Land, die nicht der Verteilung nach den geringsten Stromgestehungskosten entspricht, führt ebenfalls zum Ausbau von schlechteren Standorten. Ein Gegeneffekt durch einen erhöhten Wettbewerb ist hier nicht zu erwarten. Eine ausgeglichene

regionale Verteilung kann jedoch ggf. durch einen kontinuierlichen Ausbau in allen Regionen langfristig Wettbewerb sichern. Zudem werden durch einen regional verteilten Ausbau ggf. Netzengpässe ausgeglichen und Abregelung vermieden sowie eine ausgeglichenere Verteilung der regionalen Wertschöpfung bewirkt[11].

Tabelle 4-2: Historische Entwicklung des Zubaus der Windenergie an Land nach Bundesland (eigene Berechnungen nach BWE 2015)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Südländer															
Baden-Württemberg	29.3	46.2	72.4	29.4	39.68	13.6	62.6	79	18	29.6	15.3	17	18.9	31.6	18.65
Bayern	18.6	32.7	51.5	37.5	35.03	33.6	81.35	47.95	23.6	56.3	51.8	164.52	188	251.58	410
Hessen	45.2	41.8	60.1	34.6	52.96	24.9	23.5	26.8	32.8	24.8	52.75	99.3	122.4	184.2	214.85
Nordrhein-Westfalen	223.7	365.9	435.4	377	230.84	174.3	167.7	165.6	119.6	156.7	90.25	159.9	142.15	237.85	307.2
Rheinland-Pfalz	109	121.6	141.4	87.9	101.98	106.6	182.1	130.4	84.4	94.2	121.15	258	282.75	413.4	462.7
Saarland	4.2	5.9	6	10.8	21.6	0.6	0	11.2	8	6	28.8	15.6	9.6	34.1	37.3
Sachsen	55.1	115.7	117.5	81.4	51.62	36.55	65.95	38.6	43	50.3	44.35	33.05	29.35	35.5	32.7
Thüringen	33.8	28.9	83.5	132.9	70.88	4.4	122	44.8	15.6	25.1	36.8	48.65	102.3	105.5	148.2
Nordländer															
Berlin	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2.3
Brandenburg	79.4	326.7	503.6	534.3	372.61	440.4	508.6	230.75	407.95	402.7	234.4	181.1	250.36	255	498.2
Bremen	2.2	0	22	0	12	5.2	1.9	7.8	15.8	6.8	27.74	19.5	9.1	2	18.6
Hamburg	3.4	0	6.2	2.2	1.48	0	0	0	0	12	5	3.37	0	2.4	4.4
Mecklenburg-Vorpommern	100.6	225.1	107.8	137.9	90.7	77	138.3	93.3	104.2	67.2	57.2	97.7	307.92	401.54	373.25
Niedersachsen	554.5	668.2	898.2	596.5	549.1	442.57	377.98	368.01	383.67	391	289.99	431.05	350.03	389.84	627.36
Sachsen-Anhalt	189.7	302.6	497.9	337.6	222.26	347.2	339.75	253.45	227.2	340.7	154.15	148.9	197.95	225.95	291.4
Schleswig-Holstein	201.3	377.6	244.1	207.7	167.01	100.9	149.4	169.15	179.3	193.4	233.05	299.78	313.55	427.95	1303.15
Anteil Nordländer	68.6%	71.5%	70.2%	69.6%	70.1%	78.2%	68.3%	67.3%	79.3%	76.1%	69.4%	59.7%	61.5%	56.9%	65.7%
Anteil Südländer	31.4%	28.5%	29.8%	30.4%	29.9%	21.8%	31.7%	32.7%	20.7%	23.9%	30.6%	40.3%	38.5%	43.1%	34.3%

Tabelle 4-3: Historische Entwicklung der kumulierten installierten Leistung der Windenergie an Land nach Bundesland (eigene Berechnungen nach BWE 2015)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Südländer															
Baden-Württemberg	61.3	107.5	179.9	209.3	248.98	262.58	325.18	404.18	422	451.78	467.08	486.38	501.56	533.05	549.9
Bayern	67.5	100.2	151.7	189.2	224.23	257.8	339.18	387.13	410.73	467.03	521.38	683.6	868.89	1120.47	1523.87
Hessen	211.8	253.6	313.7	348.3	401.26	426.16	449.66	476.46	509.26	534.06	587.77	687.11	799.74	973.54	1181.38
Nordrhein-Westfalen	643.9	1009.8	1445.2	1822.2	2053.04	2226.34	2392.26	2557.86	2677.46	2831.66	2928.11	3070.86	3185.67	3414.67	3681.12
Rheinland-Pfalz	250.9	372.5	513.9	601.8	703.78	810.38	991.98	1122.38	1206.78	1300.98	1421.43	1662.63	1911.3	2303.09	2727.8
Saarland	12.5	18.4	24.4	35.2	56.8	57.4	57.4	68.6	76.6	82.6	111.4	127	136.15	166.75	202.85
Sachsen	300.3	416	533.5	614.9	666.52	703.07	769.02	807.62	850.62	900.92	943.27	975.82	1004.84	1039.14	1066.45
Thüringen	181.3	210.2	293.7	426.6	497.48	501.88	631.88	676.68	692.28	717.38	754.18	801.33	899.34	993.44	1129.24
Nordländer															
Berlin	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	4.3
Brandenburg	442	768.7	1272.3	1806.6	2179.21	2619.6	3128.16	3358.91	3766.86	4170.36	4400.78	4600.51	4816.18	5047.19	5456.61
Bremen	13.1	13.1	35.1	35.1	47.1	52.3	64.2	72	87.8	94.6	120.84	140.86	149.01	151.01	169.61
Hamburg	23.8	23.8	30	32.2	33.68	33.68	33.68	33.68	33.68	45.68	50.68	53.4	52.75	55.15	57.49
Mecklenburg-Vorpommern	456.4	681.5	789.3	927.2	1017.9	1094.9	1233.2	1326.5	1430.7	1497.9	1549.1	1627.3	1950.33	2338.53	2706.12
Niedersachsen	1758.7	2426.9	3325.1	3921.6	4470.7	4905.27	5282.54	5646.72	6028.45	6407.19	6664.24	7039.42	7333.86	7646.12	8233.05
Sachsen-Anhalt	493.7	796.3	1294.2	1631.8	1854.06	2201.26	2533.01	2786.46	3013.66	3354.36	3509.16	3642.31	3830.34	4048.19	4336.39
Schleswig-Holstein	1177.6	1555.2	1799.3	2007	2174.01	2274.91	2390.51	2522.21	2693.71	2858.51	3014.98	3271.19	3547.37	3897.49	5089.57
Anteil Nordländer	71.6%	71.6%	71.2%	70.9%	70.8%	71.5%	71.1%	70.8%	71.4%	71.7%	71.4%	70.6%	70.0%	68.7%	68.4%
Anteil Südländer	28.4%	28.4%	28.8%	29.1%	29.2%	28.5%	28.9%	29.2%	28.6%	28.3%	28.6%	29.4%	30.0%	31.3%	31.6%

[11] Da Netzausbau immer eine kostengünstigere Variante darstellt, sollten Netzengpässe jedoch nicht als Hauptgrund für eine regionale Verteilung gesehen werden. Insbesondere sollte eine veränderte regionale Verteilung nicht als Motivation für einen verzögerten Netzausbau genutzt werden.

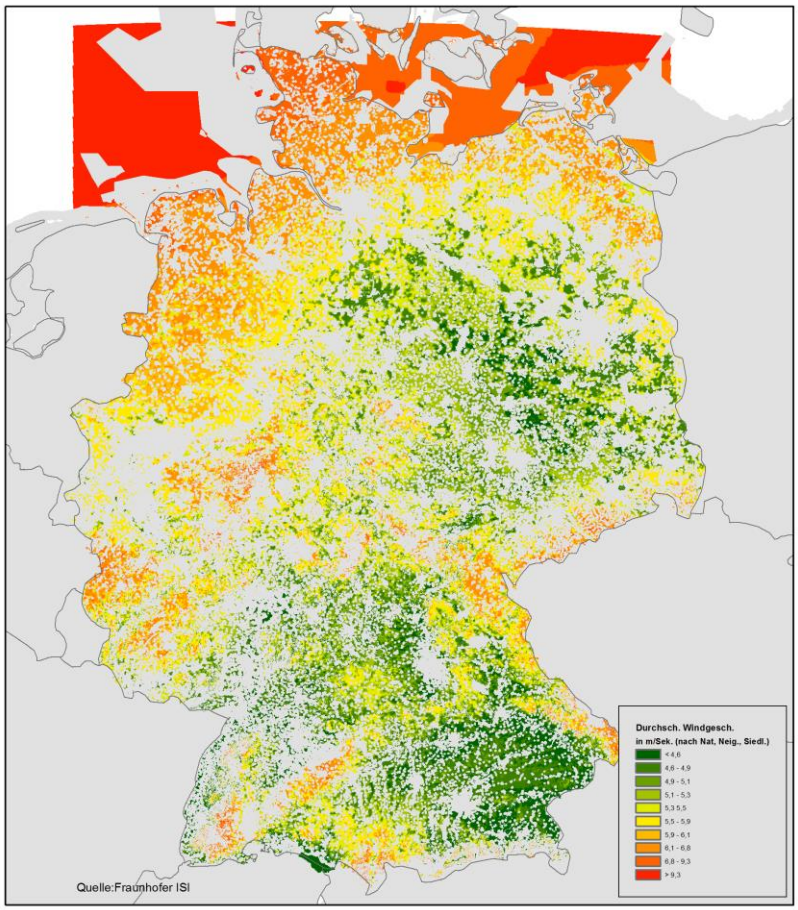


Abbildung 4-4: Geographische Verteilung der Windhöffigkeit (nach durchschnittlicher Windgeschwindigkeit) in Deutschland (ohne Naturschutzgebiete, Siedlungsflächen und steile Hänge)

Im Folgenden werden zwei Instrumente, das Referenzertragsmodell sowie eine Kontingentierung der Ausschreibung hinsichtlich ihres Beitrags zu den beiden Zielsetzungen dargestellt und bewertet.

4.3.2 Kontingentierung

Die Reservierung eines Kontingents für eine oder mehrere Regionen in der Ausschreibung zielt direkt auf das Erreichen einer bestimmten regionalen Verteilung des Ausbaus ab. Alternativ könnten dazu auch regional separate Ausschreibungen genutzt werden. Diese führen aber im Vergleich zur Kontingentierung zu höheren Effizienzverlusten und werden daher im Folgenden nicht weiter besprochen.

Bei der Reservierung eines Kontingents wird eine Mindestquote für eine oder mehrere definierte Regionen vorgegeben. Entsprechend der Quoten kommen in der Ausschreibung auch Projekte zum Zug, die ggf. ohne die Kontingentierung aufgrund eines zu teuren Gebots keinen Zuschlag erhalten hätten. Eine detaillierte Beschreibung der Funktionsweise und Wirkungen einer Kontingentierung in Ausschreibungen findet sich in Abschnitt 3.2.2.6.

Zur Umsetzung der Kontingentierung müssen zum einen der Zuschnitt der Regionen und zum anderen die Höhe der Kontingente definiert werden. Die Festlegung dieser Parameter ist jedoch komplex, insbesondere aufgrund der Schwierigkeiten bzgl. der politischen Akzeptanz und regional widersprüchlicher Interessen. Die durch die Kontingentierung entstehenden Mehrkosten sind aber stark von der Parametrierung abhängig – zu hohe Quoten führen bspw. dazu, dass innerhalb der Kontingente kein Wettbewerb stattfindet, was zu hohen Förderkosten führt. Die Parametrierungsrisiken bei einer Kontingentierung sind daher auch im allgemeinen Ausschreibungsdesign zu berücksichtigen. So kann beispielsweise ein ambitionierter Höchstpreis die kostensteigernde Wirkung zu hoch gewählter Quoten minimieren.

4.3.2.1 Diskussion Reformvorschläge

Einen konkreten Vorschlag zur Kontingentierung haben die Bundesländer Hessen, das Saarland, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Thüringen vorgelegt (Bundesländer 2015). Dieser Vorschlag fordert eine Reform des Referenzertragsmodells, so dass auch „weniger windhöffige Binnenstandorte zwischen 60 % und 90 % noch auskömmlich errichtet und betrieben werden können", kombiniert mit einer Kontingentierung der Ausschreibung für die mittel- und süddeutschen Bundesländer (BW, BY, SL, HE, NW, RP, SN, TH) und die norddeutschen Bundesländer in Höhe von jeweils 40 %. Die restlichen 20 % bleiben ungebunden, so dass der Zubau je nach Ausschreibungsergebnis zwischen 40 % und maximal 60 % in einer der beiden Teilräume stattfindet.

Dieser Vorschlag erscheint weder bzgl. des Zuschnitts der Regionen noch hinsichtlich der Höhe des Kontingents geeignet. Die für die Kontingentierung vorgeschlagene Region der mittel- und süddeutschen Bundesländer erstreckt sich in nördlicher Richtung weit über die Grenze der zentralen Netzengpässe hinaus (siehe Abbildung 4-5). Im Netzentwicklungsplan 2015 (50Hertz Transmission et al. 2014) beträgt der Anteil dieser Bundesländer über die Bandbreite aller Szenarien hinweg 31-42 %, mit einer im Zeitlauf steigenden Tendenz. Auf Basis des NEP sowie unter Berücksichtigung der historischen Zubauraten wäre daher eine Quote in Höhe von 30-35 % in den ersten Ausschreibungsrunden eher gerechtfertigt. Der Vorschlag eines Kontingents von 40 % für die mittel- und süddeutschen Bundesländer führt nach aktuellem Kenntnisstand zu ungerechtfertigten Mehrkosten.

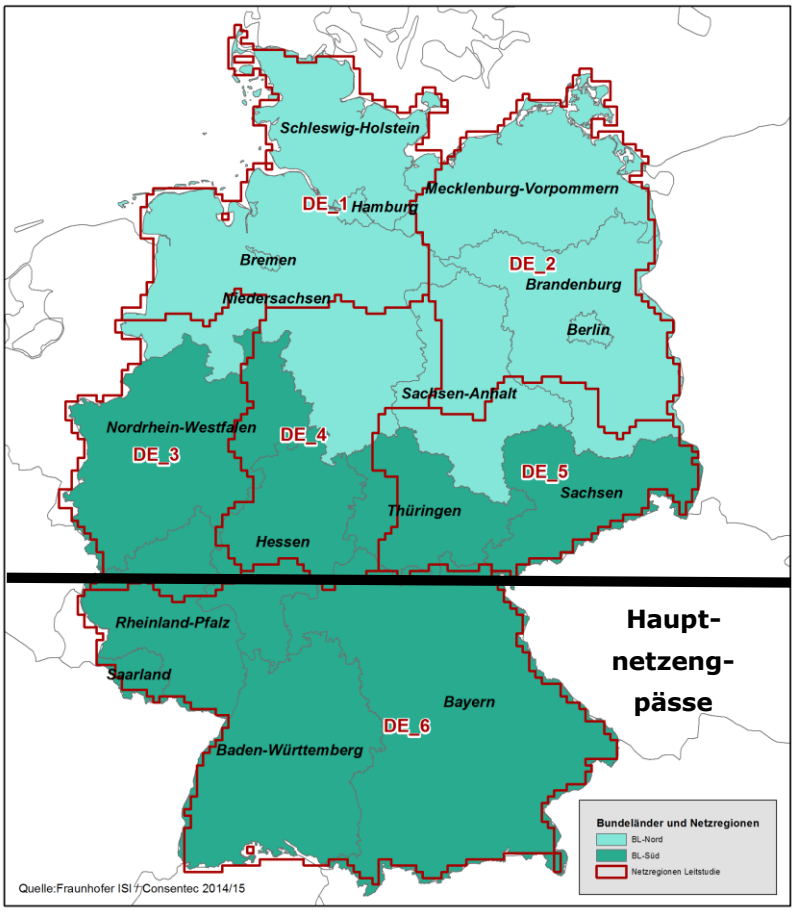


Abbildung 4-5: Regionen für Kontingentierung nach Bundesländervorschlag und Grenze der Hauptnetzengpässe

Sofern eine Kontingentierung erwogen wird, könnte bspw. ein regionaler Zuschnitt anhand der bestehenden Netzengpässe sinnvoll sein, der sich dann bei Netzausbau über die Zeit verändern würde. Eine solche Definition wäre jedoch möglicherweise nicht politisch akzeptabel. Unter Berücksichtigung der aktuellen und mittelfristig zu erwartenden Netzengpässe stellt eine Quote für die Südländer (Bayern/Baden-Württemberg/Saarland) eine geeignetere Alternative zum vorgelegten Ländervorschlag dar. Diese wäre allerdings sehr gering und sollte basierend auf den Szenarien des NEP bei etwa 10 % bzw. basierend auf dem historischen Ausbau bei etwa 5 % liegen. Es ist fraglich, ob eine solch niedrige Mindestquote für die Südländer die zusätzliche Komplexität rechtfertigt und unter Beachtung der erheblichen jährlichen Schwankungen des Zubaus sinnvoll umsetzbar wäre.

4.3.2.2 Bewertung Kontingentierung

Eine Kontingentierung ist grundsätzlich eine geeignete Maßnahme, um innerhalb einer Ausschreibung bei ausreichender Flächenverfügbarkeit eine zuverlässige Steuerung der regionalen Verteilung zu erreichen. Allerdings führt eine Kontingentierung notwendigerweise zumindest kurzfristig zu Mehrkosten aufgrund des Ausbaus der Standorte von schlechterer Qualität. Zudem bestehen erhebliche

Schwierigkeiten und Parametrierungsrisiken bei der Umsetzung der Kontingentierung; sowohl die Definition sinnvoller Regionen als auch die Festsetzung der Mindestquote sind durch erhebliche Unsicherheiten der Rahmenbedingungen gekennzeichnet. Weiterhin dürfte eine objektive Bestimmung einer kostengünstigen Kontingentierung im politischen Prozess schwierig umsetzbar sein, da hierbei der Zielkonflikt zwischen der Minimierung der Kosten des Gesamtsystems und den wirtschaftlichen Einzelinteressen der betroffenen Regionen vorherrscht.

Empfehlung
Aufgrund der Komplexität der Umsetzung der Kontingentierung wird empfohlen, zum jetzigen Zeitpunkt keine Kontingentierung zum Erreichen einer bestimmten regionalen Verteilung des Ausbaus der Windenergie an Land einzuführen. Dies gilt besonders vor dem Hintergrund, dass weitere Faktoren wie insbesondere die regionale Verteilung der Flächenverfügbarkeit ebenfalls erheblichen Einfluss auf die regionale Verteilung des Ausbaus haben. Außerdem zeichnen sich derzeit keine aus Netzperspektive sinnvollen Regionen mit einem hinreichend hohen und zeitlich konstanten Anteil am Gesamtausbau ab. Sollte sich in den ersten Ausschreibungsrunden eine inakzeptable regionale Verteilung ergeben, so kann die Einführung von Kontingenten diskutiert werden.

4.3.3 Erhalt und Anpassung des Referenzertragsmodells

Seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 regelt das Referenzertragsmodell die standortdifferenzierte Vergütung für Windenergieanlagen an Land. Trotz einiger Anpassungen blieben das Grundprinzip und die Zielsetzung des Instrumentes über die Jahre unverändert. Die Vergütung setzt sich aus einer zeitlich befristeten Anfangsvergütung sowie einer deutlich niedrigeren zweiten Vergütungsstufe zusammen. Die Dauer der Anfangsvergütung variiert in Abhängigkeit der Standortqualität. Sie beträgt mindestens fünf Jahre und kann an ertragsschwächeren Standorten auf bis zu 20 Jahre ausgedehnt werden (vgl. Abbildung 4-6). Zur Bewertung der Standortqualität wird die Summe der Jahresenergieerträge der ersten fünf Betriebsjahre einem rechnerischen Referenzertrag gegenübergestellt. Auf diese Weise stellt das Referenzertragsmodell einen rentablen Betrieb über ein breites Spektrum an Standortqualitäten sicher und begrenzt gleichzeitig eine Überförderung an überdurchschnittlich guten Standorten.

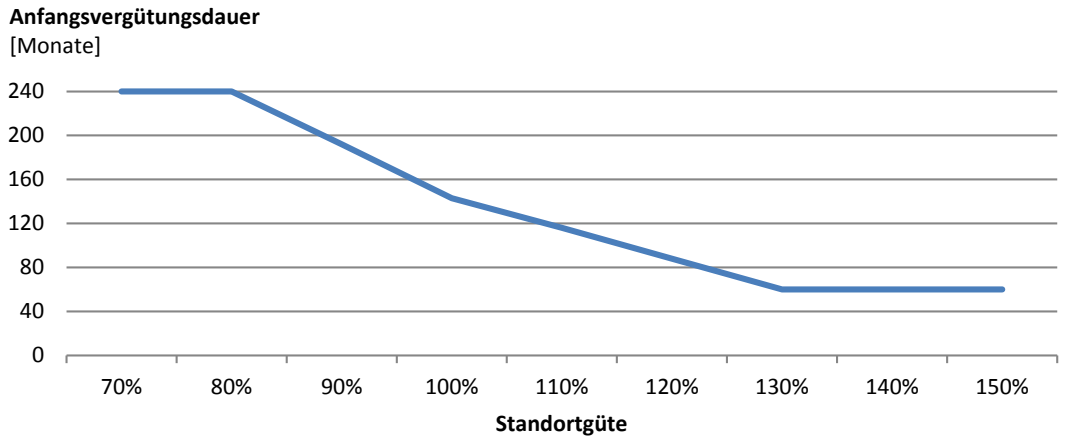


Abbildung 4-6: Dauer der Anfangsvergütung nach Standortgüte (EEG 2014)

An den Grundprinzipien des Modells kann auch bei einem Systemwechsel hin zu Ausschreibungen festgehalten werden. An die Stelle des administrativ bestimmten Anfangswertes rückt dann der Zuschlags- bzw. Gebotswert.

Mit dem Systemwechsel ändert sich die Rolle des Referenzertragsmodells. So tritt die Gewährleistung eines rentablen Betriebs in den Hintergrund, da die Akteure die Rentabilität durch ihre Gebote selbst beeinflussen. Durch den Ausgleich von Standortnachteilen steuert das Referenzertragsmodell nun vielmehr die Wettbewerbs- bzw. Zuschlagschancen von Projekten an weniger windhöffigen Standorten. Gleichzeitig verstärkt es den Wettbewerbsdruck für Projekte an besseren Standorten und hilft, eine potenzielle Überförderung zu begrenzen.

Je stärker die Standortunterschiede durch das Referenzertragsmodell reduziert werden, desto wahrscheinlicher wird es, dass sich einzelne Projekte an weniger windhöffigen Standorten im Wettbewerb behaupten können. Mit den steigenden Zuschlagschancen wächst so ggf. auch die Bereitschaft, die mit den Präqualifikationsbedingungen verbundenen Vorentwicklungskosten auch an windschwächeren Standorten in Kauf zu nehmen. Indirekt kann das Referenzertragsmodell somit zu einem Einflussfaktor für die Marktliquidität bzw. das Angebotsvolumen und die Knappheit in der Ausschreibung werden. Im Extremfall werden die bestehenden Standortunterschiede vollständig ausgeglichen (Schaffung eines homogenen Gutes). Aus Effizienzgründen wird hiervon jedoch grundsätzlich abgeraten (siehe Abschnitt 4.3.3.1).

Abbildung 4-7 zeigt den Zusammenhang zwischen der Standortgüte und dem Anfangswert, den ein Investor mit einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz[12] in Höhe von 4,16 % im Jahr 2015 mindestens benötigt. Als Berechnungsgrundlage dient hier das Zahlengerüst aus einem vom IE Leipzig im Mai 2015 veröffentlichen Kurzbericht zur Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells (Leipziger Institut für Energie 2015b). Die Zahlen beziehen sich auf Windenergieanlagen der 2- bis

[12] Der Kapitalkostensatz entspricht der Gesamtkapitalverzinsung, die sich aus der Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital und deren Anteilen zusammensetzt.

3,5-MW-Klasse. Grundwert und Dauer der Anfangsvergütung entsprechen dem EEG 2014. Im Ausschreibungssystem sowie unter der Annahme, dass der angesetzte Kapitalkostensatz nicht unterschritten werden kann, entsprächen die dargestellten Anfangswerte den mittleren Mindestgeboten je Standortkategorie. Oder anders ausgedrückt, ein Akteur mit durchschnittlichen Kapitalkosten in Höhe von 4,16 % und mittleren Investitionskosten muss in der Auktion mindestens ein Gebot in der dargestellten Höhe abgeben, um die Wirtschaftlichkeit seines Projektes sicherzustellen.

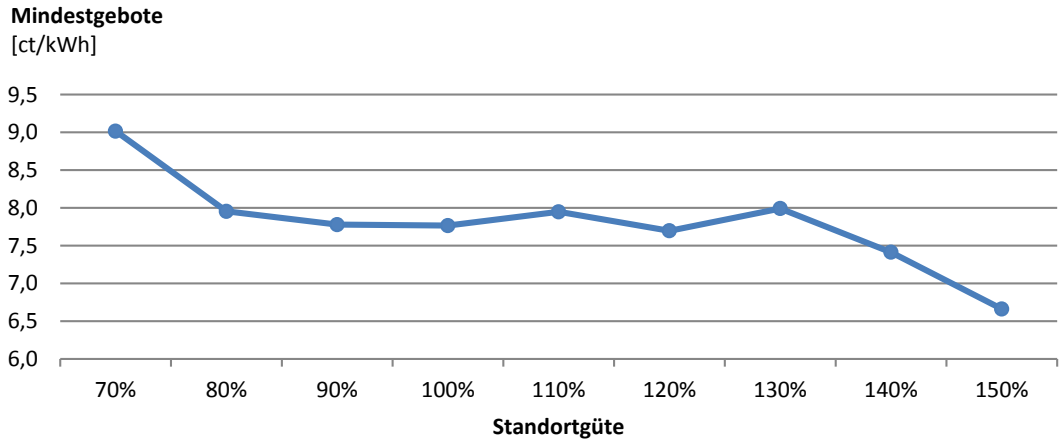


Abbildung 4-7: Mindestgebotskurve bei Erhalt des Referenzertragsmodells gemäß EEG 2014 und einheitlicher Gesamtkapitalverzinsung

Der Kurvenverlauf weist zwei kritisch zu beurteilende Charakteristika auf:

- Erstens ist die Bandbreite der Mindestgebote trotz der Standortdifferenzierung nach wie vor sehr groß. Ausgeprägt sind insbesondere die Unterschiede zwischen 70-%- und 80-%-Standorten sowie zwischen 130-%- und 150-%-Standorten. In beiden Fällen sind die erheblichen Unterschiede auf eine fehlende Differenzierung der Anfangsvergütungsdauer zurückzuführen (vgl. Abbildung 4-6). Am oberen Ende der Standortqualitäten ist die Gleichbehandlung aufgrund der geringen Zuwächse in diesem Bereich unter Umständen zu tolerieren. So entfielen in den Jahren 2012 bis 2014 weniger als 4 % der errichteten Windenergieanlagen auf Standorte dieser Kategorien (vgl. Abbildung 4-4). Am unteren Ende der hier dargestellten Standortqualitäten ist die Situation dagegen eine andere. Auf 70-%-Standorte entfiel im gleichen Zeitraum rund ein Viertel der zugebauten Anlagen. Eine Reduktion der Standortnachteile von 70-%-Standorten erscheint aus diesem Grund erwägenswert.
- Zweitens weist die Kurve zwischen 80-%- und 130-%-Standorten einen sehr flachen Abschnitt auf. Standortunterschiede sind hier weitestgehend ausgeglichen, in Teilen zeigt sich sogar eine Überkompensation. Im Kontext des Ausschreibungssystems bedeutet dies eine ineffiziente Allokation der Fördermittel.

Empfehlung
Wir empfehlen die Grundprinzipien des bestehenden Referenzertragsmodells in einer angepassten Form zu erhalten. Das Referenzertragsmodell sollte so angepasst werden, dass über alle Standorte hinweg ein Anreiz zum Zubau an besseren Standorten besteht. An die Stelle des administrativ bestimmten Anfangswertes rückt der Gebots- bzw. Zuschlagswert. Die Wettbewerbschancen von Projekten an 70-%-Standorten sollten gestärkt werden.

In den folgenden Abschnitten wird eine Reihe von Anpassungsoptionen erläutert und auf ihre Auswirkungen hin untersucht.

4.3.3.1 Erhalt von Standortvorteilen

Das Referenzertragsmodell sollte Standortunterschiede reduzieren, jedoch nicht vollständig ausgleichen. Andernfalls gehen die Anreize verloren, den Ausbau der Windenergie an Land kosteneffizient an den windstärksten Standorten einer Region voranzutreiben. Zudem hat ein vollständiger Ausgleich von Standortunterschieden im Ausschreibungssystem eine ineffiziente Allokation der Fördermittel zur Folge. Vereinfachende und unsichere Annahmen bei der Parametrierung des Modells bergen darüber hinaus das Risiko, dass ein auf Ausgleich ausgerichtetes Modell am Ende die Wettbewerbschancen umkehrt. Die durch den steigenden Wettbewerbsdruck erwarteten Einsparungen bei den Fördermitteln durch einen vollständigen Ausgleich sind vermutlich nicht ausreichend, um die entstehenden Mehrkosten auszugleichen.

Für die rote Kurve in Abbildung 4-8 sind die Anfangsvergütungszeiträume derart modifiziert worden, dass die Standortvorteile windhöffigerer Standorte über das gesamte Spektrum erhalten bleiben. Die Mindestgebotskurve weist einen streng monoton fallenden Verlauf auf. Start- und Endpunkt sind identisch mit der Kurve aus Abbildung 4-7. Die Bandbreite der Mindestgebote und die damit verbundenen Spielräume zur Erwirtschaftung von Produzentenrenten bleiben damit jedoch nach wie vor sehr groß. Zur Abschätzung der potenziellen Mitnahmeeffekte sind in Tabelle 4-4 die internen Zinssätze (Internal Rate of Return, IRR) für einen einheitlichen Anfangswert in Höhe von 9,0 ct/kWh aufgeführt. Der Interne Zinssatz ist ein Maß für die mittlere, jährliche Rendite eines Investitionsvorhabens. Der einheitliche Anfangswert in Höhe von 9,0 ct/kWh dient hier als Abschätzung des Auktionsergebnisses nach oben. Je nach Festlegung des Höchstpreises kann dieses jedoch auch höher oder niedriger ausfallen. Bei Anwendung von Pay-as-bid als Preisregel sind zudem unterschiedliche Zuschlagswerte zu erwarten.

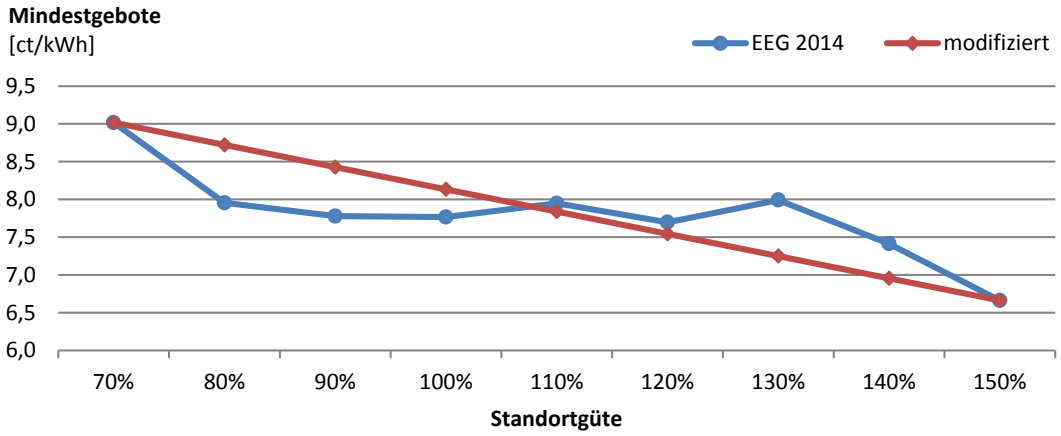


Abbildung 4-8: Mindestgebotskurve gemäß EEG 2014 und des modifizierten Ansatz im Vergleich

Tabelle 4-4: Interne Verzinsung (IRR) nach Standortgüte bei einheitlichem Anfangswert in Höhe von 9,0 ct/kWh

70 %	80 %	90 %	100 %	110 %	120 %	130 %	140 %	150 %
4,2 %	4,9 %	5,8 %	6,7 %	7,7 %	8,7 %	9,7 %	10,7 %	11,1 %

Abbildung 4-9 zeigt eine Gegenüberstellung der Anfangsvergütungszeiträume gemäß EEG 2014 und der in diesen Abschnitt vorgestellten Anpassungsoption. Die Einbeziehung von 70%-Standorten und die Neujustierung zum Erhalt von Standortvorteilen führen im Ergebnis zu kürzeren Anfangsvergütungszeiten für 80%- bis 100%-Standorte und leicht steigenden Zeiträumen für 130% bis 140%-Standorte. Auffällig ist, dass die Anfangsvergütungsdauer zwischen 100%- und 110%-Standorten weitgehend konstant bleibt. Die hierzu führenden Annahmen im Datengerüst sollten vor einer Anpassung des Modells unbedingt kritisch überprüft werden.

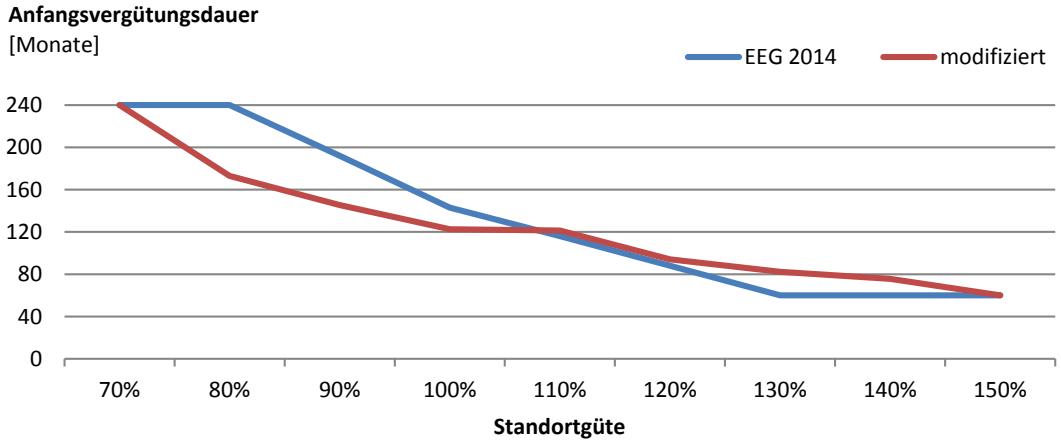


Abbildung 4-9: Dauer der Anfangsvergütung nach Standortgüte (modifiziert) bei einheitlicher Kapitalverzinsung in Höhe von 4,16 %

Empfehlung
Das Referenzertragsmodell sollte Standortunterschiede reduzieren, jedoch nicht vollständig ausgleichen. Die Anfangsvergütungszeiträume sind so zu justierten, dass die Mindestgebotskurve einen streng monotonen Verlauf aufweist. Vor einer Anpassung des Referenzertragsmodells sind die Annahmen im Datengerüst zu Investitionen und Anlagenkonfigurationen unbedingt kritisch zu überprüfen.

4.3.3.2 Absenkung der zweiten Vergütungsstufe

Eine Absenkung der Grundvergütung (Grundwert) stellt eine Option dar, um die Bandbreite der Mindestgebote zu reduzieren. Für die rote und grüne Kurve in Abbildung 4-10 wurde der Grundwert ausgehend vom Status Quo (4,95 ct/kWh) auf 4,5 bzw. 4,0 ct/kWh herabgesetzt. In der Folge zeigt sich ein deutlich flacherer Verlauf mit geringeren Potenzialen zur Erwirtschaftung von Produzentenrenten und höheren Zuschlagschancen für Projekte an weniger windhöffigen Standorten. Durch eine Verringerung der Bandbreite werden somit einerseits die Chancen für einen bundesweiten Ausbau der Windenergie erhöht und andererseits die Spielräume für Überrenditen reduziert. Dass sich potenzielle Mitnahmeeffekte durch die Absenkung der Grundvergütung erheblich begrenzen lassen, verdeutlicht ein Vergleich der internen Zinssätze in Tabelle 4-5. Wie zuvor wird auch hier ein einheitlicher Anfangswert in Höhe von 9,0 ct/kWh zur Abschätzung herangezogen.

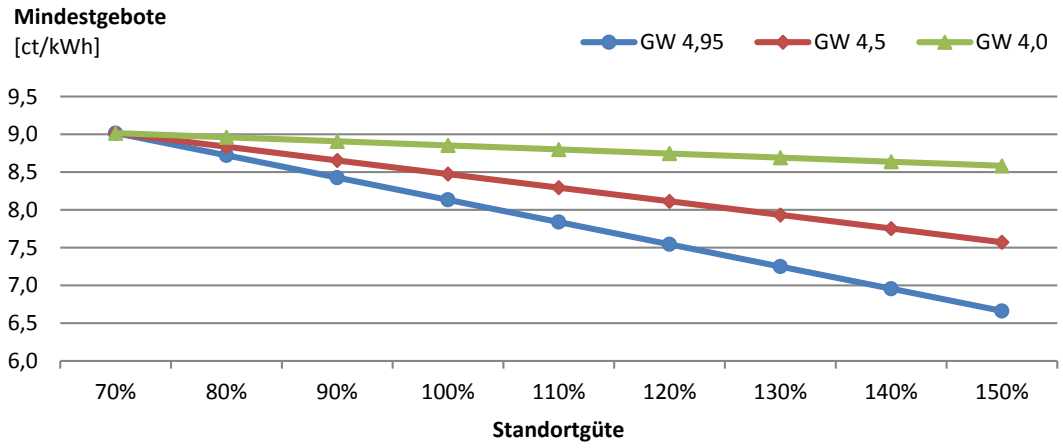


Abbildung 4-10: Mindestgebotskurve unter Variation des Grundwerts bei einheitlicher Kapitalverzinsung in Höhe von 4,16 %

Tabelle 4-5: Interne Verzinsung (IRR) bei einheitlichem Anfangswert in Höhe von 9,0 ct/kWh für Grundwerte von 4,95 bis 4,0 ct/kWh

	70 %	80 %	90 %	100 %	110 %	120 %	130 %	140 %	150 %
GW 4,95	4,2 %	4,9 %	5,8 %	6,7 %	7,7 %	8,7 %	9,7 %	10,7 %	11,1 %
GW 4,5	4,2 %	4,6 %	5,2 %	5,9 %	6,5 %	7,3 %	8,0 %	8,7 %	9,2 %
GW 4,0	4,2 %	4,3 %	4,5 %	4,7 %	5,0 %	5,3 %	5,6 %	5,9 %	6,2 %

Grundsätzlich gilt es zu berücksichtigen, dass der Absenkung des Grundwertes eine gewisse Grenze gesetzt ist. Diese ist überschritten, wenn die damit zu erlösenden Erträge in der zweiten Vergütungsstufe nicht mehr ausreichen, um die in der zweiten Hälfte der Anlagenlebensdauer tendenziell steigenden Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung abzudecken. Zwar steigt mit sinkender Grundvergütung die Wahrscheinlichkeit für zusätzliche Erlöse aus der sonstigen Direktvermarktung (Schemm und Brühl 2015), angesichts der schwer zu prognostizierenden Entwicklung der Großhandelsstrompreise, ist die Erlösabschätzung jedoch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Ob und in welchem Umfang ein Investor das zusätzliche Erlöspotenzial bereits bei der Angebotsabgabe einpreist, hängt maßgeblich von der Risikobereitschaft des Investors sowie der Fremdkapitalgeber ab.

Empfehlung

Wir empfehlen eine moderate Absenkung des Grundwertes, um den Wettbewerbsdruck auf Projekte an besseren Standorten und die Zuschlagschancen für Vorhaben an weniger windhöffigen Standorten zu erhöhen. Die Deckung der steigenden Betriebskosten in der zweiten Dekade der Anlagenlebensdauer sollte durch die Absenkung nicht gefährdet werden.

4.3.3.3 Kopplung von Anfangs- und Grundwert

Da die Anfangsvergütungszeiträume mit zunehmender Standortgüte sinken, hat eine Änderung des Anfangswertes an windstärkeren Standorten geringere Auswirkungen auf die Rentabilität. Projekten an besseren Standorten fällt es somit tendenziell leichter, durch die Abgabe eines niedrigeren Gebotes auf Wettbewerbsdruck in der Ausschreibung zu reagieren. Eine Kopplung von Anfangs- und Grundwert kann dieses Ungleichgewicht prinzipiell beheben (Wallasch 2015). An die Stelle eines administrativ bestimmten, starren Grundwerts tritt ein variabler Grundwert, der über ein festes Verhältnis an den Anfangswert gekoppelt ist. Im EEG 2014 beträgt der Grundvergütungssatz derzeit beispielsweise rund 55 Prozent des Anfangsvergütungssatzes.

Abbildung 4-11 stellt die Mindestgebotskurven für zwei verschiedene Kopplungsfaktoren dar. Wie zuvor wurden auch hier die Anfangsvergütungszeiträume (Abbildung 4-12) derart gewählt, dass sich ein streng monoton fallender Verlauf einstellt. Über den Kopplungsfaktor lässt sich die Steigung bzw. die Bandbreite der Mindestgebotskurve steuern. Bei Fixierung des heutigen Verhältnisses in Höhe von

0,55 (GW/AW) reduziert sich bspw. die Bandbreite der Mindestgebote auf 1,1 ct/kWh. Die Abschätzung der Mitnahmeeffekte analog zum Vorgehen in den vorangegangenen Abschnitten offenbart jedoch einen gewichtigen Nachteil. Zwar führt die Kopplung zu einer Annäherung der Mindestgebote, eine nachhaltige Reduktion potenzieller Produzentenrenten stellt sich jedoch nicht ein (s. Tabelle 4-6). Grund hierfür ist, dass jede Abweichung vom Mindestgebot nach oben auch den Grundwert steigen lässt.

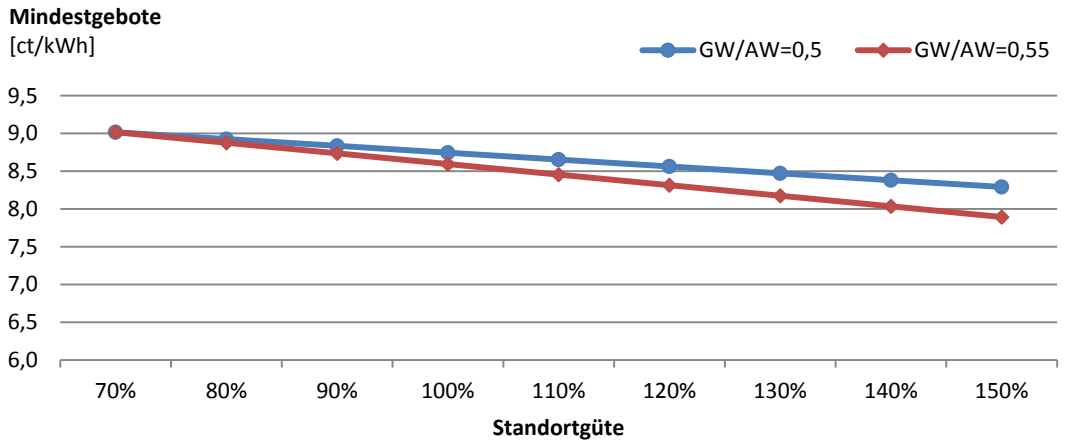


Abbildung 4-11: Mindestgebotskurve für verschiedene Kopplungsfaktoren von Grund- und Anfangswert

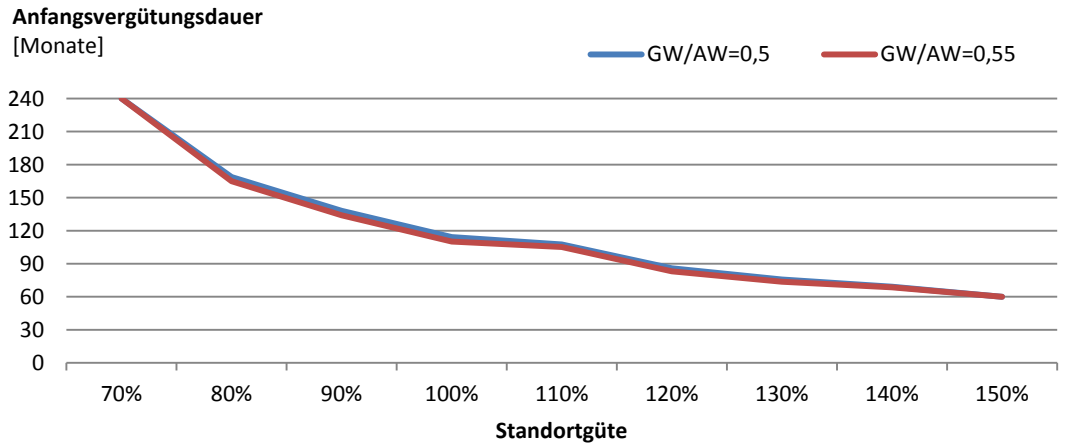


Abbildung 4-12: Anfangsvergütungsdauer nach Standortgüte bei Kopplung von Anfangs- und Grundwert

Tabelle 4-6: Interne Verzinsung (IRR) bei einheitlichem Anfangswert in Höhe von 9,0 ct/kWh

	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
GW/AW=0,5	4,2%	4,4%	4,8%	5,3%	5,8%	6,6%	7,4%	8,2%	9,25%
GW/AW=0,55	4,2%	4,6%	5,1%	5,8%	6,5%	7,6%	8,6%	9,8%	11,1%

Empfehlung
Wir empfehlen die Vor- und Nachteile eines gekoppelten Anfangs- und Grundwertes im weiteren Verlauf des Konsultationsprozesses näher zu prüfen.

4.3.3.4 Verkürzung der minimalen Anfangsvergütungsdauer

Um die Produzentenrenten an den windhöffigsten Standorten (130 % aufwärts) stärker abschöpfen zu können, ließen sich auch der Referenzzeitraum und die minimale Anfangsvergütungsdauer von derzeit fünf Jahren auf beispielsweise drei Jahre verkürzen. Mit einer Verkürzung der Referenzzeit steigt jedoch das Risiko, dass mit der resultierenden Standortbewertung kein repräsentatives Bild des tatsächlichen Standortpotenzials gezeichnet wird. Grund hierfür ist, dass einzelne Windjahre zum Teil erheblich vom langjährigen Mittel abweichen. Zudem erhöht eine Verkürzung der Referenzzeit (ohne mit zusätzlichem Aufwand verbundenen Kontrollen in späteren Jahren) die Anreize zur Manipulation. Die Ertragsausfälle durch die gezielte Zurückhaltung von Energiemengen wären aufgrund des kürzeren Zeitraums geringer. Die Vorteile der Option, nämlich die Abschöpfung von Produzentenrenten an den windstärksten Standorten, sind folglich den steigenden Unsicherheiten bei der Standortbewertung, die sich nicht auf die windstärksten Standorte beschränken, gegenüberzustellen.

Da die Zuwächse, die auf die Standortkategorien 130 % und aufwärts entfallen, äußerst gering sind (< 4 %), überwiegen in der Gesamtabwägung die Nachteile der Option.

Empfehlung
Von einer Verkürzung der minimalen Anfangsvergütungsdauer raten wir ab.

4.3.3.5 Bewertung Referenzertragsmodell

Das Referenzertragsmodell stellt weder im Kontext der Festvergütung noch im Kontext der Ausschreibung ein geeignetes Instrument zur *gezielten* regionalen Steuerung des Ausbaus dar. Es kann jedoch die Voraussetzungen dafür schaffen, dass sich der Ausbau der Windenergie nicht allein auf die windstärksten Regionen in Deutschland konzentriert und so eine regionale Verteilung des Ausbaus erreicht wird.

Je stärker die Standortunterschiede kompensiert werden, desto wahrscheinlicher ist es, dass sich einzelne Projekte an windschwächeren Standorten im Wettbewerb behaupten. Dem höheren Wettbewerbs- bzw. Preisdruck stehen jedoch Mehrkosten gegenüber, die aus dem Ausbau von Windenergieanlagen an windschwächeren Standorten resultieren.

Das Referenzertragsmodell baut ganz maßgeblich auf Annahmen zu Investitionskosten und Erträgen an unterschiedlichen Standorten auf. Auch wenn die Gewährleistung der Rentabilität aufgrund des Wechsels zu Ausschreibungen in den Hintergrund tritt, setzt das Modell nach wie vor erhebliche Kenntnisse über die Kostenstruktur des Marktes, vor allem über die standortspezifischen Unterschiede, voraus. Erschwerend kommt hinzu, dass Zinsänderungen die Wirkung des Mechanismus empfindlich beeinflussen können. Die Parametrierung des Modells ist damit alles andere als trivial und unterliegt folglich erheblichen Risiken. Bevor Änderungen am Referenzertragsmodell vorgenommen werden, sollten vor allem die folgenden Aspekte detaillierter untersucht werden:

- Einfluss der Finanzierungsdauer
- Einfluss von Zinsänderungen
- Ausreißer im vorliegenden Datengerüst für 110 %-Standorte
- Betriebskostendeckung in Abhängigkeit des Grundwertes.

Ferner sei an die dieser Stelle auf die allgemeinen Überlegungen zu Auswirkungen einer Homogenisierung im Ausschreibungssystem in Abschnitt 3.2.2.6 verwiesen.

4.4 Empfehlungen zur Ausgestaltung der Ausschreibung für Windenergie an Land

4.4.1 Übersichtstabelle

Tabelle 4-7: Übersichtstabelle Windenergie an Land

Teilnahmebedingungen	
Materielle & finanzielle Qualifikationsanforderungen	BImSchG-Genehmigung + geringe finanzielle Sicherheit (30 €/kW); Alternative: ausschließlich hohe finanzielle Sicherheit (100 €/kW); keine Trennung in Erst- und Zweitsicherheit
Flächenkulisse	keine Einschränkung der Flächenkulisse
Gebots- und Projektgröße	Mindestgröße 1MW; keine Maximalgröße

Fortsetzung auf nächster Seite

Ausschreibungsverfahren	
Ausschreibungsfrequenz	3-4 Runden im Jahr
Ausschreibungsvolumen	Jährlicher Ausbaukorridor + Nicht-Realisierung (ex-post) + Repowering (Kombination aus ex-ante und ex-post; Glättung der jährlichen Volumina)
Höchstpreis/Mindestpreis	Veröffentlichter Höchstpreis; kein Mindestpreis
Preisregel	Pay-as-bid; evtl. langfristig Umstieg auf Uniform-pricing
Inanspruchnahme der Zuschläge und Realisierung der bezuschlagten Projekte	
Realisierungsfrist	2 Jahre; danach Staffelung der Pönale über Toleranzfrist von 6 Monaten, nach weiteren 6 Monaten Entzug der Förderberechtigung
Pönalen	30 €/kW; 100 €/kW bei Verzicht auf materielle Qualifikation
Nicht-finanzielle Strafen	keine Sperren von Bietern und/oder Projekten; evtl. Ausnahmen für bestimmte Akteure
Abweichung der installierten von der bezuschlagten Kapazität	Teilpönalisierung für Teilrealisierung; Pflicht zur erneuten Teilnahme an der Ausschreibung bei Parkerweiterung; Toleranz bis zu einer Abweichung von bis zu 5% nach oben bei abweichender Nennleistung ohne Parkerweiterung
Flächenbezug und Übertragbarkeit	Flächenbezug; keine Übertragbarkeit der Förderberechtigung
Rückgabemöglichkeit	Nein

4.4.2 Teilnahmebedingungen

4.4.2.1 Abwägung zwischen materiellen und finanziellen Qualifikationsanforderungen

Qualifikationsanforderungen dienen dazu, unseriöse Gebote zu vermeiden und eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit der Gebote sicherzustellen. Wie in Kapitel 4.2 beschrieben, lässt sich das Modell einer späten Ausschreibung in zwei Varianten gestalten:

- mit primär materiellen Qualifikationsanforderungen, d. h. konkret dem Nachweis des Projektfortschritts in Form einer BImSchG-Genehmigung und nur geringen finanziellen Anforderungen (Modell 1A), oder
- mit ausschließlich finanziellen Qualifikationsanforderungen (Modell 1B).

Modell 1A schafft Chancengleichheit zwischen bonitätsstarken (in der Regel großen) und bonitätsschwachen (in der Regel kleineren) Bietern, da keine hohen finanziellen Sicherheiten erbracht werden

müssen, die bonitätsschwache Bieter vor Probleme stellen könnten. Allerdings bedeutet dieses Modell auch einen gewissen Prüfaufwand für die ausschreibende Stelle, der in Modell 1B entfiele.

Hingegen müssen in Modell 1B hohe finanzielle Sicherheiten hinterlegt werden. Aufgrund der relativ kurzen Realisierungsfrist würden Projekte weiterhin vorentwickelt werden, da andernfalls das Pönalenrisiko bei einer hohen Pönale von 100€/kW stark ansteigt. Dadurch entstehen Kosten für die Vorentwicklung. Bietern würde jedoch eine größere Flexibilität zugestanden. So könnte ein Bieter beispielsweise kurz vor dem Abschluss des Genehmigungsverfahrens bieten und dadurch eventuell Effizienzgewinne durch eine kontinuierlichere Projektpipeline ausnutzen. Diese Vorteile könnten jedoch wahrscheinlich nur von bonitätsstarken Bietern genutzt werden. Bonitätsschwache Bieter könnten zwar eine Bankbürgschaft auf ihre Projekte bekommen, laut Aussagen mehrerer Bankenvertreter würden Banken eine solche Bürgschaft aber im Regelfall nur auf bereits genehmigte Projekte ausstellen, da andernfalls Projekte zu risikobehaftet seien. Damit entstünde eine gewisse Doppelbelastung: bonitätsschwache Bieter müssten einerseits ihre Projekte bis zur BImSchG-Genehmigung entwickeln, andererseits die Kosten der in Modell 1B höheren Bürgschaft tragen.

Da der Akteursvielfalt im Ausschreibungsdesign eine große Bedeutung zugemessen wird, wird empfohlen Modell 1A zu wählen und Modell 1B, wenn überhaupt, nur als ergänzende Wahloption einzuführen. Eine solche Wahlmöglichkeit schafft mehr Flexibilität und damit potentielle Effizienzgewinne, kann aber nicht von allen Akteuren genutzt werden. Es gilt somit, die potentiellen Effizienzvorteile gegenüber einer gewissen Chancenungleichheit zwischen größeren und kleineren Akteuren abzuwägen. Allerdings erscheinen sowohl die Effizienzvorteile als auch die Benachteiligung kleiner Akteure als relativ begrenzt.

Empfehlung
Es wird eine Kombination aus einer hohen materiellen Qualifikation und einer geringen finanziellen Sicherheit empfohlen (Modell 1A), um eine hohe Realisierungsrate sicherzustellen und dennoch bonitätsschwachen Akteuren den Zugang zur Auktion zu ermöglichen. Als Wahloption könnte die Möglichkeit einer höheren rein finanziellen Qualifikation in Betracht gezogen werden (Modell 1B). Dabei sind die potentiellen Effizienzvorteile der erhöhten Flexibilität gegen eine gewisse Chancenungleichheit zwischen großen und kleinen Akteuren abzuwägen.

4.4.2.2 Ausgestaltung der materiellen Qualifikationsanforderung

Als materielle Qualifikation wird der Nachweis einer Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen gemäß dem Bundes-Immissionsschutzgesetz empfohlen. Die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 m sind nach § 4 Abs. 1 Satz 1 Bundes-Immissionsschutzgesetz in Verbindung mit § 1 Abs. 1 Satz 1 der 4. BImSchV und Nr. 1.6 des Anhangs zur 4. BImSchV immissionsschutzrechtlich genehmigungspflichtig. In der Praxis erreichen sämtliche neue Windenergieanlage eine Gesamthöhe von mehr als 50 m und sind daher immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig. Je nachdem, ob mehr oder weniger als 20 Anlagen genehmigt werden, ist das immissionsschutzrechtliche Verfahren nach § 10 BImSchV (Nr. 1.6.1 des

Anhangs zur 5. BImSchV) oder das vereinfachte Verfahren nach § 19 BImSchV (1.6.2 des Anhangs für die BImSchV) durchzuführen.

Abgesehen von Kleinwindanlagen[13] ist eine BImSchG-Genehmigung für alle Windenergieanlagen, die im Bundesgebiet errichtet werden, vor Baubeginn erforderlich (Stiftung Umweltenergierecht 2015). Der Genehmigungsprozess ist etabliert und die Genehmigung über das Aktenzeichen konkret. Momentan beläuft sich die Realisierungsrate von Projekten mit einer BImSchG-Genehmigung laut Aussagen von Projektieren auf über 90%, da mit einer BImSchG-Genehmigung die meisten Projektrisiken überwunden sind. Solange die BImSchG-Genehmigung noch nicht bestandskräftig ist, besteht allerdings das Risiko, dass sie beklagt wird. Um eine hohe Realisierungsrate der Projekte sicherzustellen, könnte daher der Nachweis einer bestandskräftigen Genehmigung verlangt werden. Laut Aussagen von Branchenakteuren können sie jedoch das Klagerisiko relativ gut einschätzen. Der Nachweis einer Bestandskraft sollte daher nicht verpflichtend gemacht werden. Es ist zu erwarten, dass Projektentwickler für die Teilnahme an der Ausschreibung die Bestandskraft der Genehmigung abwarten, wenn sie das Klagerisiko als relevant erachten. Andernfalls riskieren sie eine Verzögerung ihrer Projekte und im Extremfall den Verlust ihrer Förderberechtigung. Schätzen sie das Klagerisiko als sehr gering ein, sollten sie jedoch auch mit nicht bestandskräftigen Genehmigungen bieten dürfen.

Um den bürokratischen Aufwand zu begrenzen, sollte der Bieter die BImSchG-Genehmigung nicht in Kopie einreichen müssen, sondern nur das Aktenzeichen des Genehmigungsbescheids, die ausstellende Behörde und das Datum der Ausstellung nennen. Zudem sollten sie mit einer eidesstattlichen Erklärung die Rechtmäßigkeit der Angaben versichern. Eine zukünftige Änderung der BImSchG-Genehmigung sollte damit jedoch nicht ausgeschlossen sein: Ziel des Nachweises ist es, den fortgeschrittenen Planungsstand eines Projektes zu identifizieren, nicht den Bieter bereits auf alle Projektspezifika festzulegen.

Empfehlung
Als materielle Qualifikation sollte ein Genehmigungsbescheid nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz dienen. Ob die BImSchG-Genehmigung zum Zeitpunkt der Auktionsteilnahme bestandskräftig ist, wird den Bietern überlassen.

4.4.2.3 Ausgestaltung der finanziellen Qualifikationsanforderungen

Damit Pönalen wirksam werden, müssen sie bei Gebotsabgabe durch eine Bürgschaft oder eine Kaution abgesichert werden. So wird verhindert, dass an einer Ausschreibungsrunde unseriöse Bieter teilnehmen. Im Hinblick auf die Bürgschaft muss die ausschreibende Stelle entsprechende Kriterien (z. B. Rating der Bank) festlegen. Zwar entstehen durch finanzielle Qualifikationsanforderungen auch seriösen Bietern Kosten, erfahrungsgemäß ist jedoch der Schaden durch unseriöse Gebote und stra-

[13] Kleinwindanlagen sollten von der Ausschreibung ausgenommen werden, vgl. Kapitel 4.4.2.5.

tegisches Verhalten größer als die Kosten der finanziellen Absicherung. Wie in Kapitel 4.4.4.2 dargestellt, sollte die Pönale und damit auch die finanzielle Sicherheit bei Gebotsabgabe bei rein finanzieller Qualifikation (Modell 1B) deutlich höher ausfallen als beim Nachweis der BImSchG-Genehmigung (Modell 1A). Dennoch ist auch bei materieller Qualifikation über die BImSchG-Genehmigung eine finanzielle Qualifikationsanforderung sinnvoll, um eine Realisierung sicherzustellen. Andernfalls wäre beispielsweise der Fall denkbar, dass ein Bieter sich nach Bekanntgabe des Ausschreibungsergebnisses erhofft, durch eine wiederholte Teilnahme eine höhere Förderung zu erlangen und deswegen sein bezuschlagtes Projekt zurückzieht.

Bei Nachweis einer BImSchG-Genehmigung erscheint eine geringe Sicherheit von 30 €/kW ausreichend, ohne diesen Nachweis eine höhere Sicherheit von 100 €/kW (vgl. Kapitel 4.4.4.2). Im Prinzip wäre auch eine Aufspaltung der Sicherheit in eine Erst- und Zweitsicherheit möglich, was bedeuten würde, dass Bieter zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe nur eine kleine Bürgschaft hinterlegen und nach dem Zuschlag zeitnah eine Aufstockung nachreichen müssen (dieses Modell wurde z. B. in der Ausschreibung für PV-Freiflächenanlagen gewählt). Eine Aufspaltung wäre dann sinnvoll, wenn Bieter nach einer Bezuschlagung einfacher (und eventuell zu geringeren Kosten) eine Bürgschaft erhalten könnten. Dies ist jedoch in einer späten Ausschreibung nicht der Fall, da Banken aufgrund der Vorentwicklung der Projekte auch vor der Ausschreibung bewerten können, ob das Projekt zu dem gebotenen Preis ökonomisch realisierbar wäre und basierend auf dieser Entscheidung eine *konditionierte, nur im Falle eines Zuschlages greifende* Bürgschaft erteilen können. Deswegen sollten bei Vorliegen einer BImSchG-Genehmigung auch kleine Bieter eine Bürgschaft vor der Gebotsabgabe bekommen können. Eine Aufteilung in Erst- und Zweitsicherheit kann unerfahrene Bieter sogar vor unerwartete Probleme stellen, sofern sie die Zweitsicherheit nicht fristgerecht einreichen können und damit den Zuschlag trotz ernsthafter Realisierungsabsicht wieder verlieren. Zudem erhöht eine Aufspaltung den administrativen Aufwand für die ausschreibende Stelle.

Empfehlung
Von einer Aufteilung der Sicherheit in Erst- und Zweitsicherheit wird abgeraten. Bei Nachweis einer BImSchG-Genehmigung wird eine Sicherheit von 30 €/kW empfohlen, ohne diesen Nachweis eine Sicherheit von 100 €/kW.

4.4.2.4 Flächenkulisse

Laut der Marktanalyse ist die Verfügbarkeit von Flächen der entscheidende Faktor, der die Anzahl an Projekten begrenzt. Die Verfügbarkeit von Flächen kann von Marktakteuren nur begrenzt beeinflusst werden, da diese vor allem durch Planungsrecht und Natur- und Artenschutzrecht bestimmt werden. In der Branche herrscht dadurch bereits heute starker Wettbewerb um Flächen, wodurch Pachtpreise an windhöffigen Standorten mitunter sehr hoch sind. Um die Ausschreibung effizient zu gestalten, sollte der Wettbewerb in der Ausschreibung nicht durch eine Einschränkung der Flächenkulisse reduziert werden.

Empfehlung
Die bestehende Flächenkulisse sollte nicht eingeschränkt werden.

4.4.2.5 Gebots- und Projektgröße

Eine **Maximalgröße** für Gebote sollte festgelegt werden, wenn markträumende Gebote zu erwarten wären. Aufgrund der projektgebunden Gebote und des relativ großen Ausschreibungsvolumens sind solche Gebote nicht zu erwarten. Die Größe von Projekten wird auf natürliche Weise durch die zur Verfügung stehenden Flächen begrenzt. Eine Begrenzung der Projektgröße erscheint nicht sinnvoll und würde die Effizienz der Förderung und des Windenergieausbaus verringern. Ggfs. könnte über eine Begrenzung der Gebote pro Bieter nachgedacht werden, wenn sich während der ersten Ausschreibungsrunden herausstellt, dass ein Akteur (ggfs. über Tochtergesellschaften) so viele Zuschläge auf sich vereinigt, dass das Wettbewerbsniveau gefährdet wird. Ob eine solche Grenze mit überschaubarem Aufwand kontrolliert werden kann, ist allerdings fraglich und muss weiter geprüft werden, da die meisten Windprojekte als Projektgesellschaften organisiert sind, deren Eigentümerstruktur nur schwer nachzuvollziehen ist.

Über die Festlegung einer **Mindestgröße** der Gebote kann der administrative Aufwand begrenzt werden, der durch die Abwicklung von sehr kleinen Geboten entstehen würde. Gemäß dem Bundesverband Windenergie umfasst das Segment der Kleinwindanlagen alle Anlagen bis zu einer Obergrenze von 100 kW Leistung (BWE 2011). Da diese Anlagen höhere spezifische Kosten aufweisen als Großwindanlagen und damit in der Ausschreibung ohnehin nicht konkurrenzfähig wären, könnte die Mindestgröße also so gewählt werden, dass alle Anlagen unter 100 kW Leistung von der Ausschreibung ausgenommen werden (sie müssten dann ggf. außerhalb der Ausschreibung gefördert werden). Im Sinne einer spartenübergreifend einheitlichen Mindestgröße (vgl. Vorschlag für PV-Dachanlagen in Kap. 6) wäre aber auch eine Mindestgröße von 1 MW vertretbar, da das so von der Ausschreibung ausgeschlossene Volumen sehr gering wäre und keinen nennenswerten Einfluss auf die Ausschreibung hätte (seit 2005 wurden laut Anlagenregister lediglich 52 Anlagen zwischen 50 und 600 MW gebaut). Ob darüber hinausgehende De-minimis-Grenzen sinnvoll wären, um kleine Akteure zu schützen, wird an dieser Stelle nicht diskutiert (vgl. dazu Kap. 3.3(iii)).

Alternativ oder in Ergänzung zur leistungsbezogenen Abgrenzung könnten auch Anlagen ausgenommen werden, die eine Gesamthöhe von 50 Metern nicht überschreiten, da für diese Anlagen ein gesondertes Genehmigungsverfahren greift (es ist nur eine baurechtliche Genehmigung, keine Genehmigung nach dem BImSch-Gesetz erforderlich).

Empfehlung
Die Gebotsgröße sollte aus administrativen Gründen nach unten begrenzt werden. Die Förderhöhe für Kleinwindanlagen mit einer maximalen Leistung von 100 kW sollte nicht über eine Ausschreibung ermittelt werden. Eine Anhebung der Mindestgröße auf 1MW hätte vermutlich keine Auswirkungen auf das Ausschreibungsergebnis.

4.4.3 Ausschreibungsverfahren

4.4.3.1 Ausschreibungsfrequenz

Die in Kapitel 3.2.2.1 dargestellten Überlegungen gelten auch für Windenergie an Land. Da bei Windenergie an Land das jährlich ausgeschriebene Volumen relativ groß ist, kann eine relativ hohe Ausschreibungsfrequenz gewählt werden. Eine hohe Ausschreibungsfrequenz reduziert das Teilnahmerisiko für die Bieter, da nicht erfolgreiche Projekte nach kurzer Zeit erneut in die Ausschreibung eingebracht werden können, ohne einen (Wert-)Verfall ihrer Genehmigung zu riskieren. Dies ist insbesondere angesichts der relativ hohen Vorentwicklungskosten in einer späten Ausschreibung relevant. Auch können Produktionskapazitäten von Herstellern kontinuierlich genutzt werden, was zu Effizienzgewinnen führen kann. Auch können bei einer hohen Frequenz schnell Erfahrungen aus mehreren Runden gesammelt, ausgewertet und bei der Weiterentwicklung des Ausschreibungsdesigns berücksichtigt werden, was angesichts der nicht vorhandenen Pilotausschreibung für Windenergie an Land ein zusätzlicher Vorteil ist.

Empfehlung
Ausschreibungsrunden sollten mit einer relativ hohen Frequenz von 3-4 Runden pro Jahr durchgeführt werden. Eine wiederholte Teilnahme mit nicht bezuschlagten Projekten sollte möglich sein.

4.4.3.2 Ausschreibungsvolumen

Der Zubaukorridor für Windenergie an Land sieht laut § 3 EEG 2014 einen jährlichen Nettozubau von 2500 MW vor. Der Bruttozubau sollte gleichmäßig auf die festgelegte Anzahl an Runden verteilt werden, da eine saisonale Anpassung nur erforderlich wäre, wenn eine sehr kurze Realisierungsfrist gewählt würde (kleiner als zwei Jahre).

Darüber hinaus stellt sich die Frage, wie mit Nichtrealisierung und Repowering umgegangen werden soll. Die Nichtrealisierung kann ex-ante, das heißt vor der Ausschreibung, auf das Volumen aufgeschlagen werden. Dadurch erhöht sich das Volumen und der Zubaukorridor kann auch dann getroffen werden, wenn einige Projekte nicht realisiert werden. Als Konsequenz sinkt jedoch das Wettbewerbsniveau in der Ausschreibung. Da die vorgeschlagenen Qualifikationsanforderungen und Pönalen zu einer hohen Realisierungsrate führen sollten, erscheint es ausreichend, das nicht realisierte Volumen auf eine der folgenden Ausschreibungsrunden aufzuschlagen. Sollte ein großes Volumen zurückgeführt werden und dadurch das Wettbewerbsniveau in einer Runde gefährdet sein, könnte gegebenenfalls über eine Glättung durch das Aufteilen des Volumens über mehrere Runden nachgedacht werden. Alternativ kann die Nichtrealisierung auch erst ex-post berücksichtigt werden. In diesem Fall wird das Volumen nicht bereits vor der Ausschreibung erhöht. Sobald fest steht, dass ein bezuschlagtes Projekt nicht realisiert wird, wird sein Volumen auf das Volumen der nächsten Runde addiert. Bei Windenergie an Land sollte die Nichtrealisierung relativ niedrig angesetzt werden, um das Wettbewerbsniveau in den ersten Runden nicht zu gefährden.

Das Volumen von aus dem Markt genommenen Anlagen (Repowering) sollte entweder ex-ante, das heißt in Antizipation der Stilllegung von Anlagen basierend auf deren Alter, oder ex-post, das heißt nach der tatsächlichen Stilllegung auf das Ausschreibungsvolumen aufgeschlagen werden. Bei einer ex-post Erhöhung steigt die Wahrscheinlichkeit, den Zubaukorridor zu unterschreiten, da Akteure keine Planungssicherheit haben und Projekte damit nicht rechtzeitig vorentwickelt werden. Bei einer ex-ante Erhöhung steigt die Wahrscheinlichkeit, den Zubaukorridor zu überschreiten, wenn alte Anlagen nicht stillgelegt werden, sondern in der Direktvermarktung Strom produzieren. Bei einem ex-ante Aufschlag erscheint es sinnvoll, das Repowering-Volumen über mehrere Jahre zu glätten, um eine Verstetigung des Windenergieausbaus (bzw. der vorgehaltenen Produktionskapazitäten etc.) zu erreichen.

Auch für den eher unwahrscheinlichen Fall, dass das Volumen in einer Runde unterzeichnet wird, sollte das nicht bezuschlagte Volumen nicht automatisch auf die nächste Runde aufgeschlagen werden, da dies das niedrige Wettbewerbsniveau weiter reduzieren könnte. Sinnvoller wäre es, das nicht bezuschlagte Volumen auf die nächsten Runden zu verteilen und die Auswirkung auf eine Runde damit zu verringern.

Empfehlung
Das Auktionsvolumen sollte den Bruttozubau abdecken. Das Volumen kann vorausschauend oder nachträglich um die Leistung von nicht realisierten Projekten bzw. in Erwartung dessen erhöht werden. Zusätzlich sollte Repowering mit einbezogen werden. Das Repowering-Volumen sollte geglättet werden.

4.4.3.3 Höchst- und Mindestpreis

Wird ein Höchstpreis festgelegt, so sind die maximalen Gesamtkosten planbar. Da für Windenergie an Land in einigen Runden das Wettbewerbsniveau aufgrund begrenzter Flächenverfügbarkeit relativ niedrig sein könnte, würden durch die Festlegung eines Höchstpreises die Kosten für die Förderung überschaubar bleiben. Da Bieter ihre Gebote gerade bei der Erwartung eines geringen Wettbewerbsniveaus am Höchstpreis orientieren werden, sollte der Höchstpreis ambitioniert sein, das heißt nur knapp über den erwarteten Vollkosten der (grenz-)preissetzenden Windenergieanlagen liegen, dabei jedoch auch die im Vergleich zur Festpreisvergütung höheren Risikoaufschläge berücksichtigen. Wie in Kapitel 3.2.2.3 dargestellt, sollte der Höchstpreis veröffentlicht werden.

Ein Mindestpreis ist in einer Ausschreibung nur dann sinnvoll, wenn starke Unsicherheit in Bezug auf die Gestehungskosten vorherrscht und befürchtet wird, dass Bieter unter ihren Gestehungskosten bieten und als Folge unwirtschaftliche Projekte bezuschlagt werden. Da die Kosten der Windenergie an Land in Deutschland bekannt und relativ transparent sind, ist die Einführung eines Mindestpreises nicht notwendig.

Empfehlung
Ein administrativ festgelegter, ambitionierter Höchstpreis sollte eingeführt werden. Der Höchstpreis sollte den Bietern im Vorhinein bekannt sein. Ein Mindestpreis ist nicht erforderlich.

4.4.3.4 Preisregel

Es wird empfohlen, anfänglich die Pay-as-bid Preisregel anzuwenden. In einem Markt, in dem mit Multiprojektbietern gerechnet werden muss, sind die Anreize für strategisches Verhalten geringer, wenn die Vergütung gebotsspezifisch ist. Daneben ist die Preisregel oft einer breiten Öffentlichkeit einfacher vermittelbar und wird als fair erachtet (vergleiche Kap. 3.2.2.7). Der Vorteil der Einheitspreisregel (Uniform-pricing) ist, dass sie anreizkompatibel für Ein-Projekt-Bieter ist, und diesen Bietern den Anreiz gibt, ihre wahren Kosten zu bieten. Unter Umständen erleichtert Uniform-pricing auch kleinen Bietern, die das Wettbewerbsniveau tendenziell schlechter einschätzen können, inframarginale Renten zu realisieren. Gerade bei einem geringen Wettbewerbsniveau überwiegen jedoch die Nachteile des strategischen Bietens von Multiprojektbietern. Sollte sich ein stabil hohes Wettbewerbsniveau einstellen, könnte der Wechsel zu Uniform-pricing erwogen werden.

Wird die Pay-as-bid Preisregel gewählt, werden alle Projekte per Definition mit einem unterschiedlichen Fördersatz vergütet, was gegebenenfalls zu einem höheren administrativen Aufwand für die Netzbetreiber führt. Gespräche mit Verteilnetzbetreibern ergaben jedoch, dass sie relativ problemlos in der Lage sind, die verschiedenen Vergütungssätze zu erfassen und zu verwalten.

Empfehlung
Es wird empfohlen, vorerst die Pay-as-bid Preisregel anzuwenden. Die Höhe der Förderung ist damit projektspezifisch.

4.4.4 Inanspruchnahme der Zuschläge und Realisierung der bezuschlagten Projekte

4.4.4.1 Realisierungsfristen

Die Realisierungsfrist ist hier als Zeitraum zwischen Bekanntgabe des Zuschlags durch die ausschreibende Behörde und der Inbetriebnahme des Projektes definiert. Bei Teilnahme an der Ausschreibung sind die Projekte vorentwickelt und können somit innerhalb von einer relativ kurzen Zeit realisiert werden. Nach Erhalt der BImSchG-Genehmigung vergehen momentan im Bundesdurchschnitt 13 Monate bis zur Inbetriebnahme der Projekte (FA Wind 2015). Dennoch wird empfohlen, eine etwas großzügigere Realisierungsfrist von 24 Monaten einzuräumen, um einen flexiblen Baubeginn zu ermöglichen, regionale Unterschiede zu berücksichtigen und erhöhte Risikoaufschläge zu vermeiden. Gerade ein flexibler Baubeginn kann eventuell zu Kostensenkungen führen, da Hersteller ihre Produktionskapazitäten besser ausnutzen können.

Auch ist zu erwarten, dass die Projektentwicklungsdauer gegenüber der Projektplanung unter dem bisherigen EEG tendenziell ansteigt. Projektentwickler haben erst nach einer erfolgreichen Teilnahme Sicherheit über die Höhe der Vergütung.

Dadurch werden manche Planungsschritte, die momentan parallel laufen, in Zukunft eventuell nacheinander unternommen. So wird beispielsweise laut Aussagen von Projektieren die Finanzierung momentan bereits während des Genehmigungsprozesses organisiert. Da in Zukunft die tatsächliche Vergütung erst nach einer erfolgreichen Teilnahme an der Ausschreibung feststehen wird, können Investoren eventuell erst nach der Ausschreibung gefunden werden. Die Projektplanung würde dadurch gegenüber dem jetzigen Modell verlängert. Eine längere Realisierungsfrist ist insofern nicht problematisch, als dass für Windenergie-Projektierer wenig Anreiz besteht, den Baubeginn strategisch zu verzögern, da dies keine oder kaum Kostensenkung verspricht. Es ist somit nicht mit einer gezielten Ausnutzung der vollen Realisierungsfrist zu rechnen.

Nachdem die Realisierungsfrist abgelaufen ist, sollte die Förderberechtigung nicht sofort entzogen werden, da sonst Risikoaufschläge stark steigen könnten. Stattdessen sollte die Pönale während einer Toleranzfrist von sechs Monaten in sechs Monatstranchen gestaffelt greifen. Die Förderberechtigung sollte erst nach weiteren sechs Monaten entzogen werden, um einen Abbruch der Projektentwicklung zu vermeiden.

Trotz einer Realisierungsfrist von 24 Monaten und einer Toleranzfrist von insgesamt einem Jahr stellt die Ausschreibung weiterhin eine späte Ausschreibung dar. In Modell 1a müssen Bieter eine BImSchG-Genehmigung vorlegen. In der Windbranche ist im Gegensatz zur PV-Branche nicht mit signifikanten Kostensenkungen im Laufe eines Jahres zu rechnen und erfolgreiche Bieter haben dadurch keinen Anreiz, die Realisierung zu verzögern. In Modell 1b wird die Vorentwicklung zwar nicht überprüft, es kann aber davon ausgegangen werden, dass Bieter ihre Projekte trotzdem vorentwickeln. Grund hierfür ist die hohe Pönale, die nach Ablauf der Realisierungsfrist (nicht nach Ablauf der Toleranzfrist) greift.

Bei Klagen gegen die Projekt-Genehmigungen sollte die Realisierungs- oder Toleranzfrist nicht verlängert werden, da dies die Ausschreibung missbrauchsanfällig macht und Klagen bewusst provozieren könnte. Sehen Bieter ein hohes Risiko, dass nicht bestandskräftige BImSchG-Genehmigungen beklagt werden und dadurch Verzögerungen entstehen, so können sie dieses Risiko vermeiden, indem sie die Bestandskraft der BImSchG-Genehmigung abwarten, bevor sie an der Ausschreibung teilnehmen.

Empfehlung
Die Realisierungsfrist sollte 24 Monate betragen. Die Toleranzfrist bei Verzögerungen sollte 6 Monate dauern. Während der Toleranzfrist greift die Pönale gestaffelt, die Förderberechtigung bleibt bestehen. Nach weiteren 6 Monaten (also insgesamt 36 Monaten) sollte die Förderberechtigung entzogen werden. Bei Klagen werden die Fristen nicht verlängert.

4.4.4.2 Pönale

Modell 1A: Da die Realisierungswahrscheinlichkeit der Gebote bei Nachweis einer BImSchG-Genehmigung bereits sehr hoch ist, kann die Pönale vergleichsweise niedrig ausfallen. Vorgeschlagen wird ein Wert von 30 €/kW, was ca. 2% der Investitionskosten entspricht (vgl. Tabelle 4-1).

Modell 1B: Können Bieter nur mit einer finanziellen Qualifikation an der Ausschreibung teilnehmen, muss die Pönale entscheidend höher sein, als wenn der Projektfortschritt materiell nachgewiesen wird. Die Differenz der Pönale in Modell A und B sollte etwa den Projektentwicklungskosten einer BImSchG-Genehmigung (durchschnittlich 70 €/kW) entsprechen. Vorgeschlagen wird deswegen für die Modell 1B eine Pönale von 100 €/kW, was je nach Projekt 6-7% der Investitionskosten entspricht (vgl. FA Wind 2015, Stiftung Umweltenergierecht 2015). Akteure erhalten damit eine größere Flexibilität, müssen aber ggf. auch höhere Risikoaufschläge durch das Genehmigungsrisiko in Kauf nehmen.

Wie im Abschnitt zu finanziellen Qualifikationsanforderungen beschrieben, muss die Pönale über eine Bürgschaft oder Kaution abgesichert werden. Wird der Bieter nicht bezuschlagt, ist die Bürgschaft nichtig bzw. wird die Kaution zurückgegeben. Wird der Bieter bezuschlagt und realisiert sein Projekt nicht, wird die Bürgschaft gestaffelt fällig (bzw. die Kaution gestaffelt einbehalten). Bei einer fristgerechten Realisierung verfällt die Bürgschaft (bzw. die Kaution wird zurückgegeben). Abbildung 4-13 illustriert diesen Zusammenhang.

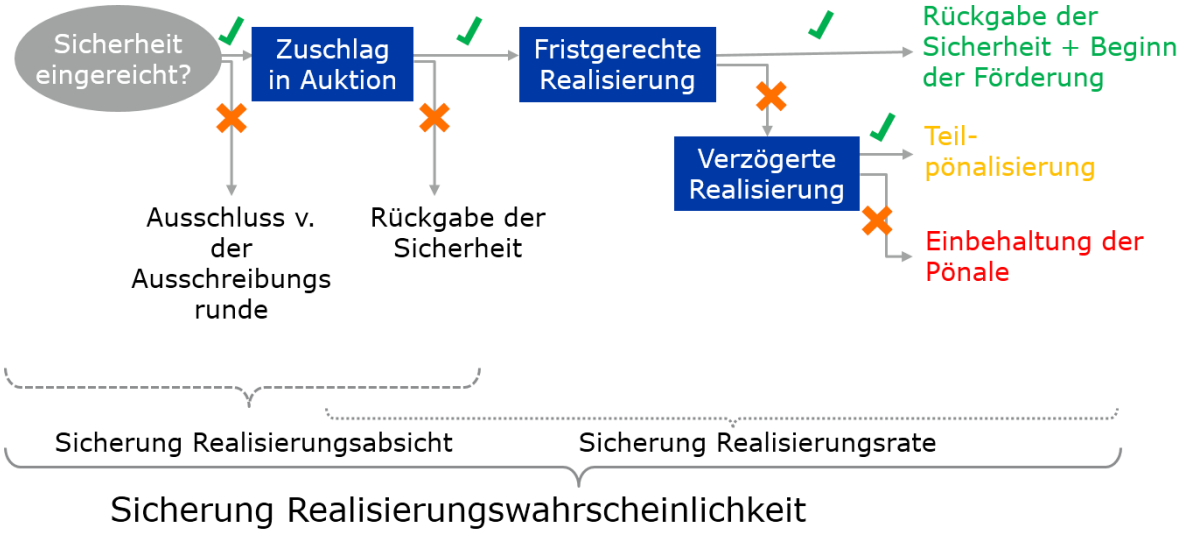


Abbildung 4-13: Übersicht Pönalen und Sicherheiten

Empfehlung
Die Pönale sollte über eine Bürgschaft oder Kaution abgesichert werden, die mit Gebotsabgabe einzureichen ist. Im Fall des Nachweises der BImSchG-Genehmigung (Modell 1A) wird eine geringe Pönale von 30 €/kW empfohlen. Sollte auf eine materielle Qualifikation verzichtet werden (Modell 1B), sollte die Pönale 100 €/kW betragen. Bei Teilrealisierung oder teilweiser Verzögerung sollte die Pönale anteilig greifen.

4.4.4.3 Nicht-finanzielle Strafen

Um die Höhe der Pönalen zu reduzieren, könnten alternativ nicht-finanzielle Strafen wie Sperren der Bieter oder der Projekte eingeführt werden. Allerdings ist eine rechtliche Umsetzung von Sperren für Bieter schwierig, da Bieter vermutlich als Projektgesellschaften auftreten werden, deren Verflechtung schwierig nachprüfbar ist. Für Bieter, die keine Projektgesellschaft sind, ist eine Sperre eine sehr hohe Strafe, die gegebenenfalls existenzgefährdend ist und somit sehr hohes Abschreckungspotential hat. Wird ein Projekt gesperrt, so wird es damit dem Markt entzogen. Damit sinkt das Wettbewerbsniveau, was negative Auswirkung auf die gesamte Ausschreibung hätte.

Empfehlung
Von nicht-finanziellen Strafen, etwa der Sperrung von Bietern und/oder Projekten, wird generell abgeraten. Ausnahmen für gewisse Akteure könnten aber erwogen werden.

4.4.4.4 Abweichung der installierten von der bezuschlagten Kapazität

Es ist nicht auszuschließen, dass sich während der Realisierung eines Projektes Änderungen ergeben, die sich auf die installierte Leistung des Windparks auswirken. Somit stellt sich die Frage, wie mit Abweichungen zwischen der installierten und der bezuschlagten Kapazität umzugehen ist. Abweichungen sind dabei sowohl nach oben als auch nach unten denkbar.

Werden einzelne Anlagen eines Windparks nicht realisiert, ist die resultierende Abweichung in den meisten Fällen relativ groß. Werden beispielsweise nur fünf von sechs geplanten Anlagen realisiert, beträgt die Abweichung knapp 17 %. Eine Toleranz in dieser Größenordnung erscheint nicht sinnvoll, da sie die Zielerfüllung erheblich gefährden würde. Sinnvoller erscheint hier eine Teilpönalisierung bei Aufrechterhaltung der Förderberechtigung für die verbleibende Kapazität. Resultiert eine Abweichung nach oben aus der Errichtung einer zusätzlichen Anlage, sollte eine zusätzliche Förderberechtigung in einer der nächsten Ausschreibungsrunden erstanden werden müssen.

Abweichungen können sich auch durch eine Änderung des Anlagentyps ergeben. Dies kann zum Beispiel dann der Fall sein, wenn der Anlagenhersteller kurzfristig ein Upgrade der genehmigten Anlage auf den Markt bringt oder aber der genehmigte Anlagentyp aufgrund von Engpässen oder eines angepassten Produktportfolios wider Erwarten nicht (rechtzeitig) lieferbar ist. Da die BImSchG-Genehmigung an den Anlagentyp gekoppelt ist, ziehen Anpassungen dieser Art grundsätzlich die Durchführung eines Änderungsverfahrens mit entsprechenden rechtlichen Unsicherheiten und Verzögerungen nach sich. Im Hinblick auf die kurze Realisierungsfrist und des mit Verzögerungen verbundenen Pönalenrisikos ist es unwahrscheinlich, dass Akteure ohne zwingenden Grund bzw. missbräuchlich von einer Toleranzgrenze Gebrauch machen. Eine geringe Toleranzgrenze nach oben von 5% hätte somit kaum Einfluss auf die Mengensteuerung, ermöglicht aber gegebenenfalls die schnellere Marktdiffusion von Produktneuheiten. Bei größeren Abweichungen nach oben erscheint eine Regelung analog zu § 28 Abs. 2 FFAV angemessen. Für den Stromanteil, der der Abweichung zuzurechnen ist, be-

steht kein Anspruch auf finanzielle Förderung. Eine höhere Toleranzgrenze wäre sinnvoll, wenn Förderberechtigungen übertragbar gestaltet werden. Von einer Übertragbarkeit wird jedoch vorerst abgeraten (vergleiche Kap. 4.4.4.5).

Empfehlung
Eine Teilrealisierung und damit verbundene Abweichung der installierten von der bezuschlagten Kapazität nach unten sollte möglich sein, aber grundsätzlich anteilig pönalisiert werden. Für eine Parkerweiterung sollte der Anlagenbetreiber eine neue Förderberechtigung ersteigern müssen. Um eine schnelle Marktdiffusion von Produktneuheiten nicht zu behindern, könnte eine geringe Toleranzgrenze in Höhe von 5 % nach oben erwogen werden. Für alle größeren Abweichungen nach oben empfehlen wir eine Regelung analog zu § 28 Abs. FFAV.

4.4.4.5 Flächenbezug und Übertragbarkeit der Förderberechtigungen

Eine Übertragbarkeit von Förderberechtigungen bedeutet, dass eine Förderberechtigung, die für ein bestimmtes Projekt erworben worden ist, auf einen anderen Akteur (freie Übertragbarkeit) oder auf ein anderes Projekt innerhalb des Portfolios eines Bieters übertragen werden kann (vgl. Kapitel 3.2.3.3). Beide Formen der Übertragbarkeit können im Grundsatz das Pönalenrisiko der Bieter reduzieren und damit Risikoaufschläge senken. Unter Umständen wird auch die Realisierungsrate der Gebote verbessert, da für nicht realisierbare Projekte ein Ersatz gefunden werden kann. Allerdings lädt eine Übertragbarkeit auch zu strategischem Verhalten ein.

Generell ist die Wirksamkeit einer Übertragbarkeit in einer späten Ausschreibung begrenzt, da erfolgreiche Bieter einen vergleichsweise geringen Zeitpuffer bei der Projektrealisierung haben. Treten bei einem Projekt Probleme auf und es kann damit nicht oder nicht rechtzeitig realisiert werden, so müsste der Akteur von diesem Problem bereits am Anfang der Realisierungsfrist, also kurz nach der Ausschreibung erfahren oder ein in einer verkürzten Frist zu realisierendes Projekt finden. In einer solchen Situation sind Bieter mit einem großen Projektportfolio klar im Vorteil, da sie schnell und ohne große Transaktionskosten neue Projekte innerhalb ihres Portfolios realisieren bzw. die Zuordnung des Zuschlags innerhalb ihres Portfolios optimieren können. Damit schafft die Übertragbarkeit bei späten Ausschreibungen ein Nachteil für kleinere Akteure.

Darüber hinaus ist unklar, wie die Möglichkeit der Übertragbarkeit der Förderberechtigungen das Bieterverhalten beeinflussen würde. Während den Projektentwicklern die Risiken der Projektentwicklung bekannt sind, wird die Übertragbarkeit von einem Großteil der Branche abgelehnt, weil sie als schwer kalkulierbar oder als Bedrohung für kleine Akteure wahrgenommen wird (vergleiche Kap. 3.3).

Da die Vorteile einer Übertragbarkeit bei späten Ausschreibungen begrenzt sind, die Verteile der Übertragbarkeit eher von großen Projektierern genutzt werden kann und zu Unsicherheiten bzgl. des Bietverhaltens der Akteure führt, wird von einer Übertragbarkeit vorerst abgeraten. Zuschläge sollten also projektgebunden, nicht jedoch personengebunden sein.

Wird eine materielle Qualifikation gefordert, so ist die Projektbindung über die BImSchG-Genehmigung automatisch gegeben. Wird nur eine finanzielle Qualifikation gefordert, sollte trotzdem mindestens eine Benennung der Fläche erfolgen, da ansonsten keine Projektgebundenheit mehr herrscht. Ein personengebundener Zuschlag erscheint in der Windbranche insofern nicht sinnvoll, als dass sich die Eigentümerstruktur ändern kann, um beispielsweise die kapitalintensiven Bauphase von Projekten über Eigenkapital von Investoren zu finanzieren. Auch wenn ein Bieter nicht in der Lage ist, die notwendige Finanzierung für ein bezuschlagtes Projekt aufzubringen, sollte das Projekt problemlos weiterverkauft werden können, was nicht mehr der Fall sein würde, wenn der Zuschlag personengebunden wäre.

Empfehlung
Zuschläge sollten projekt-, nicht jedoch personengebunden sein. Von der Möglichkeit, die Förderberechtigung auf andere Projekte zu übertragen, wird vorerst abgeraten. Es sollte aber unbedingt die Möglichkeit erhalten bleiben, Projekte an andere Akteure weiterzuverkaufen.

Schon heute ist es gängige Praxis, dass kleine, lokale Projektentwickler ihre vorentwickelten, aber noch nicht realisierten Projekte an größere Akteure weiterverkaufen. Aufgrund der Vorentwicklungskosten und des Zuschlagsrisikos in einer späten Ausschreibung ist es wahrscheinlich, dass der Handel mit vorentwickelten und insbesondere genehmigten Projekten weiter zunehmen wird. So könnten Bieter bei erfolgloser Teilnahme an einer Ausschreibung u. U. ihre versunkenen Kosten reduzieren, indem sie ihr Projekt an einen aussichtsreicheren Bieter weiterverkaufen. Ein solcher Handel mit Genehmigungen könnte auch durch eine zentrale Handelsplattform, die in die Ausschreibung integriert wird, erleichtert werden (siehe Box 3: Handel von Genehmigungen). Allerdings wird durch sie auch das Ausschreibungsdesign verkompliziert. Im Sinne der Einfachheit der Ausschreibung sollte diese Option nicht von Anfang an eingeführt werden. Ob sie eine hilfreiche Ergänzung der Ausschreibung wäre, sollte jedoch zu einem späteren Zeitpunkt erneut geprüft werden.

Box 3: Handel von Genehmigungen

Bei einer späten Ausschreibung werden Projekte bis zur BImSchG-Genehmigung vorentwickelt. Existiert ein liquider Handel mit genehmigten Projekten, kann das Risiko versunkener Kosten reduziert werden. Dieser Handel könnte perspektivisch in das Ausschreibungsdesign integriert werden, wodurch Projektierern eine erhöhte Flexibilität geboten wird. Ein Inhaber eines genehmigten Projektes, der beabsichtigt, das Projekt selbst zu realisieren, kann sich weiterhin direkt dem Wettbewerb um die Fördersätze stellen. Falls der Inhaber jedoch selbst nicht realisieren kann bzw. möchte, hat er die Möglichkeit sein genehmigtes Projekt innerhalb der Ausschreibung an interessierte Bieter zu veräußern. Dabei soll der Inhaber adäquat kompensiert werden.

Für die Integration des Handels mit genehmigten Projekten sind verschiedene Verfahren denkbar:

1) Festpreisansatz: Der Inhaber des genehmigten Projektes legt einen Preis für sein Projekt fest. Falls ein anderer Projektierer für diesen Standort an der Auktion für die Förderung teilnehmen möchte, kann er zu dem festgelegten Preis das genehmigte Projekt erwerben und ein Fördersatzgebot abgeben.

2) Zweistufiges integratives Auktionsverfahren: Die komplementären Güter genehmigtes Projekt und Förderung werden gemeinsam versteigert. Dabei geben alle am Standort interessierten Projektierer ein zweidimensionales Gebot für genehmigtes Projekt und Fördersatz ab. Nur wer das höchste Gebot für das genehmigte Projekt abgibt, wird in der zweiten Stufe mit Projektierern von anderen Standorten um die Fördersätze konkurrieren. Somit wird Wettbewerb sowohl auf den einzelnen Standorten (Intra-Standort-Wettbewerb) um die Genehmigung als auch zwischen den Standorten um die Fördersätze (Inter-Standort-Wettbewerb) erreicht.

Beide Verfahren können mit der Vergabe einer Last-Call Option kombiniert werden. Dafür wird dem Inhaber des genehmigten Projektes das Fördersatzgebot des potentiellen Käufers vorgelegt und er hat die Option, mit maximal diesem Fördersatz an der Auktion teilzunehmen oder das genehmigte Projekt zu veräußern.

4.4.4.6 Rückgabe der Förderberechtigung

Wenn es nicht erlaubt wird, die Förderberechtigung zu übertragen, könnte die Möglichkeit einer freiwilligen Rückgabe geschaffen werden. In diesem Fall wird bei frühzeitiger Rückgabe der Förderberechtigungen nur ein Teil der Pönale fällig. Dadurch reduziert sich das Pönalenrisiko und Bieter werden im Falle eines unverschuldeten Scheiterns des Projektes nicht zusätzlich mit der Pönale belastet. Aus Sicht der ausschreibenden Stelle hätte dies den Vorteil, dass die zurückgegebenen Förderberechtigungen früher neu ausgeschrieben werden könnten. Gerade weil jedoch das Pönalenrisiko sinkt, wird die Wirkung der Pönale selber reduziert. Es besteht also die Gefahr, dass die Bieter weniger ernsthafte Gebote einreichen bzw. höhere Risiken eingehen, die dann wiederrum die Realisierungswahrscheinlichkeit sinken lassen. Angesichts der politischen Bedeutung einer hohen Realisierungsrate

und vor dem Hintergrund, dass Bieter in einer späten Ausschreibung die verbleibenden Realisierungsrisiken gut einschätzen können, wird generell von einer Rückgabemöglichkeit abgeraten. Wenn es wichtig erscheint, nicht realisiertes Volumen möglichst schnell neu auszuschreiben, könnte gegebenenfalls ein geringer Abschlag auf die Pönale gewährt werden, sofern die Förderberechtigung innerhalb des ersten Jahres zurückgegeben wird. Um zu verhindern, dass Bieter bei steigenden Vergütungssätzen bis zur endgültigen Inbetriebnahme mit einer Rückgabe spekulieren können, sollte das Projekt bei Rückgabe aber für eine Zahl von zukünftigen Ausschreibungsrunden ausgeschlossen werden.

Empfehlung
Von der Möglichkeit, Förderberechtigungen straffrei oder gegen signifikante Reduzierung der Pönale zurückzugeben, wird abgeraten.

5 Windenergie auf See

Im Unterschied zu den Technologien Wind an Land und PV, wirken sich bei Windenergie auf See das Netzanbindungsregime und das Genehmigungs- und Planungsrecht wegen der langen Vorlaufzeiten und hohen Investitionssummen besonders stark auf die Ausschreibungen aus. Insofern muss vor der Entscheidung über einzelne Ausschreibungsparameter die Entscheidung stehen, wie die Ausschreibung mit den übrigen Elementen (Netzplanung, Kapazitätsvergabe, Flächenentwicklung, Genehmigungsregime) zu verzahnen ist. Hierzu werden nachfolgend verschiedene Modelle vorgestellt und verglichen. Die Parametrisierung des letztlich gewählten Ausschreibungsdesigns, also bspw. Höhe der Pönalen, Realisierungsfristen, Preisregel etc. steht noch aus.

5.1 Zusammenfassung Marktanalyse

Ausbaukorridor und Ausbaupotenziale

Für den Ausbau der Windenergie auf See gibt es bisher drei geplante Ausbaustufen. Die erste Ausbaustufe mit 12 Offshore-Windparks plus dem Alpha-Ventus-Testfeld befindet sich in der Umsetzung bzw. im Betrieb (AGOW 2015). Ende 2014 lag die installierte Leistung bei 1.050 MW (davon wurden 529 MW in 2014 installiert), bis Ende 2015 wird mit einem Ausbau auf etwa 3.000 MW gerechnet. In der zweiten Ausbaustufe sollen bis 2020 entsprechend den Ausbauzielen des EEG weitere 3500 MW an installierter Leistung ans Netz gehen (dies entspricht einem jährlichen Ausbau von 700 MW). Der Zubau wird seit August 2014 über die begrenzte Vergabe von Netzkapazitäten gesteuert, wobei bis 2017 maximal 7.700 GW an Netzkapazität zu vergeben sind. Zwischen 2021 und 2030 wird ein jährlicher Zubau von 800 MW angestrebt, was zu einer installierten Leistung von 15.000 MW in 2030 führen soll. Diese dritte Ausbaustufe umfasst insgesamt 8300 MW (über 7.000 MW in der Nordsee, rund 1.100 MW in der Ostsee). Die Förderhöhe für diese Windparks (bzw. alle Parks, die ab dem 1.1.2021 in Betrieb genommen werden) soll in Ausschreibungen bestimmt werden (Leipziger Institut für Energie 2015a).

Die Potenziale für Windenergie an See liegen nach dem Bundesfachplan Offshore in den relativ küstennahen Zonen 1 (Nord- und Ostsee) und 2 (nur Nordsee) bei etwa 17 GW (Leipziger Institut für Energie 2015a). Das tatsächlich realisierbare Potenzial ist auch abhängig von der zukünftigen technischen Entwicklung. Zusätzliche Potenziale bestehen in Zone 3 (Nordsee) mit tendenziell höheren Kosten. Weiterhin wird das Land Mecklenburg-Vorpommern im Rahmen des Landesraumentwicklungsprogramms ggf. zusätzliche Gebiete im Küstenmeer der Ostsee ausweisen, die für die Ausschreibung in Frage kommen.

Inklusive der Parks der ersten Ausbaustufe verfügen derzeit insgesamt 40 Offshore-Windparks (OWP) (Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) + Küstenmeer) mit rund 12 GW über eine Genehmigung. Zusätzlich sind in Nord- (über 50) und Ostsee (7) viele weitere Projekte im Genehmigungsverfahren (AGOW 2015). Derzeit sind 8300 MW Netzanschlusskapazität beantragt, von denen in Kürze

voraussichtlich 7.700 GW (bisher 6000) an Windparks zugewiesen werden. Ggf. wird ein Teil dieser Kapazitäten wieder frei, falls Windparks die gesetzlichen Vorgaben zur fristgemäßen Realisierung nicht einhalten.

Im Ergebnis liegt das Potenzial zum Ausbau der Windenergie auf See bereits in den küstennahen Gebieten (bis einschließlich Zone 2) mit 17 GW leicht über dem Ausbauziel für 2030 (15 GW), so dass im Ausschreibungssystem insbesondere in den frühen Runden Wettbewerb auch bei einer Beschränkung auf diese Gebiete denkbar ist. Allerdings begrenzen die bestehenden Genehmigungen (12 GW) je nach Ausschreibungssystem die Potenziale, die zur Ausschreibung zur Verfügung stehen, wobei die erteilten Zulassungen nur eingeschränkt Vertrauensschutz genießen.

Wettbewerbssituation

Bezüglich der Akteursstruktur der Antragssteller und Rechteinhaber bei Windenergie auf See gab es in den letzten Jahren bereits eine Verschiebung von mittelständischen Unternehmen mit Erfahrungen mit Wind an Land hin zu finanzstärkeren Investoren, wie beispielsweise den großen Energieversorgern, Finanzinvestoren oder wenigen größeren Stadtwerken. Diese Verschiebung ist unter anderem mit dem hohen finanziellen und personellen Aufwand zur Planung der Windparks erklärbar. Viele Akteure haben jeweils nur einen bis zwei Windparks im Portfolio und auch für die Zukunft ist eher nicht davon auszugehen, dass einzelne Investoren mehr als zwei Projekte pro Jahr umsetzen. Zudem handelt es sich beim Markt für Windenergie auf See um einen europäischen Markt, so dass das deutsche Fördersystem im Wettbewerb um Investoren zu anderen europäischen Fördersystemen steht. Potenziell gibt es zwar eine ausreichend große Anzahl von Investoren für Windenergie auf See, die tatsächliche zukünftige Entwicklung des Wettbewerbs unter den Investoren ist derzeit aber nur schwer abzuschätzen (Leipziger Institut für Energie 2015a).

Für das Erreichen der Ausbauziele und Kostensenkungspotenziale sowie die Möglichkeit von Wettbewerb in der Ausschreibung sind auch die Marktstrukturen bei Herstellern der Windanlagen und Netzanbindungssysteme relevant. Bei den Herstellern für Hauptkomponenten für Windenergieanlagen gibt es derzeit wenige Unternehmen mit einem sehr hohen Marktanteil sowie einige Unternehmen mit deutlich geringeren Marktanteilen. Zukünftig könnte sich die Wettbewerbssituation jedoch durch den Markteintritt zusätzlicher Akteure mit neuen Produkten sowie durch Kooperationen kleinerer Hersteller verbessern. HGÜ-Netzanbindungssysteme bzw. Konverterstationen werden derzeit nur von drei Lieferanten hergestellt, deren Kapazitäten jedoch nach heutiger Einschätzung zur Erreichung des angestrebten Ausbaupfades ausreichen (Leipziger Institut für Energie 2015a). Für die Frage des Wettbewerbsniveaus in der Ausschreibung ist die Wettbewerbssituation bei den von den Übertragungsnetzbetreibern errichteten Netzanbindungssystemen weniger relevant.

Kostensenkungspotenziale

Bei der Windenergie auf See konnten bisher nur begrenzt Kostensenkungspotenziale erschlossen werden. Bis 2020 erwartet die Windenergie-Branche bei Einhaltung der geplanten Ausbaukorridore jedoch eine Kostensenkung von etwa 30% zum Zeitpunkt der Beauftragung. Der weitere Ausbau der Windenergie auf See nach 2030 wird von der tatsächlichen Kostensenkung bis zu diesem Zeitpunkt abhängig gemacht (Leipziger Institut für Energie 2015a, AGOW 2015).

5.2 Herausforderungen beim Ausschreibungsdesign

Die Windenergie auf See verfügt im Vergleich zur Windenergie an Land und zur PV über einige besondere Charakteristika, die bei der Entwicklung eines effizienten Ausschreibungsdesigns beachtet werden müssen. Einige dieser Merkmale beruhen auf der Technologie und ihrer Umsetzung im Allgemeinen, andere ergeben sich aus der besonderen Situation in Deutschland. Im Folgenden werden diese Charakteristika mit ihren Auswirkungen auf die Einführung von Ausschreibungen aufgeführt.

Lange Projektentwicklungs- und –realisierungszeiträume von bis zu 10 Jahren

Die Planung und Realisierung von Windparks auf See ist ein sehr zeitintensiver Prozess. Derzeit beträgt der Projektentwicklungs- und Realisierungszeitraum bis zu 10 Jahre. Der Ablauf des Prozesses ist in Box 5: Status Quo: Verfahrensablauf beispielhaft für einen Park in der Nordsee dargestellt. Der lange Realisierungszeitraum stellt (insbesondere mit den unten erläuterten hohen Kosten der Vorentwicklung) ein Problem für die Festlegung eines optimalen Zeitpunkts für die Ausschreibung dar – bei einer späten Ausschreibung ist die Realisierung der Parks zwar sehr wahrscheinlich, aber die Kosten der Vorentwicklung sind sehr hoch; bei einer frühen Ausschreibung ist die Evaluierbarkeit der Ausschreibung nicht gegeben und die Abschätzung der tatsächlichen technischen und ökonomischen Parameter des OWPs ist mit hohen Unsicherheiten verbunden. Zudem ist eine frühe Ausschreibung zum jetzigen Zeitpunkt bereits nicht mehr möglich, da die Vergütung bereits für Parks mit einem Inbetriebnahmedatum ab 2021 in Ausschreibungen bestimmt werden soll, die sich notwendigerweise heute bereits in der Planungsphase befinden. Bei der Einführung eines Ausschreibungssystems besteht daher bereits heute die Gefahr eines Fadenrisses aufgrund einer zu langen Implementierungszeit des Ausschreibungssystems. Dies muss beim Design der Ausschreibung berücksichtigt werden.

Notwendige Koordination von Projektumsetzung und Netzanschlüssen

Anders als an Land besteht auf See bisher kein umfassendes Stromnetz und der Leitungsbau auf See ist zudem aufwändiger und deutlich teurer als an Land. Um eine kosteneffiziente Entwicklung des Gesamtsystems zu realisieren, muss die Planung und Umsetzung des Netzes mit dem Ausbau der Windparks koordiniert werden. Auch die Planung und Umsetzung des Netzanschlusses auf See nimmt derzeit lange Zeiträume in Anspruch (ab Auftragsvergabe für Wechselstromanbindungen in der Ostsee 35 bis 40 Monate und für Gleichstromanbindungen in der Nordsee rd. 60 Monate). Bereits heute kann es zum Fadenriss des kontinuierlichen Ausbaus kommen, da einerseits im Rahmen der möglichen Vergabe von bis zu 7,7 GW bereits jetzt mehr Kapazitäten vergeben werden als für das 6,5 GW-Ziel in 2020 mindestens erforderlich sind, andererseits diese Überbuchung schon jetzt im O-NEP 2024 ihren Niederschlag findet, indem neue Netzanbindungen erst wieder für die Zeit ab 2022/2023 bestätigt werden.

Die langen Realisierungsfristen für den Netzanschluss insbesondere in der Nordsee sind zeitkritisch für jedes Ausschreibungsdesign mit einer Ausschreibung vor Realisierung des Netzanschlusses. Wenn die Ausschreibung nach der Realisierung des Netzanschlusses erfolgt, entstehen Kosten für nicht genutzte Netzkapazitäten (Box 5: Status Quo). Die Netzplanung wird derzeit zudem auch als Planungsinstrument für die Entwicklung von Windparks eingesetzt, da deren Anbindung über

Cluster erfolgt. Die Wechselwirkungen zwischen Netzanschluss und Parkrealisierung müssen beim Design der Ausschreibung berücksichtigt werden und verkomplizieren den Wettbewerb zwischen verschiedenen Standorten.

Box 4: Kosten für ungenutzte Netzanschlusskapazität

Ein möglicher vereinfachter Ansatz zur Abschätzung der Kosten für ungenutzte Netzanschlusskapazitäten ergibt sich analog den Regelungen zur Anreizregulierung (ARegV). Demnach belaufen sich die jährlichen kalkulatorischen Kosten für einen Netzanschluss mit einer Übertragungsleistung von 900 MW, mit Investitionskosten in einer Bandbreite von 1,5 bis 1,8 Mrd. EUR, pauschalen Betriebskosten von 3,4 % der Anschaffungskosten, mit einer Rendite von 9,05 % p.a. und einer betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer von 20 Jahren auf etwa 216-259 Mio. EUR/a (davon etwa 51-61 Mio. EUR/a Betriebskosten). Bei einem Teilleerstand von 500 MW entspräche das Kosten für die nicht genutzte Netzanschlusskapazität von etwa 120-144 Mio. EUR/a. Dieser Ansatz stellt eine obere Abschätzung für die jährlichen kalkulatorischen Kosten auf Basis einer linearen Abschreibung zzgl. der Betriebskosten dar, die auf den Netznutzer umgelegt werden und zur Finanzierung der Infrastruktur dienen. Zur Bewertung dieses Ansatzes im vorliegenden Kontext müssen jedoch zwei Fälle unterschieden werden. In Fall 1 führt der Leerstand zu keinem für die spätere Nutzung relevanten Lebensdauerverzehr. Wenn unterstellt wird, dass die Lebensdauer des Netzanschlusses die des OWP übersteigt, bedeutet dies lediglich ein Vorzieheffekt der Infrastrukturfinanzierung. Die Kosten dafür entsprächen (bei Ausblendung der kalkulatorischen Regelungen der ARegV) damit den Kapitalkosten für die Zwischenfinanzierung, die bei aktuellem Zinsniveau relativ niedrig sind und den Betriebskosten. In Fall 2 führt der Leerstand zu einem für die spätere Nutzung relevanten Lebensdauerverzehr. In diesem Szenario besteht das Risiko, dass während der operativen Phase des OWP ein neuer Netzanschluss benötigt wird. Die anzurechnenden Kosten hieraus würden voraussichtlich die oben kalkulatorisch ermittelten deutlich übersteigen. Welcher Fall bei der Beurteilung der jeweiligen Ausschreibungssysteme zum Tragen kommt, ist vor allem deshalb nicht einfach zu beurteilen, da aus heutiger Sicht noch wenig über die technisch mögliche Nutzungsdauer von offshore Netzanbindungssystemen bekannt ist. Vor diesem Hintergrund können konkrete Kosten derzeit nur im Wege der Abschätzung analog zur ARegV ermittelt werden.

Box 5: Status Quo: Verfahrensablauf der Realisierung eines Offshore Windparks (OWP)

Der Ablauf der Projektentwicklung bis zur Inbetriebnahme des OWP und des Netzanschlusses ist unten beispielhaft dargestellt. Das Planfeststellungsverfahren besteht im Wesentlichen aus drei Abschnitten (Beantragung, Verfahren und Erlass des Planfeststellungsbeschlusses), die durch die Vorbereitung des Verfahrens und die nach Abschluss des Verfahrens erforderlichen Freigaben ergänzt werden.

Fortsetzung auf nächster Seite

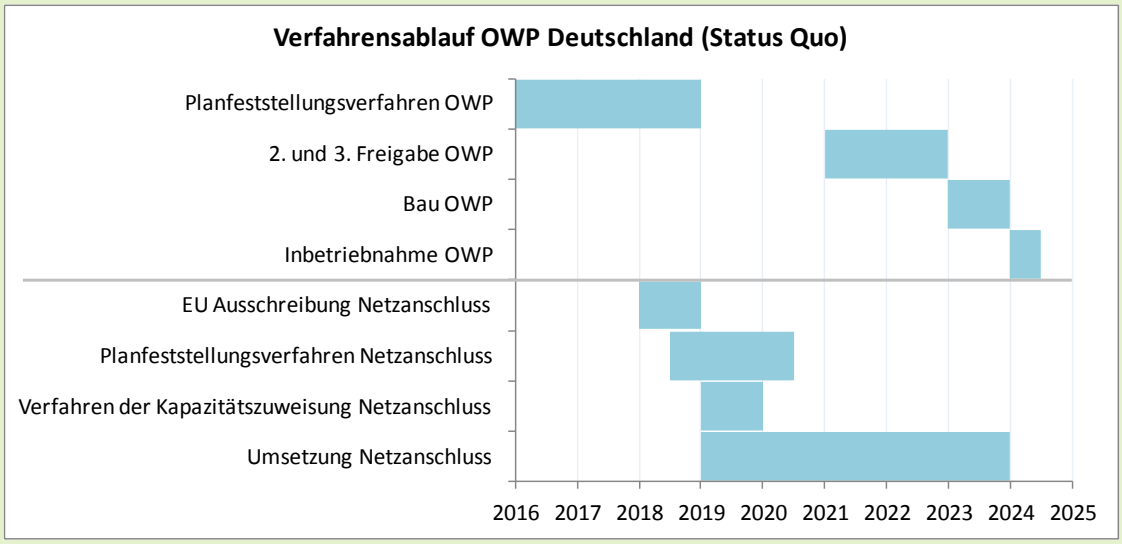


Abbildung 5-1: Verfahrensablauf OWP Deutschland (Status Quo Nordsee)

Zur Vorbereitung des Antrages auf Erlass eines Planfeststellungsbeschlusses führt der Träger des Vorhabens (TdV) regelmäßig mehrere Gespräche mit dem BSH und weiteren Trägern öffentlicher Belange. Er ist gemäß § 3 Seeanlagenverordnung berechtigt, vom BSH über den Umfang der von ihn vorzulegenden Antragsunterlagen, insbesondere Inhalt und Umfang der notwendigen Gutachten, unterrichtet zu werden. Der Träger des Vorhabens beantragt im zweiten Schritt das Planfeststellungsverfahren unter Beifügung sämtlicher Antragsunterlagen. Das BSH macht den Antrag bekannt und beteiligt die Träger öffentlicher Belange. Die Öffentlichkeit wird angehört und erhält die Möglichkeit, Einwendungen zu erheben. Nach Abschluss der Öffentlichkeits- und Trägerbeteiligung müssen die Antragsunterlagen gegebenenfalls überarbeitet oder ergänzt werden. Am Ende des Planfeststellungsverfahrens steht der Planfeststellungsbeschluss.

Der Planfeststellungsbeschluss seinerseits besteht aus der grundsätzlichen Zulassung des Vorhabens mit allen notwendigen Nebenbestimmungen, regelmäßig insbesondere einem Zeit- und Maßnahmeplan. Der TdV muss im Nachgang entsprechend der jeweiligen Projektrealisierung Freigaben vom BSH einholen. Diese Freigaben hängen von der Vorlage bestimmter Unterlagen und Nachweise ab.

Im aktuellen Fördersystem ist der Planfeststellungsbeschluss bzw. eine Genehmigung Voraussetzung für die Teilnahme am Verfahren der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Kapazitätszuweisung des Netzanschlusses. Aus der Zuweisung der Netzanschlusskapazität und der späteren Inbetriebnahme des OWP erwächst der Vergütungsanspruch nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG). Die Netzanbindungen entwickelt der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gemäß Offshore Netzentwicklungsplan (O-NEP) und damit vorrangig nach Kriterien wie Küstenentfernung, Erzeugungspotenzial der Cluster etc.

Fortsetzung auf nächster Seite

Nach Vergabe der Maßnahme werden die entsprechenden Netzanbindungskapazitäten im Zuweisungsverfahren der BNetzA berücksichtigt*. Vor dem Bau muss der TdV die Genehmigungsauflagen erfüllen und damit zahlreiche Nachweise und Zertifizierungen (Erfüllung der Anforderungen für Freigaben nach Standardkonstruktion) gegenüber dem BSH erbringen. Bestehen Abweichungen vom Planfeststellungsbeschluss, ist ein Änderungsverfahren zu führen. Insgesamt beträgt somit derzeit die Dauer von der Entscheidung für die Entwicklung eines OWP-Projektes bis zur Inbetriebnahme ca. 8-9 Jahre. Entscheidend für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme und damit auch die Entwicklung des OWP ist die zeitliche Reihung der Netzanschlüsse im Offshore-Netzentwicklungsplan.

** Bei den Planungsinstrumenten ist zwischen den Zeithorizonten zu unterscheiden. Während nach aktuellem Stand das EEG/EnWG Regime mit der 2. Ausbaustufe im Jahr 2020 bzw. bei Erreichen des Netzkapazitätendeckels von 7,7 GW endet, geht der Zeithorizont beim O-NEP deutlich über 2020 hinaus. Für das EEG ist ab 2020 ein Ausschreibungsregime vorgesehen.*

Hohe Investitionssummen und hohe Kosten der Vorentwicklung

Die Investitionssummen für Windparks auf See sind um ein Vielfaches höher als die bei Windparks an Land. Dies führt dazu, dass nur finanzstarke Akteure in diesem Sektor aktiv sein können, was bereits in der Vergangenheit zu beobachten war (s. 0). Zudem wird von den meisten Investoren europaweit nur eine geringe Anzahl von Parks realisiert. Europäische Fördersysteme stehen dadurch im Wettbewerb um Investoren. Im Ergebnis können die hohen Investitionssummen ggf. zu einer Einschränkung des Wettbewerbsniveaus führen. Ein Nebeneffekt der „automatischen" Konzentration auf finanzstarke Akteure ist, dass der Bewahrung der Akteursvielfalt ggf. eine geringere Bedeutung zukommt als im Bereich Wind an Land.

Zusätzlich zu den hohen Investitionen sind auch die Kosten der Vorentwicklung bei Windenergie auf See sehr hoch. Laut Leipziger Institut für Energie 2015a liegen diese Kosten bei etwa 18,3 Mio. € (Nordsee) bzw. 28,3 Mio. € (Ostsee) je Park. Laut Stellungnahme der Branche sind die anfallenden Kosten sehr standortspezifisch und lagen bei einigen Parks auch deutlich höher (AGOW 2015). Die Kosten fallen in vier Phasen an, wobei der Hauptteil für die Erstellung von Gutachten für die Erlangung des Planfeststellungsbeschlusses sowie die zweite und dritte Freigabe anfällt. Im Rahmen der Ausschreibung sind die Kosten der Vorentwicklung insbesondere interessant, da alle Kosten, die vor der Ausschreibung anfallen, bei vorhandenem Wettbewerb versunkene Kosten sind und als solche von ökonomisch rationalen Bietern nicht in die Gebote eingepreist werden und damit den Markt auch langfristig unrentabel machen können (s. Box 1: Versunkene Kosten). Das Ausschreibungsdesign bzw. der Zeitpunkt der Ausschreibung müssen diesem Sachverhalt gerecht werden.

Geringe Anzahl von Projekten pro Jahr

Der jährlich anvisierte Ausbau von 800 MW pro Jahr zwischen 2021 und 2030 entspricht nach heutigen Maßstäben in etwa zwei bis drei Windparks pro Jahr.

Vor dem Hintergrund der Kostendegression besteht die Tendenz hin zu großen OWP. Insofern entsprechen perspektivisch 800 MW ein bis zwei Parks pro Jahr. Dies hat Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation: Einerseits ist vermutlich die Anzahl potenzieller Investoren ausreichend, um einen effizienten Wettbewerb zu erreichen. Andererseits bestehen insbesondere bei Ausschreibungsdesigns, die einen Wettbewerb zwischen verschiedenen Projekten und nicht um ein Projekt anstreben, Möglichkeiten zur Absprache zwischen Ausschreibungsteilnehmern. Zudem sind bei einer geringen Anzahl von Projekten, die gegeneinander antreten (bspw. aufgrund der notwendigen Koordination mit dem Netzausbau), vermutlich Informationen zur Kostenstruktur der einzelnen Wettbewerber leicht abzuschätzen, so dass auch ohne explizite Absprachen zwischen den Ausschreibungsteilnehmern eine implizite Koordinierung erfolgt und somit ein effizienter Wettbewerb nur schwer erreichbar ist.

Begrenztes Potenzial im Vergleich zum angestrebten Ausbau

Eine weitere Herausforderung für das Ausschreibungsdesign liegt darin, dass im Vergleich zum angestrebten Ausbau bis 2030 zumindest die wirtschaftlichsten Potenziale in den Zonen 1 und 2 relativ begrenzt sind. Einschränkungen bestehen hier auch durch die Raum- und Netzplanung. Insbesondere in den späteren Ausschreibungsrunden kann dies zu einer Reduktion des Wettbewerbs zwischen Parks führen und muss im Ausschreibungsdesign entsprechend beachtet werden.

Aktueller Stand des Ausbaus durch sehr unterschiedliche Projektfortschritte und Genehmigungsstadien gekennzeichnet

Die aktuelle Situation für Wind auf See in Deutschland, in der bereits eine Reihe von Genehmigungen und Netzanschlusszusagen bestehen und die Projekte in unterschiedlichen Stadien durch unterschiedlich hohe Kosten für die bereits erfolgte Entwicklung gekennzeichnet sind, bringt weitere Herausforderungen für die Einführung von Ausschreibungen mit sich. Insbesondere muss festgelegt werden, welche Projekte unter das Ausschreibungsregime und eine etwaige Übergangsregelung fallen und inwieweit bereits bestehende Genehmigungen auf den Staat übertragen werden können und sollen. Da bereits Genehmigungen für 12 GW Leistung bestehen, die Ausschreibungen aber für Parks ab 2020 (also ab einer installierten Leistung von etwa 6,5 GW) gelten sollen, muss definiert werden, inwieweit eine Integration der bereits genehmigten Projekte in das Ausschreibungsdesign möglich und zielführend ist oder ob und ggf. wie die Genehmigungsinhaber für den Verlust der Genehmigung entschädigt werden. Falls eine Entschädigung als notwendig erachtet und angestrebt wird, ergeben sich weitere Probleme hinsichtlich der Bestimmung des Werts der Projekte mit Genehmigung (s. Box 6).

Box 6: Herausforderungen bei der Bestimmung des Projektwertes von OWPs im Systemübergang

Die Notwendigkeit einer Kompensationszahlung an Genehmigungsinhaber ist von den in Kapitel 0 diskutierten Pfaden zur Einführung eines Ausschreibungssystems abhängig. Eine Kompensation ist möglicherweise verzichtbar, wenn alle Akteure mit genehmigten Projekten noch eine hinreichend große Chance haben, ihr Projekt zu realisieren. Wenn jedoch eine Kompensation erforderlich ist, kommen grundsätzlich verschiedene Verfahren zur Bestimmung des Werts von genehmigten OWP Projekten beim Systemwechsel in Betracht:

Fortsetzung auf nächster Seite

Das BSH hat in dem Workshop zu Übergangssystemen einen nutzenbasierten Ansatz vorgeschlagen, der nur die Einsparung bei Verwendung der bereits erstellten Gutachten für eine zukünftige staatliche Vorentwicklung umfasst. Nach diesem Ansatz hat die Genehmigung für einen OWP mit 400 MW einen Wert von etwa 3-5 Mio. €. Der Vorteil dieser Methode liegt in ihrer Objektivierbarkeit. Der Vorschlag wird allerdings vom überwiegenden Teil der Windenergiebranche als den tatsächlichen Wert einer Genehmigung nicht ausreichend erfassend zurückgewiesen und könnte somit Schwierigkeiten bzgl. der politischen Umsetzbarkeit aufweisen. Zudem könnte ggf. die Attraktivität des deutschen Marktes für Windenergie auf See und damit das Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen sinken.

Eine alternative Methode zur Bestimmung des Projektwertes liegt in der Nutzung der am Markt erzielten Preise bei Projektverkäufen. Dieser Ansatz erscheint aber nicht realisierbar, da zum einen die Preise aufgrund der Volatilität und Illiquidität des Marktes sowie der großen Unterschiede zwischen den Parks nicht zuverlässig bestimmt werden können und zum anderen bei vergangenen Verkäufen die zukünftige Gewinnerwartung eingepreist wurde. Entsprechend ergaben sich Preise in einer Spanne von einstelligen Millionenbeträgen bis zu etwa 150 Mio. EUR, in einem Ausnahmefall sogar ca. 300 Mio. €.

Ein weiterer Ansatz zur Bestimmung des Projektwerts liegt in der näherungsweisen Bestimmung der tatsächlich angefallenen Kosten. Eine Vorgehensweise wäre hier die individuelle Prüfung der einzelnen Projekte durch Wirtschaftsprüfer. Der somit ermittelte Buchwert – welcher aus den Bilanzen der jeweiligen Projektgesellschaft hervorgehen sollte – könnte einen transparenten Wert zur Entschädigung mit ausreichenden Anreizen darstellen. Zur abschließenden Bewertung dieser Methodik fehlen derzeit noch Informationen zu Aufwand der Wirtschaftsprüfung für individuelle Parks, der Manipulationsmöglichkeiten bspw. bzgl. der Zuordnung der Gemein- und Personalkosten und der zu erwartenden Kosten. Diese Vorgehensweise würde allerdings dazu führen, dass auch ineffiziente Ausgaben (z. B. zu teuer eingekaufte Beratungsleistungen) rückerstattet würden. Probleme ergeben sich zudem, wenn der Investor das Vorhaben von einem Dritten erworben hat. In diesem Fall lassen sich reale Kosten kaum noch feststellen. Angesichts der hohen Zahl verkaufter Projekte stellt dies die Umsetzbarkeit dieses Ansatzes in Frage. In jedem Fall wäre eine hohe Transparenz von Seiten des Genehmigungshalters eine Bedingung für den Rückkauf der Genehmigung auf Kostenbasis.

Alternativ könnten die Kosten der Vorentwicklung bis zur Genehmigungsreife auch pauschal bestimmt werden. So hat bspw. der Crown Estate die Kosten für die gesamte Vorentwicklung eines Parks auf 4 % und ohne Windgutachten auf etwa 1 % der Investition geschätzt, was für einen 400 MW-Park in etwa 16,6 Mio. € entspräche (The Crown Estate 2011). Da eine individuelle und trotzdem objektivierbare Festsetzung einer finanziellen Kompensation entweder als politisch nicht durchsetzbar oder als fachlich nicht umsetzbar erscheint, empfiehlt das Forschungskonsortium bei Bedarf eine pauschale Kompensationszahlung (z.B. in Höhe von 40.000 € pro MW genehmigter installierter OWP Leistung).

5.3 Mögliche Ausschreibungssysteme

Im Folgenden werden die wesentlichen Alternativen für mögliche Zielsysteme zur Realisierung der Ausschreibung von Windenergie auf See vorgestellt. Im nächsten Schritt erfolgen ein Vergleich der zentralen Eigenschaften der Designoptionen der Zielsysteme und eine Evaluierung bzgl. zentraler Bewertungskriterien.

5.3.1 Zentrales System: Zentrale staatliche Vorprüfung von Offshore Windpark und Netzanschluss

Das zentrale Ausschreibungssystem ist dadurch charakterisiert, dass mehrere Akteure um eine vom Staat zentral bestimmte und vorentwickelte OWP-Fläche konkurrieren („Intra-Flächen-Wettbewerb"). Das Modell ähnelt damit dem dänischen Ansatz[14].

Der mögliche Verfahrensablauf des zentralen Systems ist in Abbildung 5-2 dargestellt. Dadurch, dass in diesem Designansatz die Standorte im Voraus bekannt sind, können sowohl die Vorentwicklungen[15] für den OWP als auch der Prozess des Netzanschlusses durch eine zentral koordinierende öffentliche Stelle (z. B. BSH) im Vorfeld zur eigentlichen Ausschreibung angestoßen werden.

Die ca. zweijährige Vorentwicklung „SUPplus" entspricht einer Vorentwicklung im Sinne eines besonderen Eignungsgebietes. Sie beinhaltet eine Strategische Umweltprüfung (SUP) auf Basis mehrerer umweltfachlicher Gutachten sowie weiterer Untersuchungen und Analysen wie etwa Windgutachten, Baugrundvoruntersuchung, Schifffahrtskollision, etc., welche ggf. europaweit ausgeschrieben werden müssen. Zusätzlich erfolgen in der SUPplus eine tiefergehende, flächenscharfe, umweltfachliche Prüfung (angelehnt an die UVP) und die Prüfung weiterer Schutzgüter (Schifffahrt, Luftfahrt, Militär, sonstige öffentliche Belange) aus dem Planfeststellungsverfahren.

Nach der Vorentwicklung könnte die eigentliche Ausschreibung des OWP erfolgen. Da den potenziellen Bietern die umfangreichen Daten sowie Studien aus der SUPplus (z. B. in einem elektronischen Datenraum) zur Verfügung gestellt werden, sind diese in der Lage, die Rahmenbedingungen für den OWP gut abzuschätzen. Dies ist positiv in zweierlei Hinsicht: Zum einen wird das Kalkulationsrisiko der Bieter reduziert, wodurch Risikoaufschläge auf die Gebote eingeschränkt werden können. Zum anderen wird das Risiko des Fluchs des Gewinners verringert, was die Realisierungsrate bezuschlagter Projekte erhöht. Zudem liegt ein weiterer Vorteil darin, dass die Kosten für die Vorentwicklung nur einmal und nicht bei allen potenziellen Bietern anfallen. Im Anschluss kann der Gewinner der Aus-

[14] Eine Beschreibung des dänischen Systems findet sich zum Beispiel in Held, A.; Ragwitz, M.; Gephart, M.; de Visser, E.; Klessmann, C. (2014): Design features of support schemes. Report of the EC-funded project: Cooperation Mechanisms between EU Member States and interaction with support schemes under the Renewable Energy Directive (2009/28/EC). http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/2014_design_features_of_support_schemes.pdf

[15] Die Art der Umlage der für die Vorentwicklung anfallenden Kosten muss separat geprüft werden. Eine Möglichkeit besteht darin, dass der Gewinner der Ausschreibung diese tragen muss und diese sich damit in den Förderkosten der erneuerbaren Energien niederschlagen.

schreibung das Planfeststellungs- und Freigabeverfahren anstoßen. Dieser Verfahrensschritt ist deutlich kürzer als im aktuellen Verfahren, da zahlreiche Untersuchungen bereits in der SUPplus durchgeführt werden. Diese zeitliche Verkürzung auf etwa 4 Jahre zwischen Ausschreibungsbeginn und Baubeginn ist vorteilhaft, damit die Bieter ihre Kosten für Komponenten des OWP bereits in der Ausschreibungsphase möglichst genau[16] kalkulieren können.

Mit Planfeststellungsbeschluss und Freigabe des Vorhabens kann der TdV mit der Umsetzung des Baus und der Inbetriebnahme des OWP beginnen. Theoretisch besteht das Risiko, dass der TdV nach erfolgreicher Teilnahme an der Ausschreibung keine Zulassung im anschließenden Planfeststellungsverfahren erhält. Dieses Zulassungsrisiko[17] ist jedoch als gering einzuschätzen, da durch die umfangreichen Vorprüfungen bereits ausreichend zulassungsrelevante Gutachten erstellt und Prüfungen durchgeführt wurden. Weitere Risiken wie bspw. technische Risiken oder Finanzierungsrisiken bleiben von der Umstellung auf ein Ausschreibungssystem unberührt, können aber weiterhin dem Bau und der Inbetriebnahme entgegenstehen.

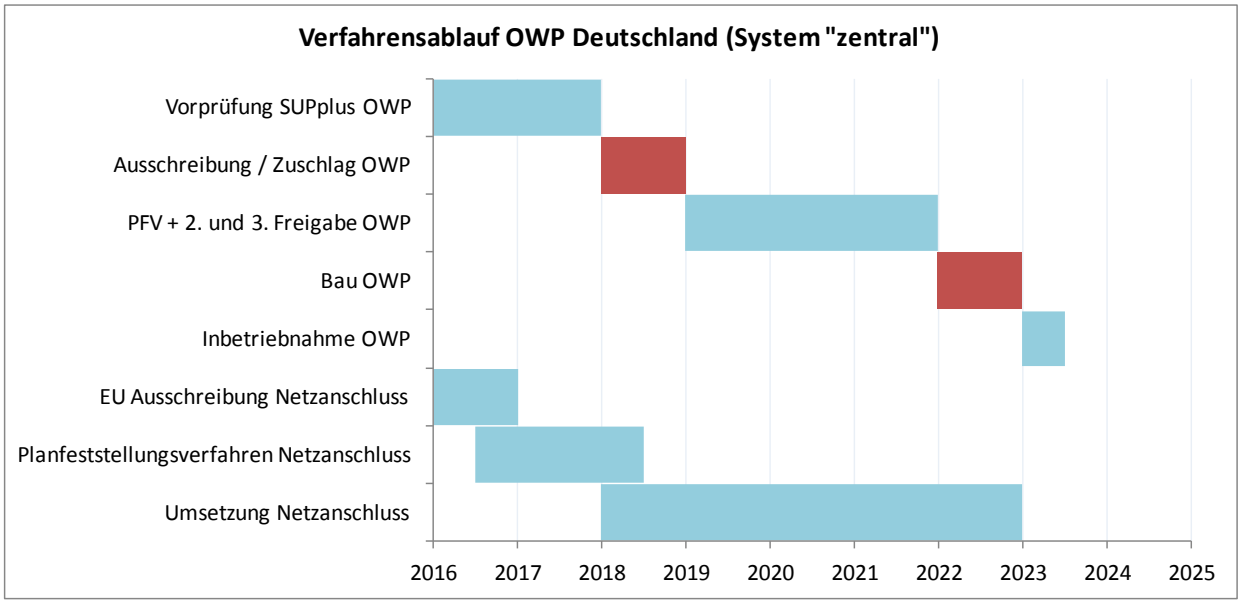


Abbildung 5-2: Verfahrensablauf OWP für Zielsystem „zentral"

Parallel zur Vorentwicklung des OWP wird durch den ÜNB der Netzanschluss gemäß dem Zeitplan des O-NEP ausgeschrieben, das Planfeststellungsverfahren angestoßen und anschließend die Maßnahme umgesetzt. Das Verfahren gleicht damit dem heutigen Vorgehen bei der Entwicklung und Umsetzung des Netzanschlusses. Hierbei kann im zentralen System eine zeitliche Synchronisation der Entwick-

[16] Die Bieter müssen bereits vor Abgabe des Angebots mit potenziellen Komponentenherstellern und Kapitalgebern verhandeln, um Gebote auf Basis realer Kosten abgeben zu können. Liegt ein zu großer Zeitraum zwischen der Ausschreibung und der Lieferung der Komponenten ist die Abschätzung der tatsächlichen Technologiekosten schwierig, da dann teilweise noch nicht bekannt ist, welche Technologie bis dahin dem Stand der Technik entspricht.

[17] Für den unwahrscheinlichen Fall, dass die Zulassung scheitert, ist eine Sonderfallregelung zu prüfen.

lung des OWP und der Entwicklung des Netzanschlusses hergestellt werden, damit nicht die Fertigstellung des Netzanschlusses den frühestens möglichen Termin für die Inbetriebnahme des OWP darstellt.

Möglichkeiten zur zeitlichen Beschleunigung der Realisierungsdauer z. B. durch eine weitgehende Standardisierung der für die Realisierung des Netzanschlusses besonders zeitkritischen Komponenten ggf. inklusive einer vorgezogenen Beauftragung der Komponenten, die nicht flächenspezifisch produziert werden müssen, sind zu prüfen, beeinflussen aber nicht das Ausschreibungsdesign.

Von besonderer Bedeutung sind hierbei Stahl- und Anlagenbau für die Offshore-Konverter-Plattformen. Dabei ist zu beachten, dass die Gründungen der Konverter-Plattformen vom Standort und damit zeitlich von den Ergebnissen der SUP abhängen. Ebenfalls relevant sind die eigentlichen elektrotechnischen Anlagen (HGÜ-Konverter), da diese aktuell nur von sehr wenigen Herstellern produziert werden können und dadurch die Herstellungskapazitäten stark begrenzt sind. Eine standardisierte und standortunabhängige Ausführung ist hier jedoch denkbar.

Verkürzungen bei den Fristen zur Realisierung des Netzanschlusses sind sinnvoll, damit eine weitere Beschleunigung der Projektentwicklungsdauer ihre Wirkung entfalten kann. Ansatzpunkte ergeben sich hier in der zeitlichen Verkürzung des Planfeststellungs- und Freigabeverfahrens. Der maßgebliche Beitrag wird dabei durch die gute Vorbereitung im Rahmen der SUPplus geleistet. Zusätzlich kann die Bearbeitung des Verfahrens durch zusätzliche Ressourcen in den entsprechenden Behörden (BSH, Bundesanstalt für Wasserbau, Bundesanstalt für Materialforschung und Prüfung) verkürzt werden. Zu prüfen ist außerdem, ob auf Seiten des Vorhabenträgers der Zertifizierungsprozess von Anlagen z. B. durch Standards beschleunigt werden kann.

Ob jedoch durch diese Maßnahmen der Zeitraum zwischen Ausschreibungsbeginn und Baubeginn auf unter vier Jahre verkürzt werden kann, ist zu prüfen, da in diesem Zeitraum durch den TdV u. a. die Baugrundhauptuntersuchung durchgeführt, das Anlagendesign festgelegt und die Projektfinanzierung aufgestellt werden muss.

5.3.2 System mit beschleunigtem Netzanschluss (Netzanschluss folgt Ausschreibungsergebnis)

Das Ausschreibungssystem mit beschleunigtem Netzanschluss ist dadurch charakterisiert, dass mehrere privatwirtschaftlich bis zur Genehmigung vorentwickelte OWP-Flächen um einen Netzanschluss und einen Förderanspruch konkurrieren („Inter-Flächen-Wettbewerb"). Der Netzanschluss würde in diesem Modell, abweichend von der heutigen Praxis des O-NEP, dem Ausschreibungsergebnis folgen und die OWP-Flächen anbinden, die als Gewinner aus der Ausschreibung hervorgegangen sind.

Voraussetzung für dieses Konzept wäre jedoch eine Verkürzung der Realisierungszeiten für den Netzanschluss (erstrebenswert wären Fristen inkl. Ausschreibung von ca. 4 Jahren). Ob eine solche Verkürzung tatsächlich machbar ist, kann derzeit noch nicht abschließend beurteilt werden und bedarf weiterer Analysen und Diskussionen mit den beteiligten Akteuren. Allerdings erscheinen Möglichkeiten zur Beschleunigung durch Standardisierung zeitkritischer Komponenten und Nutzung technischer Fortschritte bei der Netzanbindungstechnik grundsätzlich vielversprechend. Ein Grundproblem dieses

Systems besteht darin, dass Netzanschlusskapazität und OWP-Leistung ggf. auseinanderfallen, weil die typischen OWP-Kapazitäten geringer sind als die Anschlusskapazitäten (insbesondere von neuen Technologien). Diesem Problem könnte sowohl durch Modularisierung und Individualisierung des Netzanschlusses wie auch ggf. durch eine nicht vollständige Nutzung errichteter Netzanschlusskapazität während der ersten Betriebsjahre begegnet werden. Die Problematik, dass aufgrund der 900 MW Standardisierung nur gesamte Cluster anbieten können, würde damit entfallen.

Der mögliche Verfahrensablauf im System mit beschleunigtem Netzanschluss ist in Abbildung 5-3 dargestellt. Die Vorentwicklung des Projekts und die Veranlassung des Planfeststellungsverfahrens für den OWP erfolgen, wie bisher, durch den Vorhabenträger. Mit dem Planfeststellungsbeschluss kann der TdV an der öffentlichen Ausschreibung teilnehmen. Die erfolgreichen Bieter aus der Ausschreibung erhalten einen Vergütungsanspruch unter Einhaltung von bestimmten Voraussetzungen (z. B. Realisierungsfrist für Inbetriebnahme des OWP). Im Anschluss müssen durch den TdV die Komponenten des OWP beauftragt, die Genehmigungsauflagen des BSH erfüllt und das Verfahren zur 2. und 3. Freigabe angestoßen werden.

Die Ausschreibung, die Entwicklung und die Umsetzung des Netzanschlusses erfolgen wie bisher durch den ÜNB. Die zeitliche und örtliche Planung wird jedoch nicht mehr gemäß O-NEP sondern in Abhängigkeit vom Ausschreibungsergebnis durchgeführt. Folglich wird der Netzanschluss dorthin gebaut, wo die Gewinner der Ausschreibung ihre OWP errichten wollen. Da der Netzanschluss erst nach Zuschlag beauftragt werden kann, bestimmt die Dauer für die Errichtung des Netzanschlusses den Zeitpunkt, wann der OWP frühestens in Betrieb gehen kann. Dabei erscheint das Zielsystem nur dann akzeptabel, wenn dieser Zeitpunkt nicht oder nicht wesentlich nach dem durch Genehmigung und Bau des OWP selbst bedingten frühesten Inbetriebnahmezeitpunkt liegt.

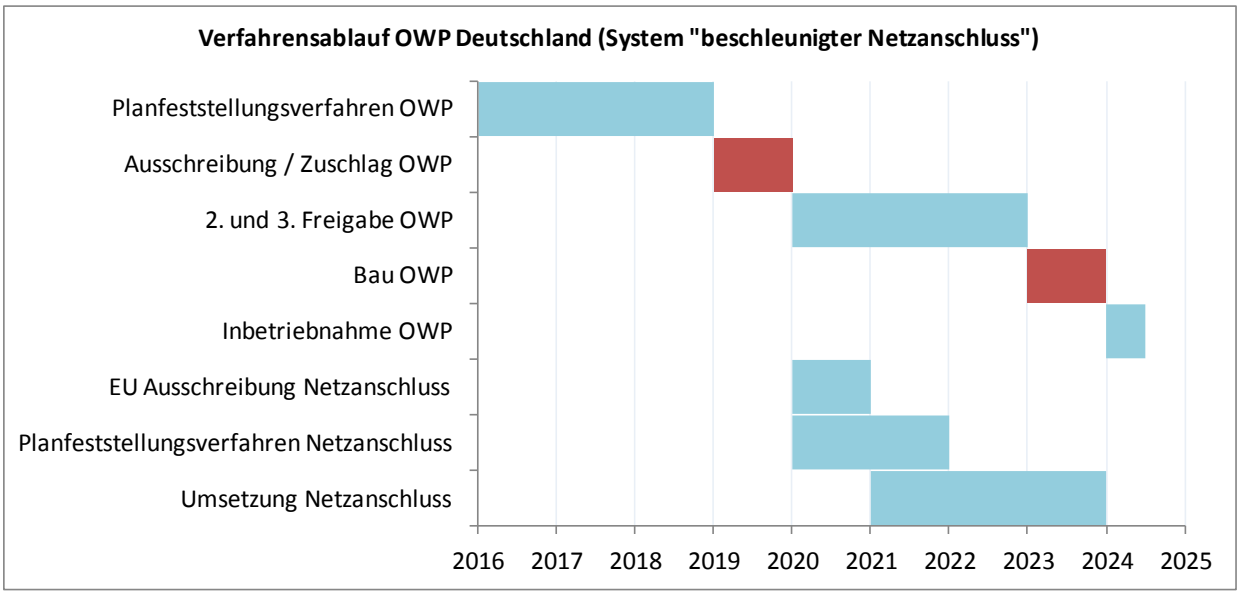


Abbildung 5-3: Verfahrensablauf OWP für Zielsystem „beschleunigter Netzanschluss"

5.3.3 System O-NEP+ (OWP-Ausschreibung folgt Netzanschluss)

Das Ausschreibungssystem O-NEP+ ist dadurch charakterisiert, dass mehrere privatwirtschaftlich bis zur Genehmigung vorentwickelte OWP-Flächen um eine Kapazitätszuweisung durch die BNetzA und um einen Förderanspruch konkurrieren („Inter-Flächen-Wettbewerb"). Die Netzanschlüsse würden in diesem Modell nach den Kriterien und dem Zeitplan des O-NEP entwickelt und bilden die Voraussetzung für die Teilnahme an der Ausschreibung.

Das Zielsystem O-NEP+ baut im Wesentlichen auf dem heutigen System auf. An der Ausschreibung teilnehmen können alle Akteure mit einem genehmigten OWP-Projekt, welches in einem Cluster mit ausreichender, bereits durch den ÜNB vergebener Netzanschlusskapazität liegt. Der Ausschreibungsgegenstand ist eine zu installierende Leistung (z. B. 800 MW). Dabei wird berücksichtigt, dass Netzanschlusskapazitäten bis zu einem gewissen Maximalabstand durch Drehstrom-Querverbindungen zwischen Clustern ggf. clusterübergreifend genutzt werden können.

In Abbildung 5-4 ist der Verfahrensablauf des Ausschreibungssystems „O-NEP+" dargestellt. Im Verfahren wird durch den ÜNB zunächst der Netzanschluss gemäß O-NEP für ein Cluster ausgeschrieben und anschließend an einen Generalunternehmer vergeben. Die Vorentwicklung des Projekts und die Veranlassung des Planfeststellungsverfahrens für den OWP erfolgen, wie bisher, durch den Vorhabensträger. Der Planfeststellungsbeschluss (bzw. die Genehmigung) und die vergebene Netzanschlussleistung im jeweiligen Cluster des OWP stellen die Präqualifikationsanforderung für die Teilnahme an der Ausschreibung dar. Akteure mit Zuschlag müssen die Genehmigungsauflagen erfüllen und Baufreigaben beim BSH herbeiführen. Danach erfolgt die Realisierung des OWP.

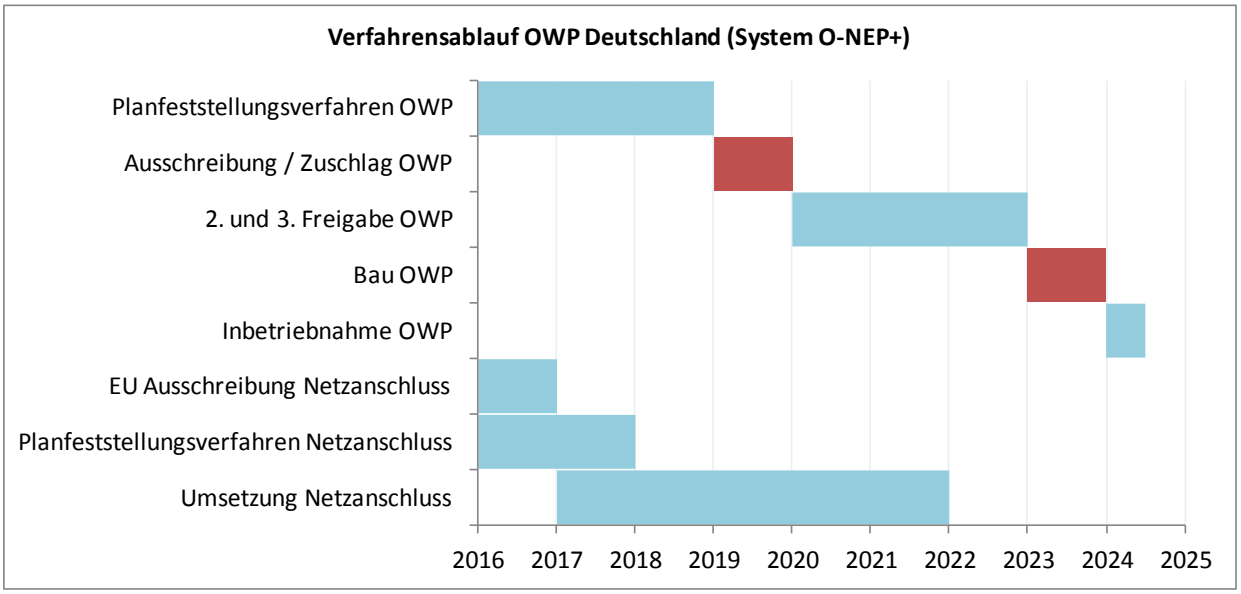


Abbildung 5-4: Verfahrensablauf OWP für Zielsystem O-NEP+

5.3.4 Vergleich der Ausschreibungssysteme

Im Folgenden werden die drei oben vorgestellten Ausschreibungssysteme verglichen und ihre zentralen Designelemente sowie die Vor- und Nachteile gegenübergestellt. Im Anschluss erfolgt eine Bewertung anhand verschiedener Kriterien.

5.3.4.1 Gegenüberstellung der zentralen Eigenschaften der Designoptionen

Ein entscheidender Unterschied zwischen dem zentralen Zielsystem und den beiden alternativen Systemen liegt im Ausschreibungsgegenstand. Im zentralen Zielsystem wird die Förderung für eine OWP-Fläche mit Förderzusage und einer Angabe zur mindestens zu installierenden Leistung ausgeschrieben. Es handelt sich daher um eine Eingut-Ausschreibung und die teilnehmenden Akteure konkurrieren um eine Fläche („Intra-Flächen-Wettbewerb"). Die Vorentwicklung ist von staatlicher Stelle zentral organisiert. Die dabei angefallenen Kosten werden mit der Ausschreibung bekanntgemacht und nachträglich vom Ausschreibungsgewinner übernommen. Anders als beim Bieter angefallene Kosten sind sie zum Ausschreibungszeitpunkt somit nicht versunken und können in die Gebote eingepreist werden[18]. Unter den weiteren Designoptionen O-NEP+ und beschleunigter Netzausbau treten jeweils verschiedene OWPs in der Ausschreibung gegeneinander an. Ausgeschrieben wird wie beispielsweise bei der bereits gestarteten Ausschreibung für PV-Freiflächen eine zu installierende Leistung (z. B. 800 MW je Ausschreibung). Bei der Ausschreibung handelt es sich um eine Mehrgüter-Ausschreibung, da ggf. mehrere OWPs und Bieter Zuschläge erhalten. Wettbewerb entsteht zwischen den Flächen. Die Vorentwicklung findet dezentral statt, was bei funktionierendem Wettbewerb zu erheblichen versunkenen Kosten und damit fehlender Rentabilität für die Ausschreibungsteilnehmer führen kann.

Als Präqualifikationsanforderung ist bei allen Systemen eine finanzielle Sicherheit notwendig. Bei den beiden dezentralen Systemen ist zudem ein genehmigtes OWP-Projekt als Zulassungsvoraussetzung notwendig, bei O-NEP+ außerdem der Nachweis eines Standorts in einem Cluster mit ausreichend vergebener Netzanschlusskapazität. Die höheren Präqualifikationsanforderungen bei O-NEP+ und in geringerem Ausmaß bei „beschleunigter Netzausbau" führen dazu, dass grundsätzlich eine geringere Anzahl von Bietern an der Ausschreibung teilnehmen kann.

Beim zentralen Zielsystem handelt es sich um homogene Gebote (siehe Abschnitt 3.2.2.6), da diese auf denselben öffentlich verfügbaren Informationen beruhen und sich auf dieselbe Fläche beziehen. Tendenziell kann von fairem Wettbewerb gesprochen werden, da die für den Zuschlag relevanten Kostenfaktoren durch den Bieter selbst beeinflusst werden können. Bei O-NEP+ und beschleunigter Netzausbau konkurrieren unterschiedliche Projekte mit unterschiedlichen kostenbestimmenden Eigenschaften (z. B. Küstenentfernung, Wassertiefe, Bodenbeschaffenheit, Parkgröße, Abschattungseffekte), welche größtenteils nicht durch den Bieter beeinflusst werden können. Es handelt sich also um nicht homogene Gebote. Bietern mit guten Standorten wird dadurch die Möglichkeit eröffnet, im

[18] Eine detailliertere Diskussion des Problems der versunkenen Kosten und der Einpreisung bisher entstandener Kosten findet sich unter Box 1: Versunkene Kosten.

Wettbewerb mit schlechteren Standorten überhöhte Produzentenrenten zu realisieren. Da es sich teilweise um sehr individuelle Standortspezifika (z. B. Bodenbeschaffenheit, Abschattung) handelt, kann dieser Effekt nur unzureichend über eine Standortdifferenzierung in der Ausschreibung behoben werden.

Die Netzanschlussplanung erfolgt im zentralen System im Voraus zur Ausschreibung, die Reihenfolge kann den Kriterien des O-NEP folgen. Beim System O-NEP+ folgt die Netzplanung ebenfalls den Kriterien des O-NEP, allerdings müssen jeweils mehrere Netzanschlüsse vorentwickelt und beauftragt werden, um Wettbewerb zwischen verschiedenen Parks zu ermöglichen. Beim System beschleunigter Netzausbau folgt die Netzplanung nicht unbedingt den Kriterien des O-NEP. Netzanschlüsse werden nur an in der Ausschreibung erfolgreiche OWPs vergeben. Um das System beschleunigter Netzausbau umzusetzen, ist eine Weiterentwicklung der HGÜ-Technik notwendig, so dass auch einzelne Parks z. B. mit 400 MW angeschlossen werden können, ohne dass Übertragungsleistung ungenutzt bleibt.

Tabelle 5-1: Gegenüberstellung der zentralen Eigenschaften der Designoptionen

Designelemente	zentrales System	beschleunigter Netzausbau	O-NEP+
Ausschreibungs-gegenstand	OWP-Fläche mit Förderberechtigung und Netzanschlusszusage (ggf. mit Angabe einer mindestens zu installierenden Leistung)	zu installierende Leistung (z. B. 800 MW je Ausschreibung)	zu installierende Leistung (z. B. 800 MW je Ausschreibung)
Ausschreibungs-form	Eingut-Ausschreibung	Mehrgüter-Ausschreibung	Mehrgüter-Ausschreibung
Wettbewerbsform	Intra-Flächen-Wettbewerb	Inter-Flächen-Wettbewerb	Inter-Flächen-Wettbewerb
Präqualifikations-anforderungen	Finanzielle Sicherheit	Finanzielle Sicherheit, genehmigtes OWP-Projekt	Finanzielle Sicherheit, genehmigtes OWP-Projekt, Standort in einem Cluster mit ausreichend vergebener Netzanschlusskapazität
Akteursanzahl	grundsätzlich große Anzahl an teilnehmenden Akteuren möglich	grundsätzlich größere Anzahl an teilnehmenden Akteuren als bei O-NEP+ möglich	Aufgrund der notwendigen Netzanschlusszusagen grundsätzlich geringe Anzahl an teilnehmenden Akteuren möglich
Vorentwicklung	von staatlicher Stelle zentral organisiert; die anfallenden Kosten werden durch den Ausschreibungsgewinner getragen und damit in das Angebot einkalkuliert, dadurch entstehen keine bzw. geringe versunkene Kosten	die OWP-Projekte werden wie bisher durch privatwirtschaftliche Projektierer entwickelt und zur Genehmigung gebracht; je nach Wettbewerbssituation können die Kosten für die Vorentwicklung nicht in das Angebot eingepreist werden und führen zu hohen versunkenen Kosten	die OWP-Projekte werden wie bisher durch privatwirtschaftliche Projektierer entwickelt und zur Genehmigung gebracht; je nach Wettbewerbssituation können die Kosten für die Vorentwicklung nicht in das Angebot eingepreist werden und führen zu hohen versunkene Kosten

Fortsetzung auf nächster Seite

Designelemente	zentrales System	beschleunigter Netzausbau	O-NEP+
Homogene Gebote in der Ausschreibung	es handelt sich um unterschiedliche Gebote für das gleiche Projekt; eine Vergleichbarkeit ist damit gegeben; tendenziell fairer Wettbewerb	es handelt sich um unterschiedliche Projekte mit unterschiedlichen Küstenentfernungen, Wassertiefen, Bodenbeschaffenheit, Parkgrößen, Abschattungseffekten, etc.; eine Vergleichbarkeit kann zwar über ein Standortdifferenzierungsmodell angenähert aber nicht voll erreicht werden; Gefahr von erhöhten Produzentenrenten an den besseren Standorten	es handelt sich um unterschiedliche Projekte mit unterschiedlichen Küstenentfernungen, Wassertiefen, Bodenbeschaffenheit, Parkgrößen, Abschattungseffekten, etc.; eine Vergleichbarkeit kann zwar über ein Standortdifferenzierungsmodell angenähert, aber nicht voll erreicht werden; Gefahr von erhöhten Produzentenrenten an den besseren Standorten
Netzanschluss	kann im Voraus zur folgenden Ausschreibung einer OWP-Fläche entwickelt werden; die Reihenfolge kann den Kriterien des O-NEP folgen; durch Synchronisation von Netzanbindung und OWP-Realisierung kann Leerstand der Netzanbindung weitgehend vermieden werden	es werden Netzanschlüsse im Nachgang zur Ausschreibung realisiert; es erhalten nur die Ausschreibungsgewinner einen Netzanschluss; die Entwicklung der Netzanschlüsse erfolgt nicht nach den Kriterien des O-NEP; es wird von einer Weiterentwicklung der HGÜ-Technik ausgegangen, so dass auch einzelne Parks z. B. mit 400 MW angeschlossen werden können, ohne dass Übertragungsleistung ungenutzt bleibt; durch Synchronisation von Netzanbindung und OWP-Realisierung kann Leerstand der Netzanbindung weitgehend vermieden werden	es müssen zwingend mehrere Netzanschlüsse gemäß O-NEP vorentwickelt und beauftragt werden, damit überhaupt Wettbewerb zu Stande kommt; dies erfolgt unabhängig davon, ob die OWP-Projekte anschließend einen Zuschlag erhalten oder nicht; ggf. Drehstrom-Querverbindungen zwischen angrenzenden Clustern nötig

5.3.4.2 Vergleichende Bewertung der Designoptionen

Tabelle 5-2 gibt einen Überblick über die Vor- und Nachteile der diskutierten Ausschreibungssysteme.

Anders als bei anderen EE-Technologien besteht bei OWPs in allen Ausschreibungssystemen eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit, da zum Ausschreibungszeitpunkt bereits eine sehr gute Informationsbasis besteht. Maßnahmen im Ausschreibungsdesign (Sicherheiten, Pönalen, etc.) können in allen Systemen genutzt werden, um die Realisierungswahrscheinlichkeit weiter zu erhöhen. Eine Überprüfung der Realisierung ist zudem aufgrund der geringen Anzahl an Projekten einfacher als bei anderen Technologien.

Ohne Berücksichtigung der aktuellen Situation in Deutschland überwiegen im direkten Vergleich die Vorteile des zentralen Systems. Aufgrund der Ausgestaltung als Eingut-Ausschreibung und dem resultierenden „Intra-Flächen-Wettbewerb" kann grundsätzlich eine große Anzahl von konkurrierenden Akteuren an der Ausschreibung teilnehmen. Das zu erwartende relativ hohe Wettbewerbsniveau lässt auch auf Grundlage der dänischen Erfahrungen Förderkostensenkungen erwarten. Das System führt

zu einem gesamtwirtschaftlich effizienten Ausbau von Windenergie auf See; günstige Standorte werden zuerst ausgebaut, eine Ausweitung der bis 2030 zu erschließenden Standorte über Zone 2 hinaus ist auch zur Sicherstellung eines ausreichenden Wettbewerbsniveaus nicht notwendig und Leerstandskosten des Netzes werden weitgehend vermieden. Die größte Herausforderung bei einer Einführung des zentralen Systems in Deutschland liegt in der umfassenden Veränderung der bisherigen Genehmigungspraxis. Um das System ohne einen Fadenriss beim Ausbau einzuführen, sind Übergangsregelungen notwendig, mit denen Parks mit bestehenden Genehmigungen zumindest teilweise realisiert werden und in Betrieb gehen. Ein weiterer Nachteil liegt in der notwendigen staatlichen Zwischenfinanzierung für die Vorentwicklung der Projekte. Auch die Akteursvielfalt könnte ggf. reduziert werden, da Akteure, die auf Vorentwicklung spezialisiert sind, eine deutlich veränderte Geschäftsgrundlage vorfinden.

Das System O-NEP+ garantiert Kontinuität und vermeidet die Probleme beim Rückkauf der Genehmigungen wie zum Beispiel mögliche Vertrauenseinbußen bei den Genehmigungsinhabern und die Herausforderungen bei der Bestimmung des Werts von genehmigten Projekten (s. Box 6). Sofern durch den O-NEP sichergestellt wird, dass jederzeit ausreichend freie Netzanschlusskapazitäten existieren, so dass immer ein bestimmter Vorsprung gegenüber den Ausbauzielen existiert, besteht in diesem System keine Gefahr eines Fadenrisses und theoretisch die Möglichkeit von Wettbewerb. Das Wettbewerbsniveau im System O-NEP+ wird jedoch aufgrund der begrenzten Anzahl der Teilnehmer und den relativ leicht beschaffbaren Informationen zu Kostenstrukturen der Wettbewerber stark eingeschränkt. Außerdem ist mittelfristig mit einer systematischen Abnahme des Wettbewerbsniveaus zu rechnen, wenn der Überhang aktuell existierender Genehmigungen abgeschmolzen ist. Da pro Ausschreibungsrunde (800 MW/a entspricht perspektivisch 1 bis 2 OWP) nur eine überschaubare Anzahl von Projekten für die Teilnahme an der Ausschreibung in Frage kommt und somit auch die zusätzlich vorgehaltenen freien Netzanschlusskapazitäten und Genehmigungen mittelfristig in dieser Größenordnung liegen dürften, um unnötige Leerstandskosten zu vermeiden, muss mit weniger ambitioniertem Bietverhalten gerechnet werden. Im System O-NEP+ gibt es immer den systematischen Trade-off zwischen Wettbewerb und freien Netzkapazitäten. Werden die freien Netzkapazitäten auf die Ausschreibungsmenge von ein bis zwei zusätzlichen Jahresmengen begrenzt, ist mit keinem ernsthaften Wettbewerb zu rechnen. Wenn Kapazitäten von mehr als zwei Jahrestranchen frei gehalten werden müssen, steigen die Leerstandkosten (s. Box 4**:** Kosten) substanziell, weil es vermutlich zu einem Lebensdauerverzehr der freien Konverter kommt. Dieser Konflikt zwi-schen substanziellen Leerstandkosten und mangelndem Wettbewerb lässt sich für das System O-NEP+ insbesondere mittel- und langfristig, in einem eingeschwungenen System, nicht auflösen. Au-ßerdem besteht bei zusätzlicher Transparenz unter den Teilnehmern ein erhöhtes Risiko impliziter Kollusion. Im Ergebnis werden durch die Ausschreibung nach O-NEP+ nur geringe Förderkostensen-kungen erwartet. Es ist außerdem zu berücksichtigen, dass die hoheitlich festzulegende O-NEP-Aus-baureihenfolge starken Einfluss auf die möglichen Realisierungszeitpunkte von Projekten und damit auf die wirtschaftlichen Perspektiven der im Wettbewerb stehenden Akteure hat. Insgesamt erscheint das System O-NEP+ daher als Zielsystem ungeeignet zur Realisierung eines effizienten Zubaus, wo-bei es im Übergang eine wichtige Rolle zur Sicherstellung eines kontinuierlichen Ausbaus einnehmen kann.

Das System „beschleunigter Netzausbau" vermeidet den systematischen Leerstand von Netzanschlusskapazität bei O-NEP+ und führt vermutlich zu mehr Wettbewerb, da die Anzahl der an der Ausschreibung teilnehmenden Parks nicht mehr durch die Netzanschlusszusage, sondern lediglich durch die Verfügbarkeit von Flächen beschränkt ist. Zum jetzigen Zeitpunkt ist aber noch nicht klar, inwieweit die für das System erforderlichen technischen und organisatorischen Weiterentwicklungen, um den Netzanschluss tatsächlich schneller zu realisieren, rechtzeitig zur Verfügung stehen. Die grundsätzlichen Probleme der geringen Anzahl jährlicher Projekte und der ggf. bei den Wettbewerbern vorhandenen Informationen (die den Wettbewerb einschränken bzw. den Anreiz, mit wahren Kosten zu bieten, bei als günstig eingeschätzten Projekten reduzieren) können aber nicht komplett vermieden werden.

Die Frage der Akzeptanz der einzelnen Systeme kann derzeit noch nicht abschließend beantwortet werden. Insgesamt sinkt vermutlich die Akzeptanz der Bevölkerung für den Ausbau von Windenergie auf See, wenn die Ausschreibungen keine Kostensenkung mit sich bringen. Dies ist vor allem bei O-NEP+, aber auch beim beschleunigten Netzausbau zu erwarten. Beim System O-NEP+ kommt zudem der systematische Leerstand von Netzanbindungen zum Tragen, der sich ebenfalls negativ auf die Akzeptanz auswirken könnte. Ein Teil der Windbranche unterstützt derzeit vor allem die Modelle O-NEP+ und beschleunigter Netzausbau, die finale Akzeptanz der Branche (außer ggf. bei reinen Projektentwicklern) wird jedoch von der genauen Ausgestaltung und der individuellen Lage/ den individuellen Gewinnaussichten abhängen.

Tabelle 5-2: Vergleichende Bewertung der Designoptionen

Kriterien	zentrales System	O-NEP+	beschleunigter Netzausbau
Fadenriss - Ist eine Inbetriebnahme in 2021-2023 möglich?	mit Übergangssystem Fadenriss unwahrscheinlich	Fadenriss unwahrscheinlich (wenn BNetzA rechtzeitig ausreichend Kapazitäten ausschreibt im O-NEP)	mit Übergangssystem Fadenriss unwahrscheinlich
Wettbewerbssituation	tendenziell gute Wettbewerbssituation, da aufgrund des "Intra-Standort-Wettbewerbs" grundsätzlich große Anzahl von konkurrierenden Akteuren möglich, keine Notwendigkeit zur Öffnung für Zone 3 aus Wettbewerbsgründen	aufgrund der geringen Anzahl von teilnehmenden OWP Projekten sind Kosten der Wettbewerber gut einzuschätzen, daher tendenziell implizite Kollusion und schwacher Wettbewerb erwartet; Anzahl der im Wettbewerb stehenden Akteure abhängig davon, wie stark die Realisierung der Netzanschlüsse der Ausschreibung vorausläuft und inwieweit Information zu anderen Parks verfügbar ist	bessere Wettbewerbssituation als bei O-NEP+ erwartet, da höhere Anzahl an OWP Projekten teilnehmen kann; abhängig davon, wie viele Projekte für die jeweiligen Ausschreibungen zugelassen werden und inwieweit Information zu anderen Parks verfügbar ist

Fortsetzung auf nächster Seite

Kriterien	zentrales System	O-NEP+	beschleunigter Netzausbau
Akteursvielfalt - unabhängig von Wahl des Ausschreibungssystems könnte Akteursvielfalt aufgrund der geringen Zahl an Parks pro Jahr sinken (auch abhängig von Entwicklung in anderen europäischen Ländern)	Akteure die auf Vorentwicklung spezialisiert sind, verlieren teilweise ihre Geschäftsgrundlage; dafür kommen voraussichtlich neue Akteure in den Markt	Akteursstruktur bleibt zunächst bestehen; mittelfristig ist jedoch bei Wettbewerb mit einer Marktkonzentration zu rechnen	Akteursstruktur bleibt zunächst bestehen; mittelfristig ist jedoch bei Wettbewerb mit einer Marktkonzentration zu rechnen
Realisierungswahrscheinlichkeit / Zielerreichung	Projektierer kennen die Projekte so gut, wie das BSH Daten für das Projekt bereitstellt; der Netzanschluss kann bereits im Vorfeld beauftragt werden; Maßnahmen im Ausschreibungsdesign (Pönalen, etc.) möglich; tendenziell hohe Realisierungswahrscheinlichkeit	Projektierer kennen ihre Projekte gut; Netzanschluss bereits vorhanden; Maßnahmen im Ausschreibungsdesign (Pönalen, etc.) möglich; tendenziell hohe Realisierungswahrscheinlichkeit	Projektierer kennen ihre Projekte gut; Netzanschluss wird jedoch erst nach der Ausschreibung bereitgestellt; Maßnahmen im Ausschreibungsdesign (Pönalen, etc.) möglich; tendenziell hohe Realisierungswahrscheinlichkeit
Reduzierung Förderkosten durch Wettbewerb	abhängig von Wettbewerbsintensität und Kostenreduktionspotenzialen; auf Grundlage der dänischen Erfahrungen Förderkostenreduktion erwartet	abhängig von Wettbewerbsintensität und Kostenreduktionspotenzialen; geringe Förderkostenreduktion erwartet	abhängig von Wettbewerbsintensität und Kostenreduktionspotenzialen; eher geringe Förderkostenreduktion erwartet
Kosten für staatliche Projektvorentwicklung (Zwischenfinanzierung)	Annahme: rd. 5 Mio. € pro Projektentwicklung inkl. Personalkosten BSH;2 Projekte pro Jahr; 3 Jahre bis Rückzahlung durch Ausschreibungsgewinner; ergibt 30 Mio. Auslagen. Kosten für Zwischenfinanzierung bei aktuellem Zinsniveau jedoch gering.	Vorlaufkosten für Genehmigungen (analog heute)	Vorlaufkosten für Genehmigungen (analog heute)
Notwendigkeit des Rückkaufs bestehender Genehmigungen/ Kompensation bisher angefallener Projektentwicklungskosten	abhängig vom Übergangssystem	nein	nein
zusätzliche Betriebs- und Finanzierungskosten für leerstehende Kapazitäten (s. Box)	Keine systematisch ungenutzten Übertragungskapazitäten	Systematisch ungenutzte Übertragungskapazitäten; Bei Lebensdauerverzehr für die spätere Nutzung erhebliche Kosten möglich	Bei technisch möglicher Modularisierung des Netzanschlusses keine systematisch ungenutzten Übertragungskapazitäten;

Fortsetzung auf nächster Seite

Kriterien	zentrales System	O-NEP+	beschleunigter Netzausbau
Akzeptanz (Öffentlichkeit, Küstenländer, herstellende Industrie, potenzielle Bieter / Betreiber / Investoren)	derzeit niedrige Akzeptanz bei einem Teil der Branche (Projektierer, Betreiber), finale Akzeptanz der Branche (außer ggf. bei reinen Projektentwicklern) abhängig von genauer Ausgestaltung und individueller Lage/ Gewinnaussichten; zentrale Planung im Küstenmeer (12 sm Zone) ggf. problematisch	derzeit hohe Akzeptanz bei einem Teil der Branche (Projektierer, Betreiber); , finale Akzeptanz der Branche abhängig von genauer Ausgestaltung und individueller Lage/ Gewinnaussichten; kein Konflikt mit Küstenländern; bei geringem Wettbewerb und entsprechend hohen Kosten ggf. Akzeptanz der Öffentlichkeit für Wind an See gefährdet	derzeit hohe Akzeptanz bei einem großen Teil der Branche (Projektierer, Betreiber); finale Akzeptanz der Branche (außer ggf. bei reinen Projektentwicklern) abhängig von genauer Ausgestaltung und individueller Lage/ Gewinnaussichten; Akzeptanz bei Küstenländern unklar; bei geringem Wettbewerb und entsprechend hohen Kosten ggf. Akzeptanz der Öffentlichkeit für Wind an See gefährdet
Gesamtsystemkosten (Erzeugungskosten, Netzkosten)	Niedrig: Minimierung der Gesamtsystemkosten möglich, da gesamtkostenoptimierte Standortwahl möglich ist und Leerstandskosten im Netz minimiert werden können.	Moderat bis hoch: Wettbewerb erfolgt über die Erzeugungskosten, daher zunächst nur Anreiz zur Minimierung der Erzeugungskosten. Kostenminimierung der Netzanschlüsse nicht gewährleistet. Leerstandskosten im Netz müssen systematisch in Kauf genommen werden.	Moderat: Wettbewerb erfolgt über die Erzeugungskosten, daher zunächst nur Anreiz zur Minimierung der Erzeugungskosten. Kostenminimierung der Netzanschlüsse nicht gewährleistet. Leerstandskosten im Netz können nur bei modularen Konzepten minimiert werden.
Kontinuität für die Investitionsplanung (Genehmigungspraxis, Netzanschluss)	Gering: bestehende Genehmigungspraxis wird substanziell, Netzanschlußpraxis moderat verändert (Änderung aber unkritisch)	Hoch: bestehende Genehmigungs- und Netzanschlußpraxis kann beibehalten werden.	Moderat: bestehende Genehmigungspraxis kann beibehalten werden. Netzanschlusspraxis wird an neue Netzanschlusspraxis (Technologie, Standardisierung) angepasst

5.4 Pfade zur Einführung eines Ausschreibungssystems für Windenergie auf See

Im Vergleich der vorgestellten Ausschreibungssysteme und unter Berücksichtigung der Herausforderungen beim Design wird deutlich, dass insbesondere mit langfristiger Perspektive das zentrale System unter Wettbewerbsgesichtspunkten sowie bzgl. der Minimierung der Systemkosten die meisten Vorteile aufweist. Auch das System mit beschleunigtem Netzanschluss könnte bei technischer Realisierbarkeit den Wettbewerbsanforderungen genügen und zu geringen Systemkosten führen. Ein Zeitpunkt für die dafür notwendigen technischen Standards ist jedoch heute noch nicht abzusehen. Das System O-NEP+ wird aus Wettbewerbsgesichtspunkten langfristig als nicht nachhaltig eingeschätzt,

ermöglicht aber einen „weichen" Übergang in ein Ausschreibungssystem, mit geringen Änderungen zum aktuellen System und damit eine Wahrung der Akteursstruktur und der Interessen von Akteuren mit weit entwickelten OWP-Projekten.

Aus den beschriebenen zentralen Eigenschaften lässt sich eine Kombination von Designoptionen in der zeitlichen Abfolge ableiten. Zwei mögliche Pfade sind schematisch in Abbildung 5-5 dargestellt und werden nachfolgend näher erläutert.

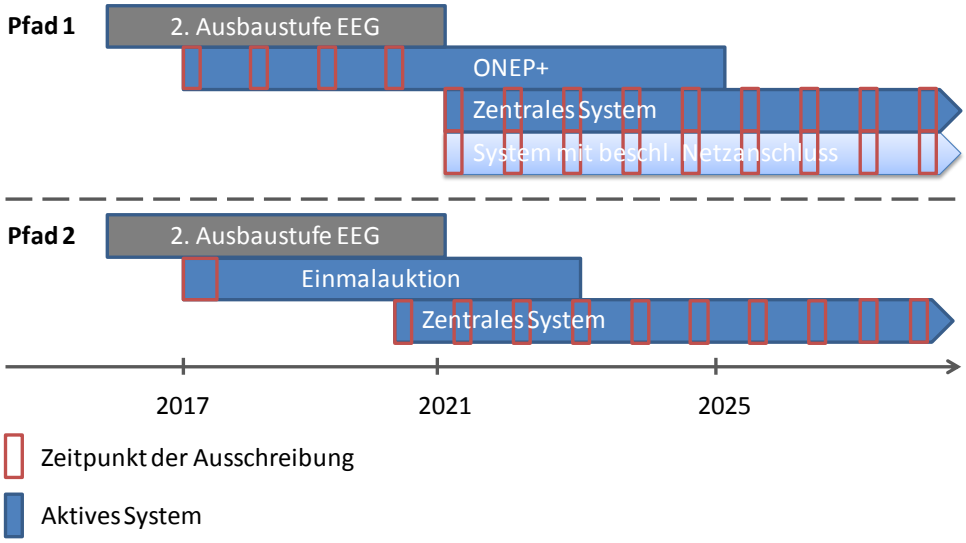


Abbildung 5-5: Übersicht der Pfade zur Einführung eines Ausschreibungssystems für Windenergie auf See

In Pfad 1 wird zunächst im Jahr 2017 das Ausschreibungssystem O-NEP+ eingeführt. Damit in diesem System Wettbewerb entstehen kann, müssen neue Netzanschlüsse gemäß O-NEP entwickelt und bestehende BSH-Genehmigungen verlängert bzw. neue ausgegeben werden. Die neuen und verlängerten Genehmigungen enthalten jedoch eine Gültigkeitsdauer, die mit dem festgelegten Zeitpunkt des geplanten Übergangs zum zentralen System endet, sofern kein Zuschlag in der Ausschreibung im Übergangssystem erfolgt.

Außerdem wird für Projekte mit neuen Genehmigungen bei Auslaufen der Gültigkeit eine Kompensation für die im Rahmen der Vorentwicklung bis zur Genehmigungsreife entstandenen Kosten ausgeschlossen. Ggf. könnte Projekten mit heute gültigen und ggf. verlängerten Genehmigungen bei Auslaufen der Genehmigung und Übergang der Flächen in das zentrale Zielsystem ein Anspruch auf Kompensation zugesagt werden (sofern der Genehmigungsinhaber sich bereit erklärt, auch sämtliche mit der Genehmigung verbundenen Unterlagen und Informationen für eine spätere Nutzung im zentralen Zielsystem zur Verfügung zu stellen). Aufgrund des nicht auflösbaren Konflikts bei der Bestimmung des Projektwertes im Systemübergang (s. Box 5) wird für diesen Fall eine pauschale Kompensation (z. B. in Höhe 40.000 € pro MW genehmigter installierter Leistung des OWP) empfohlen.

Die Einführung des Systems O-NEP+ erfolgt als Übergangssystem mit einem festen Übergangsdatum in das zentrale Zielsystem. Optional könnte das O-NEP+ System auch als langfristiges System eingeführt werden, basierend auf einer regelmäßigen Evaluation nach festgelegten Wettbewerbskriterien. Kommt kein ausreichender Wettbewerb zu Stande, wird das Ausschreibungssystem vom System mit

beschleunigtem Netzanschluss oder vom zentralen System abgelöst. Da jedoch, insbesondere in der langfristigen Perspektive, das O-NEP+ Modell unter Wettbewerbsgesichtspunkten als ungeeignet eingeschätzt wird, wird der zeitliche terminierte Übergang ins zentrale System empfohlen. Dies steigert die Planbarkeit und Verlässlichkeit des künftigen regulatorischen Rahmens.

Für den Fall, dass die technischen Standards für das System mit beschleunigtem Netzanschluss bis zum Übergangsdatum ausreichend weit entwickelt sind, besteht die Option, in dieses System zu wechseln. Dies hätte den Vorteil, dass alle genehmigten Projekte, mit und ohne bestätigten Netzanschluss, im neuen System an der Ausschreibung teilnehmen könnten und damit mehr Wettbewerb entstehen könnte. Es entfällt zudem die Herausforderung der Bestimmung des Projektwertes für den Fall einer Kompensation im Übergang zum zentralen System.

In Pfad 2 wird in einer Variante des O-NEP+ Systems eine große zu installierende Leistung (z. B. 2700 MW) in einer Ausschreibung ausgeschrieben. Die dafür notwendige Netzanschlusskapazität wird im Vorfeld beauftragt. Zur Ausschreibung zugelassen werden genehmigte Projekte in ausgewählten Clustern mit freier bzw. beauftragter Netzkapazität[19] (ggf. werden angrenzende Cluster mit Verbindungsleitungen angebunden). Ob ggf. auch hier noch weitere, in der Endphase des Genehmigungsprozesses befindliche Projekte zugelassen werden, wäre zu diskutieren. In jedem Fall wäre auch in solchen Fällen eine zeitliche Befristung der Neugenehmigung erforderlich, so dass diese Projekte reibungsfrei in das zentrale Zielsystem überführt werden können. Alle Projekte, die keinen Zuschlag in der Einmalausschreibung erhalten, werden in das zentrale System überführt. Der Übergang ins zentrale System erfolgt analog zu Pfad 1.

Der Vergleich der beiden möglichen Übergangssysteme ergibt die folgenden Vor- und Nachteile der „Einmalausschreibung" gegenüber dem System O-NEP+.

Vorteile der Einmalausschreibung:

- Aufgrund des großen Volumens ergibt sich u. U. ein besseres Wettbewerbsniveau als in einzelnen Gebotsrunden im Rahmen des O-NEP+, in welchen aufgrund der Netzanschlussreihenfolge in einzelnen Ausschreibungsrunden wirtschaftlich und rechtlich abhängige Konsortien zum Zuge kommen würden (allerdings können solche Abhängigkeiten - in geringerem Ausmaß - auch in der Einmalausschreibung zu einer substanziellen Minderung des Wettbewerbs führen). Im O-NEP+ könnte es ggf. sogar einen Anreiz geben, Flächen so abzutauschen, dass der Wettbewerb minimiert wird, dies wäre in der Einmalausschreibung nicht möglich.
- Politische Kommunizierbarkeit: Alle bis dahin genehmigten Projekte haben eine einmalige Gelegenheit zur Realisierung auf Basis bestehender Genehmigungen. Nicht in der Ausschreibung erfolgreiche Projekte werden in das zentrale Zielsystem überführt.

Nachteile der Einmalausschreibung:

- Aufgrund der Tatsache, dass zeitgleich Projekte im Wettbewerb stehen, die in drei aufeinanderfolgenden Jahren realisiert werden (auch aufgrund der Netzanschlussreihenfolge), ergibt

[19] Genehmigte Projekte in der Ostsee können auch ohne bestätigten Netzanschluss teilnehmen, da die Errichtung eines Drehstrom-Netzanschlusses nach Durchführung der Ausschreibung nicht zeitkritisch ist.

sich eine systematische Benachteiligung der in den späteren Jahren realisierbaren Projekte, weil diese größere Unsicherheiten bzgl. der technischen und ökonomischen Parameter aufweisen (Turbinenkonzepte etc.). Andererseits könnten später zu realisierende Projekte von möglichen Lernfortschritten profitieren.

- Erfahrungen aus den Ausschreibungsergebnissen bzgl. des Ausschreibungsdesigns können nicht berücksichtigt werden. Ein möglicher „technischer" Fehler im Rahmen der Ausschreibung kann nicht in späteren Runden korrigiert werden.

Bisher kann keine abschließende Bewertung / Empfehlung bzgl. der beiden oben dargestellten Pfade gegeben werden. Beide Pfade führen zu einem langfristig wirtschaftlich effizienten Zielsystem verbunden mit einem Übergangssystem, das eine kontinuierliche Überführung genehmigter Projekte ermöglicht. Im Pfad 1 besteht des Weiteren die Möglichkeit, die existierenden Genehmigungen auch langfristig zu nutzen, falls der beschleunigte Netzausbau durch Standardisierungen und technische Weiterentwicklungen möglich wird. Dies könnte den Anreiz für aktuelle Genehmigungsinhaber erhöhen, die Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen und die Schaffung der institutionellen Voraussetzungen zu unterstützen. In diesem Sinne ist der Pfad 1 (vor allem bei Einführung des Systems „beschleunigter Netzausbau") durch eine hohe potenzielle Kontinuität mit dem aktuellen System bei gleichzeitiger Schaffung von Wettbewerb charakterisiert.

Pfad 2 ist stärker durch den schnellen Wechsel weg von der bestehenden Genehmigungspraxis gekennzeichnet. Die Einmalausschreibung bietet eine letzte Gelegenheit aktuell genehmigte oder sehr weit entwickelte Projekte zu realisieren. Danach erfolgt der weitere Zubau im zentralen Zielsystem.

Die Entscheidung zwischen den beiden Pfaden kann also als Wahl zwischen einer etwas höheren Kontinuität unter Pfad 1 und stärkerem Fokus auf der schnellen Einführung von Wettbewerb und Realisierung von gesamtwirtschaftlicher Effizienz in Pfad 2 gesehen werden.

6 PV-Dachanlagen

6.1 Zusammenfassung Marktanalyse

Zum Jahresende 2014 beträgt die installierte PV-Kapazität in Deutschland 38,2 GW. Mit einer PV-Stromerzeugung von 35 TWh konnten 6 % des bundesweiten Bruttostromverbrauchs gedeckt werden. Insgesamt sind in Deutschland 1,5 Millionen PV-Anlagen installiert, mehr als die Hälfte davon im Kleinanlagensegment bis 10 kW Anlagenleistung.

Der Zubau neuer PV-Anlagen war - nach Jahren hohen Wachstums – in den vergangenen Jahren stark rückläufig und erreichte 2014 ein Niveau von 1,9 GW. Haupttreiber des Marktwachstums bis 2012 war der Anstieg im Großanlagen- und insbesondere Freiflächensegment. Aufgrund der Begrenzung der maximalen Anlagengröße auf 10 MW und der Stagnation der Systempreise bei fortschreitend sinkender Vergütung ist die Anzahl der Neuinstallationen jedoch rückläufig, insbesondere im Segment der PV-Freiflächenanlagen. Im Rahmen der bereits 2015 gestarteten Ausschreibungen im Freiflächensegment ist für die Jahre 2015 bis 2017 ein durchschnittlicher jährlicher Zubau von 400 MW Freiflächenanlagen vorgesehen. Unter Freiflächenanlagen fallen nach der Freiflächenausschreibungsverordnung alle Photovoltaikanlagen, die nicht auf Gebäuden oder sonstigen baulichen Anlagen errichtet worden sind. Die PV-Anlagen auf Gebäuden oder sonstigen baulichen Anlagen wurden bislang von der Ausschreibung ausgenommen und über das EEG 2014 gefördert.

Tabelle 6-1: Überblick über den PV-Zubau seit 2010 nach Dach- und Freiflächenanlagen

	2010	2011	2012	2013*	2014**
Zubau [MW]	7.549	8.001	6.693	2.685	~ 1.900
davon Dachanlagen	5.943	5.523	3.706	1.600	~ 1.400
davon Freiflächen	1.589	2.341	2.931	855	~ 500
ohne Zuordnung	25	143	80	240	-
Stromerzeugung [TWh/a]	11,7	19,6	26,4	31,0	34,9
Anteil am Bruttostromverbrauch [%]	1,9	3,2	4,4	5,2	6,0

* Angaben 2013 vorläufig. Hoher Anteil nicht zugeordneter Anlagen, weil einige Anlagen (insb. Großanlagen) zwar 2013 nach dem EEEG in Betrieb genommen wurden, jedoch erst im Folgejahr ans Netz angeschlossen wurden und Strom eingespeist haben. Für Anlagen mit (Erst-)Einspeisung 2014 liegen derzeit noch keine EEG-Bewegungsdaten vor, die Datensätze können somit noch nicht nach Dach-/Freifläche zugeordnet werden. ** Aufteilung 2014 geschätzt.

Die Betreiber-, Akteurs- und Investorenstruktur im Segment der PV-Anlagen auf Gebäuden (sog. Dachanlagen) ist äußerst vielfältig und heterogen[20] . Kennzeichnend ist im Gegensatz zur Freiflächenausschreibung insbesondere, dass im PV-Dachanlagensegment bis 1 MW häufig nur individuelle Einmalprojekte realisiert werden. Die Akteure im PV-Dachanlagensegment haben deswegen kaum oder gar keine Markterfahrung und administrative Hürden und zusätzliche Risiken wirken auf diese Akteure erheblich abschreckender als auf professionellere Akteure.

Als Konsequenz der zunehmenden Überkapazitäten bei der Produktion von PV-Modulen/-Zellen setzte im Jahr 2009 ein drastischer Preisverfall ein, der bis in das Jahr 2013 hinein reichte. Insbesondere in Asien/China wurden in diesen Jahren große Produktionskapazitäten aufgebaut. Als Reaktion auf den Preisverfall und die in diesem Zusammenhang gegenüber China geäußerten Dumping- und Subventionsvorwürfen wurden von der EU im Jahr 2013 Anti-Dumping- und Antisubventionsmaßnahmen ergriffen (Einfuhrzölle bzw. Mindesteinfuhrpreise). Im Ergebnis wurde der Preisverfall der in die EU eingeführten Module (und Vorprodukte) aufgehalten. Die Preisunterschiede zwischen den Modulen aus China und Deutschland haben sich somit seit Mitte 2013 deutlich vermindert (vgl. Abbildung 6-1). Während Module chinesischer Herkunft im Jahr 2013 bis zu 30 % günstiger verkauft wurden als deutsche Module, hat sich der Preisvorteil bis Anfang 2015 auf unter 10 % vermindert. Nach wie vor sind jedoch heimisch produzierte Module teurer.

Die stagnierenden und bisweilen leicht ansteigenden Modulpreise führen dazu, dass die Systempreise und damit die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen gleichfalls stagnieren. Bei weiter sinkenden Vergütungssätzen führt dies zu einer zunehmenden Unterfinanzierung von neuen PV-Anlagen. Aktuell wird deswegen praktisch jede PV-Anlage für einen teilweisen Eigenverbrauch ausgelegt, da ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb in der Regel nur über den Eigenverbrauch eines Teils des PV-Stroms zu erreichen ist. Ausnahmen bilden z. T. sehr große Dachanlagen ab 1 MW. Weitere Ausführungen zum Eigenverbrauch erfolgen im Abschnitt 6.2.2.

[20] Siehe BMWi: Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen

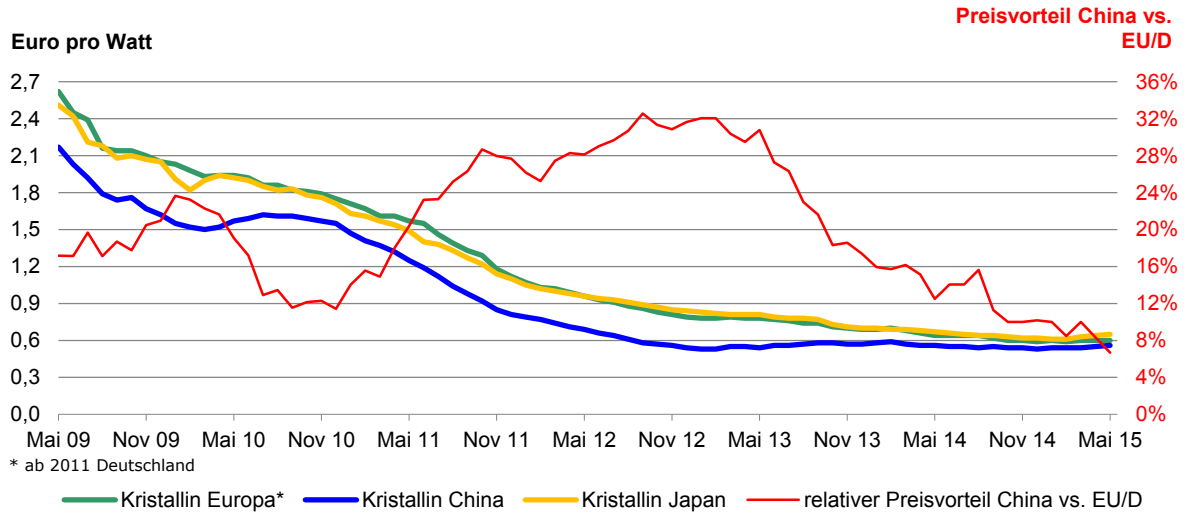


Abbildung 6-1: Entwicklung der Großhandelspreise (€/W netto) für PV-Module unterschiedlicher Herkunft; eigene Darstellung nach [pvXchange 2015]

Der starke Markteinbruch hat in den vergangenen Jahren zu einer massiven Konsolidierung der heimischen PV-Branche geführt. Die Konsolidierung betrifft nicht nur die Hersteller von Modulen, Wechselrichtern und Systemkomponenten, sondern auch die langjährig aufgebauten Strukturen in den Geschäftsfeldern Großhandel, Systemanbieter sowie Installation und Handwerker. So hat sich die Zahl der Beschäftigten in der PV-Branche (Beschäftigte durch Investitionen in Neuanlagen einschl. Export und Beschäftigung durch Betrieb und Wartung des Anlagenbestandes) bereits im Jahr 2013 auf 56.000 Beschäftigte gegenüber dem Vorjahr annähernd halbiert (GWS et al. 2015) Für 2014 liegen noch keine Angaben vor, es ist jedoch vor dem Hintergrund des weiteren Rückgangs der installierten Leistung von einem weiteren Abbau der Beschäftigungsbasis auszugehen.

Aufgrund der besonders schwierigen Lage der PV-Branche, den wegbrechenden Strukturen sowie der hohen Relevanz von Eigenverbrauchslösungen besteht die Herausforderung, ein Ausschreibungssystem zu erarbeiten, das einerseits den Erfordernissen der EU-Beihilfeleitlinien gerecht wird, andererseits auch den Fortbestand der heimischen PV-Branche und damit den PV-Ausbau, die Zielerfüllung und die bestehende hohe Akteursvielfalt sichert.

6.2 Herausforderungen beim Ausschreibungsdesign

Im Hinblick auf das Ausschreibungsdesign bestehen neben der schwierigen Geschäftslage der heimischen PV-Branche primär zwei Besonderheiten und Herausforderungen: zum einen die überaus kleinteilige und heterogene Struktur – sowohl bei den Projekten als auch bei den Akteuren - des Dachanlagenmarktes und zum anderen die hohe Relevanz des Eigenverbrauchs.

Die Größenstruktur des Dachanlagenmarktes wird im nachfolgenden Abschnitt 6.2.1 im Zusammenhang mit dem Thema De-minimis-Regelung diskutiert, anschließend erfolgt in Abschnitt 6.2.2.1 zunächst die Darstellung der Bedeutung des Eigenverbrauchs gefolgt von einer Diskussion der potenziellen Auswirkungen des Eigenverbrauchs in einem Ausschreibungssystem.

6.2.1 Größenstruktur des Dachanlagenmarktes und De-minimis-Regelung

Die Größenstruktur des PV-Dachanlagenmarktes wird auf Basis der EEG-Daten analysiert. Dazu dienen die EEG-Stamm- und EEG-Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber. Die EEG-Bewegungsdaten erlauben eine eindeutige Zuordnung der Stammdaten nach Dach- und Freiflächenanlagen. Da die EEG-Bewegungsdaten zum Zeitpunkt der Berichterstellung für das Jahr 2014 noch nicht vorliegen, umfasst die nachfolgende Analyse die Jahre 2010 bis 2013. Für weitergehende Zahlen und Grafiken wird auf die BMWi-Marktanalyse zu Photovoltaik-Dachanlagen verwiesen.

Der Zubau von PV-Dachanlagen in Deutschland ist seit 2010 stark rückläufig und auch die Größenstruktur hat sich verschoben. In der Anlagenklasse 10 bis 40 kW fiel der Markteinbruch am stärksten aus. Die neu installierte Leistung ging hier von 2,5 GW im Jahr 2010 auf 450 MW im Jahr 2013 zurück. Der Anteil am Gesamtmarkt sank damit von 42 % auf 29 %. Ein überdurchschnittlicher Rückgang zeigte sich darüber hinaus bei Anlagen zwischen 40 und 100 kW. Ihr Anteil fiel im Betrachtungszeitraum von 21 % auf 13 %. Auch in der kleinsten Größenklasse mit Anlagen kleiner 10 kW ist ein Rückgang der jährlich neu installierten Leistung zu verzeichnen. Im Vergleich zu anderen Größenklassen fiel dieser jedoch geringer aus. In den Anlagenklassen größer 100 kW zeigt sich ein gemischtes Bild mit etwas geringeren Veränderungen hinsichtlich der jeweiligen Marktanteile. Während der Anteil von Anlagen mit einer Leistung zwischen 100 und 250 kW im Betrachtungszeitraum leicht von 13 % auf 12 % sank, blieben die Anteile der noch größeren Anlagenklassen insgesamt konstant bzw. legten leicht zu.

Die Photovoltaik-Dachanlagen sind der EE-Bereich, in dem mit Abstand die meisten Einzelanlagen installiert wurden und werden. Im Jahr 2013 wurden 100.000 PV-Dachanlagen bis 1 MW installiert. Im Jahr 2014 ist die Zahl der Anlagen im Bereich der PV-Anlagen bis 1 MW auf 75.000 Anlagen zurückgegangen. Nach wie vor stellt dies jedoch eine erhebliche Anlagenzahl dar. Zum Vergleich: in den vergangenen zehn Jahren wurden pro Jahr zwischen 800 bis 1.800 Windenergieanlagen an Land zugebaut.

Die seit Juli 2014 geltenden Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der EU sehen eine Umstellung der Förderung erneuerbarer Energien auf Ausschreibungen vor. Demonstrationsanlagen und Anlagen mit einer Leistung kleiner 1 MW können hiervon ausgenommen werden. Die Fortführung der Förderung kleinerer Anlagen unter 1 MW im Rahmen der geltenden EEG-Regelungen und eine Überführung von PV-Anlagen ab 1 MW in ein Ausschreibungssystem mit Freiflächenanlagen kann wie folgt begründet werden. Allgemein wird auf die Ausführungen zu den Herausforderungen für kleine Akteure in Abschnitt 3.3 verwiesen.

- Die EU-Beihilfeleitlinien lassen ausdrücklich zu, dass ab 2017 Anlagen unter 1 MW ohne Ausschreibungen gefördert werden.

- Minimierung des administrativen Aufwands und der Transaktionskosten:
    - Minimierung des administrativen Aufwands im Bereich kleiner und mittlerer Anlagen (2013: rd. 100.000 Neuanlagen bis 1 MW, 2014: rd. 75.000 Neuanlagen bis 1 MW).
    - Die vorgeschlagene hohe Abschneidegrenze erlaubt eine gemeinsame Ausschreibung von großen Dachanlagen und Freiflächenanlagen. Dagegen wäre eine Integration kleiner und mittlerer Anlagen in das bestehende System (FFAV) nicht sachgerecht. Erforderlich wäre die Administrierung und Parametrisierung eines eigenständigen, jeweils nach Anlagengrößen kontingentierten Ausschreibungssystems, womit sich die Zahl der erforderlichen Ausschreibungssysteme und der erforderliche Administrierungsaufwand weiter erhöhen würden. Darüber hinaus müssten sich die Anzahl der Ausschreibungen pro Jahr erheblich erhöhen, um ein „Stop-and-Go" in diesem Segment zu verhindern.
- Im Vergleich zur bisherigen Festvergütung erfordern Ausschreibungen eine Übernahme von zusätzlichen Risiken (Zuschlags- und Pönalenrisiko) und zusätzlichen administrativen Aufwand. Große und professionelle Akteure können diese tendenziell besser übernehmen als kleine Akteure. Der Bereich der PV-Dachanlagen bis 1 MW ist von einer Vielzahl von sehr kleinen Akteuren und einem hohen Maß an Heterogenität geprägt (vgl. Abschnitt 6.1), die auch innerhalb einer kontingentierten Ausschreibung nicht erhalten werden könnte.
- In einer Ausschreibung müsste der Eigenverbrauch aus Gründen der gleichen Angebotsbedingungen ausgeschlossen werden (vgl. Abschnitt 6.2.2.2). Zwar kann in einer Ausschreibung auch ohne Eigenverbrauch eine attraktive Rentabilität für PV-Dachanlagen erzielt werden, dennoch könnte der Verlust des etablierten Geschäftsmodells die Attraktivität von Investitionen in PV senken. Grundsätzlich sollten Fragen zum zukünftigen Rechtsrahmen des Eigenverbrauchs nicht im Ausschreibungssystem adressiert werden, sondern im Rahmen der Ausgestaltung des Strommarktdesigns und der Entgeltstrukturen im Stromsektor.
- Bei Anlagen unter 1 MW handelt es sich häufig um individuelle Einmal-Projekte, so dass die Professionalisierung der Akteure sehr viel geringer ist als auf dem Freiflächenmarkt. Für viele Akteure würde der zusätzliche administrative Aufwand und die zusätzlichen Risiken (Zuschlags- und Pönalenrisiko) einer Ausschreibung eine abschreckende Wirkung entfalten, die dazu führen würde, dass das Ziel die Akteursvielfalt zu erhalten, nicht erreicht werden könnte.
- Die große Heterogenität des Dachanlagemarkts und seiner Akteure (z. B. höchst unterschiedliche Planungs- und Realisierungszeiten, Bonität, Kosten, Geschäftsmodelle) würde eine treffsichere Parametrisierung eines Ausschreibungssystems (insb. finanzielle Qualifikationsanforderungen und Pönalen) erheblich erschweren.
- Industriepolitische Erwägungen: Da der heimische PV-Markt nach den Überhitzungen der Jahre 2010 bis 2012 stark eingebrochen ist, erfolgte eine massive und andauernde Konsolidierung der heimischen PV-Branche. Die bis 2012 aufgebauten und etablierten Strukturen sind in diesem Zuge zu einem erheblichen Teil weggebrochen (vgl. Marktanalyse, Abschnitt

6.1). Der Erhalt der verbleibenden Strukturen auch über 2015 hinaus ist angesichts der Zielsetzungen des weiteren PV-Ausbau von 2,5 GW/a von elementarer Bedeutung. Er könnte durch die Umstellung auf Ausschreibungen für kleine Dachanlagen gefährdet werden: gerade kleine Akteure werden durch die Umstellung verunsichert und könnten sich ganz aus dem Markt zurückziehen.

Bei der Festlegung einer Abschneidegrenze sind mögliche Ausweichbewegungen zu berücksichtigen. Sind die Hürden für die Teilnahme an den Ausschreibungen zu groß oder verspricht das Festvergütungssystem den Akteuren eine höhere Rendite, kann es zu einer Anhäufung von Anlagen mit einer Modulleistung knapp unterhalb des Grenzwertes kommen. Ist der Wettbewerb in den Ausschreibungen jedoch gering und verspricht somit eine hohe Rendite, ist auch eine umgekehrte Reaktion denkbar (Anlagen knapp oberhalb des Grenzwertes).

Empfehlung
Wir schlagen vor, die Spielräume der Beihilfeleitlinien voll zu nutzen und PV-Dachanlagen unterhalb 1 MW von einer Ausschreibung freizustellen. Die minimale Projektgröße für PV-Dachanlagen im Ausschreibungssystem beträgt demnach 1 MW.

Die vorgeschlagene Abschneidegrenze von 1 MW lässt grundsätzlich zu, dass große PV-Dachanlagen und PV-Anlagen auf baulichen Strukturen gemeinsam mit Freiflächenanlagen ausgeschrieben werden. Im Bereich der großen Dachanlagen ab 1 MW sind in den Jahren 2010 bis 2013 jährlich 60 bis 130 MW installiert worden. Insgesamt wurden in dieser Phase 360 MW große Dachanlagen errichtet, im Jahresmittel also knapp 100 MW.

Auch im Bereich der PV-Anlagen auf baulichen Anlagen, hierzu gehören u.a. Anlagen auf versiegelten Flächen, auf Deponien, Lärmschutzwällen, etc., wurden in den letzten Jahren zahlreiche Projekten realisiert. Eine genaue Erfassung der jährlich in diesem Bereich installierten Leistung ist jedoch nicht aus den EEG-Daten zu entnehmen. Grundsätzlich sollte dieses Segment der PV-Anlagen auf baulichen Anlagen auch in die gemeinsame Ausschreibung für Anlagen ab 1 MW integriert werden.

Angesichts der hohen Überzeichnung in der ersten Ausschreibungsrunde für Freiflächenanlagen (715 MW Angebot bei 150 MW Ausschreibungsvolumen) besteht ausreichend Angebot, um im Rahmen einer gemeinsamen Ausschreibung pro Jahr problemlos 600 MW Volumen auszuschreiben. Dies entspricht rund einem Viertel des jährlichen PV-Zubauziels von 2,5 GW (bzw. bezogen auf das zu erwartende Marktvolumen 2015 bereits einem Anteil von 40 bis 50 %). Eine weitere Erhöhung des Ausschreibungsvolumens über 600 MW hinaus wäre grundsätzlich auch denkbar, wozu auf die weiteren Ausführungen in Abschnitt 6.3.3.2 verwiesen wird.

Im folgenden Kapitel wird das Thema Eigenverbrauch im Hinblick auf Ausschreibungen ausführlich diskutiert. Die Erkenntnisse werden zusammen mit den Analysen des vorliegenden Kapitels zur Größenstruktur anschließend in Kapitel 0 zu Empfehlungen zusammengeführt.

Empfehlung
Wir schlagen vor, große Dachanlagen ab 1 MW gemeinsam mit Freiflächenanlagen sowie Anlagen auf baulichen Anlagen auszuschreiben. Die Zusammenlegung reduziert den administrativen Aufwand und erlaubt ein größeres Ausschreibungsvolumen. Das gemeinsame Ausschreibungsvolumen sollte mindestens 600 MW betragen.

6.2.2 Eigenverbrauch

Vorbemerkung/Definitionen: Im vorliegenden Bericht wird die in der PV-Branche übliche Begrifflichkeit „Eigenverbrauch" für den selbst genutzten Strom verwendet. Außerhalb der PV, insbesondere im Bereich der Energiestatistik, ist dagegen der Begriff „Selbstverbrauch" gebräuchlich.

„Eigenverbrauch" liegt nur dann vor, wenn die Anlagenbetreiber zugleich die Stromverbraucher sind. Es muss also zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Stromverbraucher Personenidentität vorliegen. Sofern jedoch jemand einen Dritten (z. B. Nachbar oder Mieter) in unmittelbarer räumlicher Nähe ohne Nutzung des öffentlichen Netzes beliefert, liegt ein Fall des sog. „Direktverbrauchs durch Dritte" vor. Im Folgenden wird Direktverbrauch auch unter den Begriff Eigenverbrauch subsummiert. Angaben zur Verteilung der nicht eingespeisten Strommengen nach Eigen- und Direktverbrauch liegen nicht vor. Der weitaus größere Teil dürfte jedoch auf den Bereich Eigenverbrauch entfallen.

6.2.2.1 Bedeutung des Eigenverbrauchs

Neue PV-Anlagen auf Gebäuden werden heute fast ausschließlich so ausgelegt, dass ein Teil des Stroms selbst verbraucht wird. Die Anlagengröße und damit die Höhe des Eigenverbrauchsanteils hängen im Einzelfall vom jeweiligen Gebäude, dem Stromverbrauchsprofil sowie dem Strompreisniveau ab. Während im Kleinanlagensegment weitgehend homogene Strukturen vorherrschen (Einfamilienhaus, typisches Haushaltslastprofil, vergleichsweise hohe Arbeitspreise) sind die übrigen PV-Segmente im Hinblick auf Verbrauchsprofile, Dachflächen und die Höhe der substituierbaren Arbeitspreise äußerst heterogen.

Mit dem EEG-Eigenverbrauchsbonus wurde zwischen Anfang 2009 und Ende März 2012 die Selbstversorgung mit PV-Strom für Neuanlagen gefördert. Die damit angereizte Eigenverbrauchsmenge der unter den Eigenverbrauchsbonus fallenden PV-Anlagen beläuft sich auf 0,7 TWh/a. Mit dem Erreichen der Netzparität wurde der Eigenverbrauchsbonus abgeschafft, so dass seit dem Wegfall des Eigenverbrauchsbonus (April 2012) keine statistische Erfassung der über den Eigenverbrauchsbonus hinausgehenden Eigenverbrauchsmengen von Neuanlagen erfolgt. Die gesamten Eigenverbrauchswerte ab 2012 können deshalb nur im Rahmen von Schätzungen bzw. Modellansätzen ermittelt werden. Für die untenstehende Prognose des PV-Eigenverbrauchs bis 2019 wurden die Angaben aus der EEG-Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen.

Mit dem Rückgang des PV-Zubaus in den Jahren 2013 und 2014 haben sich die Zuwächse der Eigenverbrauchsmengen abgeschwächt. Insgesamt ist für das Jahr 2014 von rd. 2 TWh PV-Eigenverbrauch

auszugehen. Bis zum Jahr 2019 ist im Trendszenario der EEG-Mittelfristprognose von einem moderaten Wachstum auf gut 3,5 TWh auszugehen (vgl. Abbildung 6-2).

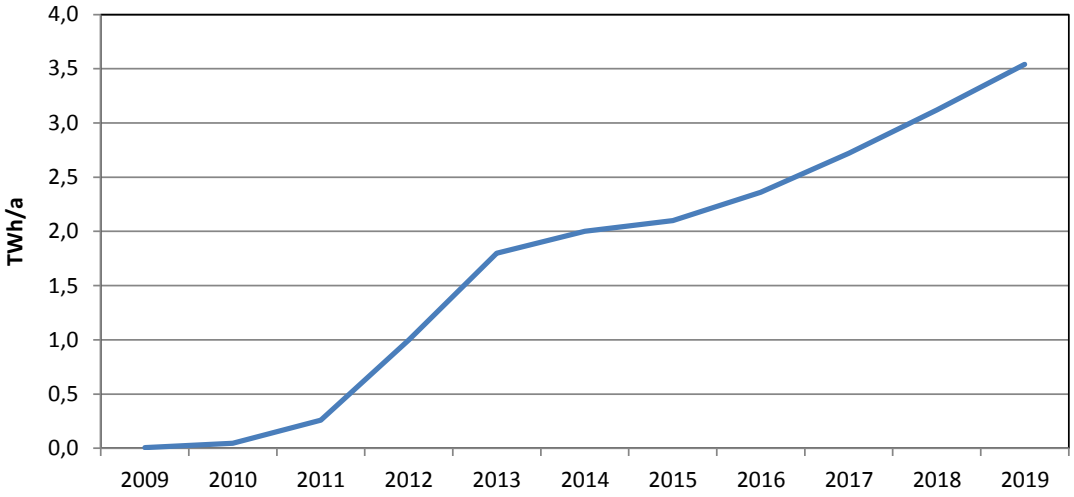


Abbildung 6-2: Szenario zur möglichen Entwicklung des PV-Eigenverbrauchs bis 2019 (Quellen: bis 2014 ZSW, ab 2015 Trendszenario der EEG-Prognose [IE 2014])

Das in der EEG-Mittelfristprognose angesetzte Wachstum des PV-Eigenverbrauchs gründet auf Annahmen zu Eigenverbrauchsanteilen von Neuanlagen. Änderungen in der EEG-Struktur – wie z. B. der Umstieg auf Ausschreibungen – sind nicht abgebildet.

Bezogen auf die gesamte PV-Erzeugung von 34,9 TWh im Jahr 2014 steht PV-Eigenverbrauch für einen Anteil von knapp 6 %. Bis zum Jahr 2019 wächst dieser Anteil im Trendszenario der EEG-Mittelfristprognose auf 8 % der gesamten PV-Erzeugung an. Wird der PV-Eigenverbrauch auf die Bruttostromerzeugung in Deutschland bezogen, so ist heute ein Anteil von 0,33 % zu verzeichnen.

Gemessen an den Eigenverbrauchsmengen insgesamt (PV und anderer Eigenverbrauch, insb. KWK-Anlagen) ist die heutige energiewirtschaftliche Bedeutung des PV-Eigenverbrauchs relativ gering. Insgesamt ist derzeit von einer Größenordnung in Höhe von 56 TWh Eigenverbrauch (einschl. PV) auszugehen (Prognos 2013, Bardt et al. 2014). Der Anteil der PV am Eigenverbrauch in Deutschland beläuft sich heute also auf weniger als 4 %.

Wie bereits beschrieben wird Eigenverbrauch heute primär mit dem Ziel genutzt, den Netzstrombezug zu verringern. Die Eigenerzeugung ist auch unter Berücksichtigung der anteiligen EEG-Umlagepflicht günstiger als der Netzbezug, da darüber hinaus keine Abgaben und Umlagen für den selbst verbrauchten Strom anfallen. Dadurch wird einerseits die EEG-Umlage entlastet – zumindest solange die eingesparten Differenzkosten höher sind als die EEG-Umlage. Andererseits entstehen an anderer Stelle Einnahmeausfälle (z. B. Stromsteuer, Netzentgelte, Konzessionsabgaben, etc.) bzw. höhere Kosten für die übrigen Letztverbraucher, da die Abgaben und Umlagen auf eine geringere Strommenge zu verteilen sind. Für das Jahr 2013 wurden im Photovoltaik-Bericht zur Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichts (Kelm et al. 2014) Belastungen von 260 Mio. € sowie Entlastungen von 144 Mio. € abgeschätzt, womit Netto-Belastungen von 117 Mio. € zu verzeichnen waren.

Die einzelwirtschaftlichen Treiber für Eigenverbrauch unterscheiden sich je nach Anlage und Anwendungsfall. Im Wesentlichen lassen sich jedoch folgende zentrale Eigenverbrauchs-Treiber im PV-Bereich identifizieren:

- Steigerung der Erlöse, wenn der substituierte Arbeitspreis (abzgl. MwSt.-Steuer und anteiliger EEG-Umlage) die Vergütung übersteigt; wie bereits dargestellt sind insbesondere Kleinanlagen häufig ohne Eigenverbrauch nicht mehr wirtschaftlich.
- Absicherung gegenüber steigenden Strompreisen, insbesondere im Haushaltssektor
- Selbstversorgungs- und Autarkiebestrebungen, insbesondere im Haushaltssektor

Die Differenz zwischen substituiertem Arbeitspreis und der entgangenen EEG-Vergütung bestimmt die wirtschaftliche Attraktivität des Eigenverbrauchs. Je größer die Differenz, umso attraktiver ist die Verdrängung des Strombezugs durch Eigenerzeugung. Nachfolgend sind zur Veranschaulichung für verschiedene Anwendungsbereiche (Haushalte, Handel/Gewerbe, Industrie) die EEG-Vergütungssätze den Bandbreiten der substituierten Strombezugspreise gegenübergestellt.

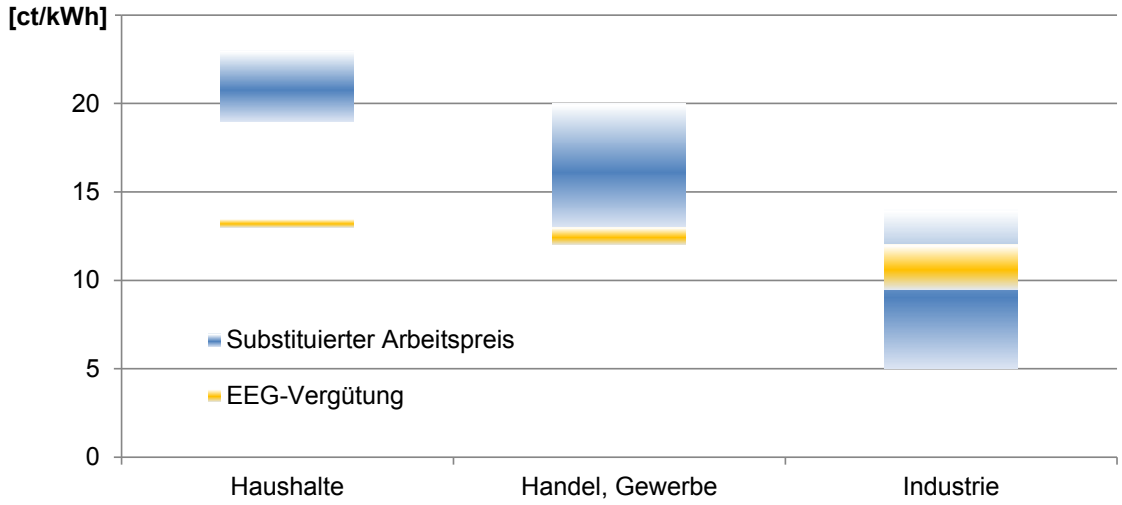


Abbildung 6-3: Vergleich der Größenordnungen von EEG-Vergütungen und der substituierten Arbeitspreise 2014 nach Abzug von anteiliger EEG-Umlage und MwSt.

Quellen: bdew, IE, REC, ZSW, eigene Berechnungen

Im Haushaltsbereich liegt der substituierte Strombezugspreis deutlich über der Einspeisevergütung, so dass höhere Eigenverbrauchsanteile zu vergleichsweise hohen Erlösen führen. Die Eigenverbrauchsquoten im Haushaltsbereich liegen typischerweise in der Größenordnung von 30 %. Steigerungen der Eigenverbrauchsanteile können nur durch spezifisch deutlich teurere Kleinstanlagen oder zusätzliche Investitionen (Speicher) realisiert werden.

Kleinere Betriebe in den Sektoren Handel und Gewerbe profitieren durch die Substitution von vergleichsweise teurem Strom mit günstigem PV-Strom. Größere Gewerbe- und Industriebetriebe mit geringen Strombezugspreisen (<15 ct/kWh) profitieren vergleichsweise wenig.

Den Treibern zum PV-Eigenverbrauch stehen jedoch zahlreiche Hemmnisse bei der Realisierung von PV-Eigenverbrauchsanlagen entgegen. Diese sind eine gewichtige Ursache dafür, dass sich trotz theoretisch attraktiver Eigenkapitalrenditen die Attraktivität nicht in der Nachfrage/Marktentwicklung widerspiegelt:

- Unsicherheit über die Entwicklung der Strompreise und des eigenen Stromverbrauchs über 20 Jahre (Haushalte: weniger Bewohner, effizientere Geräte; Gewerbe/Industrie: effizientere oder neue/geänderte Prozesse, Produktionsverlagerungen, Änderungen in der Produktpalette, Nutzungsdauer von Gebäuden).
- Hohe Anforderungen an die Geschäftsmodelle außerhalb von Privathaushalten. So liegt z. B. häufig keine Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Stromverbraucher vor, was zur Folge hat, dass die volle EEG-Umlage auf den selbst verbrauchten Strom zu zahlen ist (→ Direktverbrauch); Individuelle Projektplanung und Wirtschaftlichkeitsberechnung gegenüber einer weitgehenden Standardisierung bei Volleinspeisung.
- Trotz theoretisch attraktiver Rendite sind die Amortisationszeiten für PV-Anlagen auf Gewerbe-/Industriebetrieben gemessen an den Anforderungen von 3 bis 5 Jahren oft zu hoch. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Erlöskomponente Eigenverbrauch im Zeitverlauf aufgrund von Strompreissteigerungen ansteigt, wohingegen gerade in den Anfangsjahren hohe Erlöse für kurze Amortisationszeiten wichtig sind.
- Unsicherheiten bzgl. Änderungen der Tarifierung für Eigenverbrauchshaushalte bzw. Kunden ohne Leistungsmessung und den sonstigen politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen für den Eigenverbrauch.
- Neben der Entwicklung des Strompreises und der selbst verbrauchten Strommenge besteht für Neuanlagen die Unsicherheit über die Entwicklung der EEG-Umlage, die anteilig für Eigenverbrauch fällig ist.

6.2.2.2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs im Kontext der geplanten Ausschreibungen

In diesem Abschnitt wird zunächst erläutert, mit welchen Auswirkungen zu rechnen ist, wenn Eigenverbrauch im Ausschreibungssystem zugelassen wäre. Anschließend wird der gegenteilige Fall einer verpflichtenden Einspeisung (analog zu den Regelungen der FFAV) analysiert.

Die finanziellen Vorteile des Eigenverbrauchs wurden zwar zuletzt durch die Pflicht zur anteiligen Entrichtung der EEG-Umlage bei Neuanlagen abgeschwächt, sie würden aber weiterhin zu Verzerrungen führen, falls Eigenverbrauch im Ausschreibungssystem zugelassen wäre.

Wenn PV-Eigenverbrauch im Kontext des Ausschreibungssystems zugelassen wäre, ist grundsätzlich mit folgenden Effekten zu rechnen:

- Die Anlagenbetreiber bieten nicht auf Basis ihrer Vollkosten, da sie die finanziellen Vorteile des Eigenverbrauchs bei der Angebotserstellung einkalkulieren. Die erforderliche Vergütung

für den eingespeisten Überschussstrom – und damit das Gebot – liegt damit niedriger als die spezifischen Vollkosten.

- Je höher der Eigenverbrauchsanteil und/oder der substituierte Strombezugspreis (Arbeitspreis abzüglich anteiliger EEG-Umlage und ggf. MwSt.) ist, desto niedriger kann das Gebot für die Vergütung des Überschussstroms ausfallen. Die damit einhergehende erhöhte Zuschlagswahrscheinlichkeit reizt vor allem Anlagen mit hohen Eigenverbrauchsanteilen bzw. hohen substituierten Strombezugspreisen an.
- Folglich erhalten nicht die PV-Anlagen mit den geringsten Stromgestehungskosten einen Zuschlag, sondern diejenigen mit dem geringsten Förderbedarf für die Überschusseinspeisung. Dies führt zu einer Fehlallokation der EEG-Mittel.
- Der Zuschlagspreis, der sich bei der Einbeziehung des Eigenverbrauchs ergibt, wäre kein Maßstab für Kosteneffizienz im Sinne der Förderung der Anlagen mit den günstigsten Erzeugungskosten, da ein Teil der Förderung indirekt und intransparent über die Einsparung der Strombezugskosten bzw. Umlagen erfolgt. Damit würde die intransparente Förderung über das Eigenverbrauchsprivileg fortgesetzt werden.
- Gebote, die unter Einrechnung von Eigenverbrauch abgegeben werden, dürften zu erhöhten Risikoprämien gegenüber Projekten mit Volleinspeisung führen[21]. Ursache hierfür sind die Unsicherheiten über die Entwicklung der Strombezugspreise, der EEG-Umlage sowie des Eigenverbrauchsanteils. Schließlich besteht grundsätzlich das Risiko von Änderungen am Rechtsrahmen des Eigenverbrauchsprivilegs. Die damit verbundenen großen Unsicherheiten stehen allerdings einer geeigneten Einpreisung des Risikos entgegen.

Aufgrund des gebotsverzerrenden Einflusses wurde in der Freiflächenausschreibungsverordnung (§ 28 Abs. 1 Satz 2 FFAV) festgelegt, dass die gesamte Strommenge eingespeist werden muss und nicht selbst verbraucht werden darf. Vor dem Hintergrund der oben geschilderten Nachteile der Zulassung von Eigenverbrauch bestehen folgende Argumente für die Umsetzung einer verpflichtenden Volleinspeisung im Ausschreibungssystem analog zur FFAV:

- Es werden vergleichbare Gebote geschaffen, da diese auf Basis der Vollkosten abgegeben werden und sich nicht auf die erforderliche Vergütung für Überschusseinspeisung nach Berücksichtigung der Eigenverbrauchserlöse beziehen.
- Eine verpflichtende Volleinspeisung führt zu höherer Kosteneffizienz und einer volkswirtschaftlich besseren Allokation der Fördergelder, da vermieden wird, dass beispielsweise kleine Anlagen mit hohen Eigenverbrauchsanteilen größere und günstige Anlagen mit geringem/keinem Eigenverbrauch verdrängen.

[21] Trotz höherer Risikoprämien ergeben sich aufgrund der Erlöse aus dem Eigenverbrauch geringere Gebote, als im Falle der Volleinspeisung.

- Bei Projekten mit Volleinspeisung wird in der Regel die gesamte zur Verfügung stehende Dachfläche belegt. Damit werden die Dachflächenpotenziale gegenüber der heutigen eigenverbrauchsoptimierten Anlagendimensionierung wieder besser ausgeschöpft. Der Zubau von tendenziell größeren Projekten dient den Zielen Wettbewerb und Kosteneffizienz.
- PV-Projekte mit Volleinspeisung stellen einen einheitlichen und einfachen Business-Case dar und schaffen damit Flexibilität und ermöglichen bzw. erleichtern den Weiterverkauf realisierter Projekte samt zugehöriger Förderberechtigung[22].
- Die verpflichtende Volleinspeisung trägt dazu bei, die Bezugsgröße für Umlagen zu erhalten bzw. die zunehmende Verminderung der Bezugsgrößen einzudämmen.
- Durch die Freistellung von PV-Anlagen unter 1 MW von der Pflicht zur Teilnahme am Ausschreibungssystem im Rahmen einer De-minimis-Regelung bleibt ein signifikantes Eigenverbrauchssegment und damit das primäre Geschäftsfeld der heimischen PV-Branche erhalten.

Empfehlung
Wir empfehlen, in der Ausschreibung für PV-Dachanlagen ab 1 MW keinen Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms zuzulassen, da er gebots- und wettbewerbsverzerrend wirken würde.

Wenn die wirtschaftlich attraktive Erlöskomponente Eigenverbrauch wegfällt, muss der im Rahmen der Ausschreibungen ermittelte EEG-Vergütungssatz die Vollkosten der Stromerzeugung vollständig abdecken. Dabei ist davon auszugehen, dass Bieter auch Risikoprämien für die Ausschreibungsrisiken einpreisen.

Um im Rahmen der Ausschreibungen ein homogenes Gut zwischen großen PV-Dachanlagen, großen PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen und Freiflächenanlagen zu schaffen, bedarf es jedoch eines Aufschlags (Bonus) für große PV-Dachanlagen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in der Regel bei Photovoltaikanlagen auf Gebäuden durch die Installation auf dem Dach, statische Anforderungen an die Dachkonstruktion und die Systemintegration in ggf. bestehende Gebäude sowie tendenziell kleineren Anlagengrößen höhere Anlagenkosten als bei Freiflächenanlagen oder PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen entstehen. Im EEG 2014 setzte sich daher die Vergütung für PV-Dachanlagen grundsätzlich anteilig aus allen Vergütungssätzen zusammen. Erst ab der Schwelle von 1 MW wurde die gleiche Vergütung wie für Freiflächenanlagen angesetzt.

Die durchschnittliche Vergütung für große PV-Dachanlagen über 1 MW konnte daher mehr als 2 Ct/kWh höher liegen, als die Vergütung für Freiflächenanlagen. Um PV-Dachanlagen im Wettbewerb mit Freiflächenanlagen Zuschlagschancen einzuräumen und die Mindereinnahmen durch den Verbot des Eigenverbrauchs auszugleichen, müssen PV-Dachanlagen daher einen Aufschlag erhalten. Die Höhe des Aufschlags dürfte in einer ersten Näherung in einer Größenordnung von 2 bis 3 Ct/kWh liegen (vgl. dazu die Herleitung in Abschnitt 6.3.3.2. Der Effekt auf die EEG-Umlage dürfte dennoch

[22] Ein Weiterverkauf ist für Eigenverbrauchsprojekte grundsätzlich auch möglich, jedoch kann die erforderliche Personenidentität von Anlagenbetreiber und Stromverbraucher bei einem Verkauf dazu führen, dass aus einem Eigenverbrauchsprojekt mit anteiliger EEG-Umlagepflicht für den selbst verbrauchten Strom ein Direktverbrauchsprojekt mit vollständiger EEG-Umlagepflicht wird.

sehr begrenzt sein: Eine Erhöhung der Fördersätze um 1 ct/kWh würde pro 100 MW PV-Leistung zu einem EEG-Umlagehub von lediglich 0,0003 ct/kWh führen (bei 1.000 Volllaststunden einem nichtprivilegierten Letztverbraucherabsatz von 350 TWh).

6.3 Empfehlungen zur Ausgestaltung der Ausschreibung von PV-Großanlagen

6.3.1 Übersichtstabelle

Die Vorschläge zur Ausgestaltung der Parameter orientieren sich eng an den Vorgaben der FFAV. Bei wenigen Parametern sind Änderungen erforderlich (siehe Tabelle 6-2).

Tabelle 6-2: Übersicht über die Vorschläge zur Ausgestaltung der Parameter des gemeinsamen Ausschreibungssystems von PV-Freiflächenanlagen mit großen Dachanlagen

Teilnahmebedingungen		**Änderungen ggü. FFAV**
Materielle Qualifikationsanford.	Keine	Ja
Finanzielle Qualifikationsanford.	Erstsicherheit: 4 €/kW	Nein
	Zweitsicherheit: 50 €/kW	Nein
Flächenkulisse und Projektgröße	Flächenkulisse: entfällt, Definition Dachanlagen nach EEG	Ja
	Projektgröße: max. 10 MW	Nein
Ausschreibungsverfahren		**Änderungen ggü. FFAV**
Ausschreibungsfrequenz	3 Ausschreibungsrunden pro Jahr	Nein
	Ggf. Erhöhung auf vier Runden	
Ausschreibungsvolumen	Mindestens 600 MW Anreize und Zuschlagschancen für große Dachanlagen durch einen Bonus schaffen	Ja
Höchstpreis/Mindestpreis	kein Mindestpreis	Nein
	Höchstpreis (angepasst an Bonushöhe)	Ja
Preisregel	Wie FFAV (pay as bid ab 2016)	Nein

Fortsetzung auf nächster Seite

Inanspruchnahme der Zuschläge und Realisierung der bezuschlagten Projekte		Änderungen ggü. FFAV
Realisierungsfrist	ca 9 Monate, alternativ Angleichung an FFAV, d.h. 12-15 Monate (+ Puffer mit Vergütungsabschlag)	offen
Pönalen	50 €/kW: Zweitsicherheit als Pönale	Nein
Förderanspruch	Einspeisung des gesamten Stroms	Nein
Rückgabe und Übertragbarkeit der Förderberechtigungen	Rückgabe: nicht erforderlich	Ja
	Übertragbarkeit: keine	Ja
	(FFAV: personengebundene Übertragbarkeit erlaubt)	

6.3.2 Teilnahmebedingungen

6.3.2.1 Ausgestaltung der materiellen Qualifikationsanforderung

Die materiellen Qualifikationsanforderungen für Freiflächenanlagen (mindestens Aufstellungsbeschluss für einen Bebauungsplan und Vorlage eines Katasterauszugs zum Standort der konkreten Anlage) sollen erhalten bleiben und künftig auch für PV-Anlagen auf baulichen Anlagen mit einer installierten Leistung ab 1 MW gelten. Für große PV-Dachanlagen soll es hingegen mit Ausnahme der Benennung des konkreten Standorts der Anlagen mittels eines Katasterauszugs keine materiellen Qualifikationsanforderungen geben. Hintergrund der Abweichung von den Anforderungen an die Freiflächenanlagen ist, dass im PV-Dachanlagenbereich grundsätzlich keine genehmigungsrechtlichen oder bauplanerischen Anforderungen an die Errichtung der Anlage gestellt werden. Durch die Benennung des Standortes und die Vorlage des Katasterauszugs soll aber sichergestellt werden, dass der Bieter ein konkretes Projekt vor Augen hat. Dieser Punkt wird im Zusammenhang mit der Übertragbarkeit der Förderberechtigung (vgl. Abschnitt 6.3.4.4) erneut aufgegriffen.

Empfehlung
Da im Bereich der PV-Dachanlagen keine dem Freiflächenbereich vergleichbaren genehmigungsrechtlichen und bauplanerischen Anforderungen bestehen, wird vorgeschlagen, abweichend von den Regelungen der FFAV keine materiellen Qualifikationsanforderungen an PV-Dachanlagen zu stellen.

6.3.2.2 Ausgestaltung der finanziellen Qualifikationsanforderung

Finanzielle Qualifikationsanforderungen dienen der Sicherstellung der Ernsthaftigkeit der Gebote sowie der Absicherung der Pönale im Falle der Nichtrealisierung der Anlage nach Bezuschlagung. In der FFAV wird die Ernsthaftigkeit der Gebote über eine Erstsicherheit und die Absicherung der Pönale über eine Zweitsicherheit geregelt. Die Höhe der Erst- bzw. Zweitsicherheit richtet sich für Freiflächenanlagen nach dem Planungsstand: Sofern nur ein Aufstellungsbeschluss für einen B-Plan eingereicht wird, sind die Erstsicherheit von 4 €/kW bei Gebotsabgabe und im Falle des Zuschlags die Zweitsicherheit von 50 €/kW in voller Höhe zu entrichten. Gebote für Projekte mit einem fortgeschrittenen Planungsstand (Offenlegungsbeschluss oder beschlossener B-Plan) sind mit einer reduzierten Erst- bzw. Zweitsicherheit von 2 €/kW bzw. 25 €/kW verbunden.

Wie oben erläutert bestehen für PV-Dachanlagen keine Anknüpfungspunkte für materielle Qualifikationsanforderungen. Grundsätzlich ist deshalb eine Erstsicherheit von 4 €/kW sowie eine Zweitsicherheit von 50 €/kW für Dachanlagen gerechtfertigt.

Da große Dachanlagen etwas höhere spezifische Investitionskosten als PV-Freiflächenanlagen aufweisen, liegen die prozentualen Anteile an den Investitionskosten (Erstsicherheit ca. 0,4 %, Zweitsicherheit ca. 5 % der Investition) leicht niedriger als im Freiflächenbereich.

Um das Verfahren für die Bieter und die BNetzA zu vereinfachen bestünde die Möglichkeit, keine separate Erst- und Zweitsicherheit, sondern nur eine einzige Sicherheit zu fordern. Aus praktischer Sicht wird die Bankbürgschaft für die Zweitsicherheit bereits im Zuge der Absicherung der Erstsicherheit bereitgestellt und nicht erst innerhalb der zweiwöchigen Frist nach dem Zuschlag. Allerdings könnte die Zusammenlegung auch höhere Bürgschaftskosten und eine abschreckende Wirkung auf Bieter bedeuten. Zudem sollte die Zusammenlegung von Erst- und Zweitsicherheit für Dachanlagen nur dann realisiert werden, wenn die entsprechende Regelung der FFAV parallel angepasst wird. Die Vor- und Nachteile sollten im Zuge der Konsultation entsprechend erörtert werden.

Empfehlung
Aufbauend auf dem Vorschlag, dass keine materiellen Qualifikationsanforderungen gestellt werden sollen, werden eine Erstsicherheit von 4 €/kW und eine Zweitsicherheit von 50 €/kW vorgeschlagen. Im Zuge der Konsultation sollte die Zusammenlegung von Erst- und Zweitsicherheit für große Dachanlagen sowie auch für Freiflächenanlagen zur Diskussion gestellt werden.

6.3.2.3 Ausgestaltung der Anforderungen an die Flächenkulisse und Projektgröße

Im Rahmen der FFAV sind Freiflächenanlagen nur dann zuschlagsberechtigt, wenn sie im Rahmen der vorgegebenen Flächenkulisse errichtet werden. Für PV-Dachanlagen ist eine solche Regelung nicht erforderlich. Es bietet sich an, die Regelung aus dem EEG zu übernehmen und Dachanlagen als Anlagen „in, an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind" zu definieren.

Die maximale Projektgröße von 10 MW soll sowohl für Freiflächenanlagen als auch für PV-Anlagen auf Dächern oder sonstigen Anlagen gelten. Zur Einordnung: die größte existierende PV-Dachanlage in Deutschland weist eine installierte Leistung von 8,1 MW auf und wurde im Jahr 2013 installiert.

Die minimale Projektgröße im Rahmen der Ausschreibungen für PV-Großanlagen richtet sich nach der zur Anwendung kommenden De-minimis-Regelung (vgl. dazu Abschnitt 6.2.1). Die minimale Projektgröße für Dachanlagen beträgt damit 1 MW.

Unbenommen von der De-minimis-Regelung und damit der Mindestprojektgröße für Ausschreibungen im Dachanlagenbereich ist die Beibehaltung der minimalen Projektgröße von 100 kW für Freiflächenanlagen. Gut vorstellbar wäre allerdings, in diesem Zuge die minimale Projektgröße von 1 MW auf das Segment der Freiflächenanlagen zu übertragen.

In der ersten Ausschreibungsrunde im Rahmen der FFAV sind in der Leistungsklasse bis 1 MW insgesamt 25 Gebote mit 15,9 MW eingegangen. Davon wurde immerhin eine Anlage bezuschlagt. Grundsätzlich bestehen aufgrund der Kostenskalierung Zuschlagschancen eher für größere Freiflächenanlagen, so dass eine Rückführung der FFA zwischen 100 kW und 1 MW in das EEG-Vergütungsregime keine größeren Nachteile für das betroffene Anlagensegment nach sich ziehen sollte. Kleinere Freiflächenanlagen könnten zudem dann ggf. im Rahmen der EEG-Förderung gefördert werden. Dieser das Freiflächensegment betreffende Aspekt sollte im Rahmen der Konsultation erörtert werden.

Empfehlung
Eine Regelung zur Flächenkulisse ist im Dachanlagenbereich nicht erforderlich. Auf die Festlegung einer maximalen Anlagengröße kann für Dachanlagen verzichtet werden. Zum selben Ergebnis führt eine Übertragung der maximalen Anlagengröße der FFAV, da Dachanlagen regelmäßig kleiner sind. Die minimale Projektgröße richtet sich nach der De-minimis-Regelung und sollte damit bei 1 MW gesetzt werden.

6.3.3 Ausschreibungsverfahren

6.3.3.1 Ausschreibungsfrequenz

Für Freiflächenanlagen ist eine Ausschreibungsfrequenz von drei Ausschreibungsrunden pro Jahr festgelegt. Große Dachanlagen sind im Vergleich zu Freiflächenanlagen schneller zu planen und zu realisieren. Um möglichst einheitliche Parameter für große Dachanlagen und Freiflächenanlagen anzusetzen wird vorgeschlagen, dass im Zuge einer gemeinsamen Ausschreibung von Freiflächenanlagen und Dachanlagen eine einheitliche Anzahl von drei Ausschreibungsrunden angewandt wird.

Sofern die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land viermal pro Jahr durchgeführt werden sollten, ist eine Angleichung der Ausschreibungsrunden grundsätzlich möglich. In diesem Fall könnten auch im PV-Bereich vier Ausschreibungsrunden pro Jahr durchgeführt werden.

Empfehlung
Durchführung von drei Auktionsrunden pro Jahr in Übereinstimmung mit der FFAV. Ggf. Erhöhung auf vier Ausschreibungsrunden, falls diese Ausschreibungsfrequenz für Wind an Land gewählt wird (Vereinheitlichung).

6.3.3.2 Ausschreibungsvolumen und -verfahren

Im Zuge der vorgeschlagenen gemeinsamen Ausschreibung von großen PV-Dachanlagen, großen PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen und Freiflächenanlagen bestehen folgende Zielsetzungen bzw. Herausforderungen:

- Schaffung von Wettbewerbschancen für große PV-Dachanlagen,
- Minimierung der Umgehung des Ausschreibungssystems durch große PV-Dachanlagen und die
- Schaffung von Knappheit.

Große Dachanlagen weisen tendenziell leicht höhere spezifische Investitionskosten, geringere Volllaststunden und damit höhere Stromgestehungskosten als Freiflächenanlagen auf. Im Rahmen einer gemeinsamen Ausschreibung dürften ohne weitere Regelungen somit vorrangig Freiflächenanlagen bezuschlagt werden. Es besteht also die Notwendigkeit, die Zuschlagschancen großer Dachanlagen in der gemeinsamen Ausschreibung zu stärken, da diese sonst entweder nicht mehr errichtet oder bewusst kleiner ausgelegt werden, um das Ausschreibungssystem zu umgehen. Anreize zur Umgehung des Ausschreibungssystems durch die Unterdimensionierung der Anlagen resultieren ohnedies durch die finanziellen Vorteile des Eigenverbrauchs im bestehenden Vergütungssystem. Zwar bestehen für Eigenverbrauchsanlagen gewisse Unsicherheiten (vgl. Abschnitt 6.2.2), bei hohen Eigenverbrauchsanteilen und hohen substituierten Arbeitspreisen sind jedoch teilweise sehr attraktive Projektrenditen möglich. Aufgrund der Heterogenität des Marktes, der Akteure, Gebäude und Rahmenbedingungen von Eigenverbrauchsprojekten (Eigenverbrauchsanteil, substituierter Arbeitspreis, Lastverschiebungspotenziale) ist der finanzielle Anreiz jedoch schwerlich einzugrenzen. Schließlich besteht die Herausforderung, ausreichend Knappheit und Wettbewerb im Ausschreibungssystem zu schaffen. Insgesamt wurden in den Jahren 2010 bis 2013 rd. 360 MW im Dachanlagensegment ab 1 MW zugebaut, d. h. im Mittel annähernd 100 MW/a. Durch die gemeinsame Ausschreibung mit FFA sollte die Knappheitsproblematik jedoch gelöst sein.

Zur Schaffung von erhöhten Zuschlagschancen für große Dachanlagen wäre grundsätzlich eine Kontingentierung des Ausschreibungsvolumens denkbar. In dieser Ausgestaltungsvariante würden große Dachanlagen aber nur untereinander konkurrieren. Da die Höhe des Angebotsvolumens aus heutiger Sicht nicht prognostizierbar ist, besteht bei dieser Variante jedoch die Gefahr, dass die Mengen- oder Höchstpreisregelungen zu großzügig bemessen werden und die Wettbewerbsintensität infolgedessen zu gering ausfällt.

Wettbewerb kann im Rahmen der vorgeschlagenen gemeinsamen Ausschreibung deshalb am ehesten dann sichergestellt werden, wenn große Dachanlagen nicht nur untereinander, sondern auch mit Freiflächenanlagen konkurrieren. Zur Erhöhung der Wettbewerbschancen schlagen wir vor, großen Dachanlagen einen Bonus in angemessener Höhe zu zahlen. Zur Quantifizierung des Bonus in erster Näherung wird auf die Ausführungen im Anschluss an die nachfolgende Empfehlungsbox verwiesen.

Die gemeinsame Ausschreibung von großen Dach- und Freiflächenanlagen sollte ab 2017 in einer Höhe von mindestens 600 MW/a durchgeführt werden (entspricht rund 25 % des jährlichen Ziel-Zubaus und ca. 40 % des derzeit zu erwartenden Zubaus 2015). Davon können – ausgehend von der Marktentwicklung der Jahre 2010 bis 2013 – ca. 100 MW/a auf das Segment der großen Dachanlagen und 100 MW/a auf große PV-Anlagen entfallen. Diese Größenordnung ist aufgrund der beschriebenen Unsicherheiten als indikativer Zielwert und nicht als festes Kontingent zu verstehen. Hinzu kommen Anlagen auf baulichen Anlagen, deren potenzieller Marktanteil jedoch nicht näher abgeschätzt werden kann. Das hohe Gebotsvolumen für FFA in der ersten Ausschreibungsrunde ließe darüber hinaus eine weitere Erhöhung des Ausschreibungsvolumens zu. Damit könnte ein Signal gesetzt werden, dass Großanlagen einen wichtigen Bestandteil zur Umsetzung der Zielsetzungen des PV-Ausbaus von 2,5 GW/a leisten können und sollen.

Empfehlung
Die gemeinsame Ausschreibung von großen Dachanlagen, Freiflächenanlagen und sonstige PV-Anlangen ab 1 MW sollte in einer Größenordnung von mindestens 600 MW/a erfolgen. Um die Ausschreibungen für große Dachanlagen attraktiv zu gestalten und die Chancen im direkten Wettbewerb mit FFA zu erhöhen, schlagen wir die Gewährung eines Bonus für Dachanlagen vor. Für den frühestmöglichen Start der gemeinsamen Ausschreibung Ende 2016 kann aus heutiger Sicht allerdings noch keine treffsichere Ermittlung des Bonus für große Dachanlagen erfolgen.

Abschätzung der erforderlichen Bonushöhe für große Dachanlagen am Beispiel der ersten FFAV-Ausschreibungsrunde:

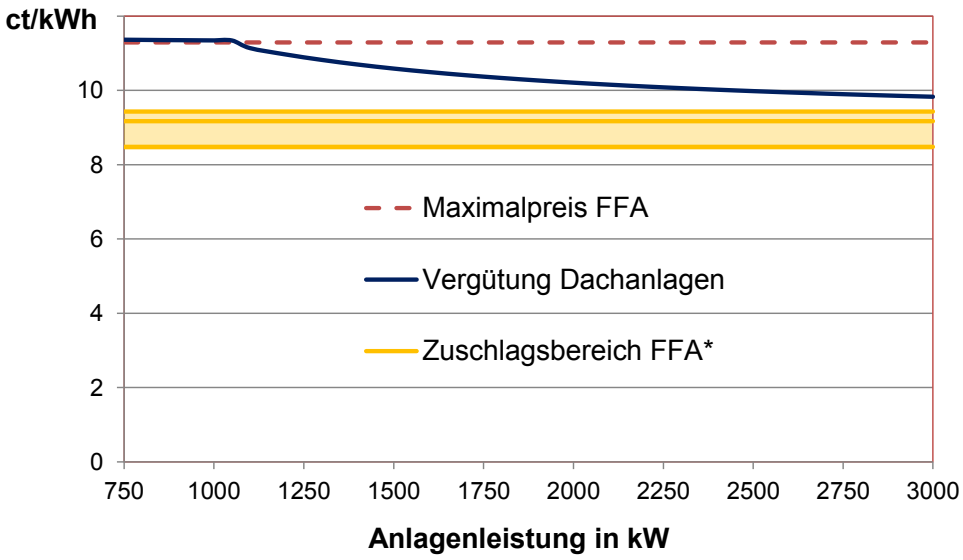
Mit der vorliegenden Beschreibung wird in aller Kürze das grundsätzliche Vorgehen zur Bestimmung eines Bonus für große Dachanlagen skizziert. Da der erforderliche Bonus zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Ausschreibungen für große Dachanlagen Ende 2016 aus heutiger Sicht nicht vorherzusagen ist, dient das vorliegende Zahlenbeispiel nur der grundsätzlichen Erläuterung und groben Abschätzung der Größenordnung. Die Festlegung des Bonus sollte – im Rahmen der Möglichkeiten des Gesetzgebungsverfahrens – idealerweise nicht vor Mitte 2016 erfolgen.

In der vorliegenden Beispielberechnung werden folgende Einflussfaktoren vernachlässigt bzw. nur vereinfacht berücksichtigt:

- Keine Berücksichtigung unterschiedlicher Realisierungsfristen und der damit bestehenden Möglichkeiten, Preissenkungen abzuwarten.
- Keine Berücksichtigung ggf. höherer Zuschlagspreise aufgrund des höheren Gesamt-Ausschreibungsvolumens (Gebotskurve 1. Runde FFAV nicht bekannt).

- Die Kompensation der Erlösmöglichkeiten aus dem Eigenverbrauch wird mit einem pauschalen Ansatz grob abgeschätzt.

Ausgangsbasis der Berechnung ist die erste Ausschreibungsrunde der FFAV. Zwar wurde die Gebotskurve nicht veröffentlicht, es ist jedoch bekannt, dass die Spannbreite der bezuschlagten Gebote von 8,48 ct/kWh bis 9,43 ct/kWh reicht und das mengengewichtete Mittel bei 9,17 ct/kWh liegt (vgl. orange markierter Zuschlagsbereich in Abbildung 6-4).



* Da die Gebotskurve der Zuschläge nicht öffentlich ist, wird der Zuschlagsbereich anhand des geringsten und höchsten bezuschlagten Gebots sowie dem mengengewichteten Mittel veranschaulicht.

Abbildung 6-4: Gegenüberstellung der Vergütungssätze großer Dachanlagen mit dem Maximalpreis sowie dem Zuschlagsbereich der ersten FFAV-Ausschreibungsrunde

Dem Zuschlagsbereich von 8,48 bis 9,43 ct/kWh gegenübergestellt sind der Verlauf der größenabhängigen Vergütung für große Dachanlagen im bestehenden Vergütungssystem sowie der Maximalpreis der ersten FFAV-Ausschreibungsrunde. Erkennbar ist, dass das höchste zugeschlagene Gebot knapp 1,9 ct/kWh unter dem Maximalpreis liegt.

In die Berechnung des Bonus für große Dachanlagen sind folgende Eingangsparameter einzubeziehen:

- Zu erwartendes Niveau der Fördersätze für FFA auf Basis der letzten Gebotsrunde(n)
- Vergütung im Festvergütungssystem (für Anlagen im Bereich der Abschneidegrenze)
- Stromgestehungskosten (für größere Anlagen außerhalb des Bereichs der Abschneidegrenze)
- Angemessene Kompensation der Eigenverbrauchsmöglichkeiten außerhalb des Ausschreibungssystems
- Risikoprämie für die Teilnahme am Ausschreibungssystem

Zunächst wird der Fall für eine Anlage knapp über bzw. knapp unter der vorgeschlagenen Abschneidegrenze von 1 MW betrachtet. Eine Anlage mit 999 kW könnte in der Festvergütung 11,35 ct/kWh

erlösen, darüber hinaus bestehen zusätzliche Erlösmöglichkeiten durch den Eigenverbrauch eines Teils des Stroms.

Um im Ausschreibungssystem mit einer Anlagenleistung von 1.000 kW einen Zuschlag zu erhalten, dürfte das Gebot maximal 9,4 ct/kWh betragen. Gegenüber der um 1 kW kleineren Anlage in der Festvergütung bei Volleinspeisung bestünden damit um fast 2 ct/kWh geringere Erlösmöglichkeiten. Demnach wäre kein Anreiz zur Teilnahme am Ausschreibungssystem mit einer Anlagengröße von 1.000 kW gegeben. Die Anlage würde höchstwahrscheinlich mit 999 kW im Festvergütungssystem realisiert werden.

Im Fall einer größeren Anlage mit bspw. 2,0 MW, die außerhalb des Einzugsbereichs der Abschneidegrenze liegt, spielt die entgangene Vergütung aus dem Festvergütungssystem keine Rolle, da diese nur mit einer Halbierung der geplanten Anlagenleistung zu erzielen wäre. Relevant für die Gebotshöhe sind in diesem Fall die Stromgestehungskosten der Anlage, die bei rd. 10 ct/kWh liegen und damit größenordnungsmäßig 10 % höher als die von FFA. Für einen Zuschlag im Wettbewerb mit FFA wäre allerdings ein Gebot von maximal 9,4 ct/kWh erforderlich.

Zur groben Abschätzung der erforderlichen Kompensation der Erlösmöglichkeiten aus dem Eigenverbrauch wird für die vorliegende Beispielbetrachtung davon ausgegangen, dass die Anlagen einen Eigenverbrauchsanteil von 20 % realisieren können und die restlichen 80 % nach bestehendem EEG eingespeist werden[23]. Für die betrachteten Anlagen und die angesetzten Eingangsparameter wären im Ergebnis 0,8 bis 1 ct/kWh höhere Vergütungssätze erforderlich, wenn die fehlenden Erlöse aus dem Eigenverbrauch über eine erhöhte Vergütung in der Ausschreibung kompensiert werden müssten. Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die erforderliche Kompensation der Eigenverbrauchsmöglichkeiten aufgrund der großen Spannbreiten der Eigenverbrauchsanteile und Strombezugspreise nur schwierig einzugrenzen ist.

Die eingepreisten Risikoprämien können zum derzeitigen Stand noch nicht quantifiziert werden. Die Höhe der Risikoprämien sollte im Zuge der Evaluierung der FFA-Ausschreibungen ermittelt werden.

Die Größenordnung der erforderlichen Bonushöhe kann also wie folgt zusammengefasst werden: Am Beispiel der ersten FFAV-Ausschreibungsrunde müsste der Bonus für Dachanlagen im Größenbereich der Abschneidegrenze von 1 MW mind. 2,8 ct/kWh betragen (2 ct/kWh Bonus gegenüber Festvergütung, 0,8 ct/kWh Kompensation Eigenverbrauchsmöglichkeiten, zusätzliche Risikoprämie für die Teilnahme am Ausschreibungssystem). Für größere Anlagen außerhalb des Bereichs der Abschneidegrenze müsste der Bonus mindestens 1,6 ct/kWh betragen (0,6 ct/kWh Bonus aufgrund höherer Gestehungskosten, 1 ct/kWh Kompensation Eigenverbrauchsmöglichkeiten, Risikoprämie). Grundsätzlich wäre eine Absenkung des Bonus für größere Dachanlagen denkbar, bspw. über eine Staffelung oder die Hinterlegung einer Funktion in Abhängigkeit von der Anlagenleistung.

[23] Relevante Annahmen: substituierter Arbeitspreis nach Abzug anteiliger EEG-Umlage 13 ct/kWh, Betriebskosten 1,5 % der Investition, Arbeitspreis- und Betriebskostensteigerung 2 % p.a.

6.3.3.3 Höchst- und Mindestpreis

Wie auch für Freiflächenanlagen sollte ein Höchstpreis angesetzt werden. Dies ist erforderlich, weil das Wettbewerbsniveau im Bereich großer Dachanlagen und FFA für die kommenden Jahre nur mit sehr hohen Unsicherheiten abgeschätzt werden kann und es deshalb vor diesem Hintergrund bei zu geringem Wettbewerb zu einer unerwünscht starken Erhöhung der Fördersätze kommen könnte.

Die aktuellen Systempreise für große PV-Dachanlagen führen in Kombination mit dem niedrigen Zinsniveau zu Stromgestehungskosten in der Größenordnung von ca. 10 ct/kWh (±1 ct/kWh je nach Einstrahlung/Ertrag und Systempreis). Grundsätzlich wäre deshalb eine direkte Übertragung des für Freiflächenanlagen geltenden Maximalpreises möglich. Allerdings muss, wie bereits beschrieben, der Maximalpreis ausreichend Spielraum zulassen, um die Attraktivität des Ausschreibungssystems für große Dachanlagen zu gewährleisten. Dazu gehört auch ein ausreichender Abstand, um den vorgeschlagenen Bonus für große Dachanlagen zu integrieren. Dieser kann aus heutiger Sicht jedoch noch nicht bestimmt werden (vgl. Abschnitt 6.3.3.2), die Festlegung des Maximalpreises sollte also erst im Zusammenhang mit der Bestimmung der Bonushöhe erfolgen.

Von einer Festlegung eines Mindestpreises für große Dachanlagen sollte wie in der FFAV abgesehen werden. Die potenziellen Bieter für große Dachanlagen in Deutschland sind ausreichend erfahren, um die Kosten für ihre Projekte abzuschätzen, Gebote in ausreichender Höhe abzugeben und die Anlage damit zu realisieren.

Empfehlung
Wie auch für Freiflächenanlagen sollte für Dachanlagen ein ambitionierter Höchstpreis festgelegt werden. Dabei ist der vorgeschlagene Bonus zu berücksichtigen. Ein Mindestpreis sollte nicht etabliert werden.

6.3.3.4 Preisregel

Das grundsätzliche Ausschreibungsverfahren und die zur Anwendung kommende Preisregel sind generell direkt auf große Dachanlagen übertragbar. Nachdem die erste Ausschreibungsrunde im Freiflächenbereich nach der Pay-as-bid-Regelung durchgeführt wurde, gilt für die zweite und dritte Ausschreibungsrunde Unifom Pricing. Anschließend, d. h. ab 2016, kommt wieder Pay-as-bid zur Anwendung.

Werden gemäß des obigen Vorschlags unterschiedliche Maximalpreise angesetzt, sollte die Pay-as-bid-Regelung gelten. Andernfalls besteht die Gefahr, dass Anreize zu unerwünschtem strategischen Bietverhalten geschaffen werden. Da für Dachanlagen frühestens im Laufe des Jahres 2016 die erste Ausschreibungsrunde starten wird und dann wieder das Pay-as-bid-Verfahren im Freiflächenbereich gilt, ist der Vorschlag der Übertragung der Preisregel der FFAV kompatibel.

Empfehlung
Die im Rahmen der FFAV ab 2016 geltende Preisregel „pay-as-bid" sollte im Rahmen des vorgeschlagenen Ausschreibungsverfahrens auf große Dachanlagen übertragen werden.

6.3.4 Inanspruchnahme der Zuschläge und Realisierung der bezuschlagten Projekte

6.3.4.1 Realisierungsfristen

Wie bereits im Zusammenhang mit den fehlenden Anknüpfungspunkten für materielle Qualifikationsanforderungen thematisiert wurde, bestehen für Dachanlagen keine vergleichbaren genehmigungsrechtlichen und bauplanerischen Anforderungen wie für Freiflächenanlagen. Die Planung und Realisierung von großen Dachanlagen ist deshalb in kürzerer Zeit möglich (je nachdem, ob die Anlage auf einem bestehenden oder neuen Gebäude errichtet wird), als dies für Freiflächenanlagen der Fall ist (vgl. dazu Tabelle 3 in der BMWi-Marktanalyse zur Photovoltaik).

Auch im Hinblick auf eine Begrenzung von Attentismus, in diesem Fall einer bewussten Verzögerung der Projektrealisierung mit dem Ziel, von ggf. fallenden Modulpreisen zu profitieren, könnte die für große Dachanlagen zulässige Realisierungsfrist im Vergleich zur FFAV reduziert werden, d.h. von 18 Monaten auf ca. 9 Monate. Alternativ könnten aber auch beide Fristen auf 12-15 Monate vereinheitlicht werden, um die Wettbewerbsbedingungen für großen Dachanlagen und Freiflächenanlagen anzugleichen. Analog zur Regelung in der FFAV sollte ein Realisierungspuffer vorgesehen werden, bei dessen Inanspruchnahme allerdings die Förderung abgesenkt wird (FFAV: 0,3 ct/kWh Abschlag).

Grundsätzlich sind bei unterschiedlichen Realisierungsfristen Verzerrungen möglich. Auf Basis der Erfahrungen mit der Realisierungsdauer von Freiflächenanlagen im Rahmen der ersten Ausschreibungsrunden sollte geprüft werden, ob Möglichkeiten zur Angleichung der Realisierungsfristen bestehen.

Empfehlung
Die Realisierungsfrist für große Dachanlagen könnte in der Größenordnung von ca. 9 Monaten angesiedelt sein oder mit der Realisierungsfrist für PV-Freiflächenanlagen angeglichen werden, z.B. auf 12-15 Monate. Zuzüglich sollte wie in der FFAV ein Realisierungspuffer mit einem Vergütungsabschlag gewährt werden.

6.3.4.2 Pönalisierung

Die **Pönalisierung** bei einer Nichtrealisierung der Anlage nach Bezuschlagung wurde bereits im Zusammenhang mit den finanziellen Qualifikationsanforderungen diskutiert. Eine Pönale von 50 €/kW, die über die Zweitsicherheit abgesichert ist, kann ohne Änderungen auf große Dachanlagen übertragen werden.

Empfehlung
Die Pönale sollte wie auch für Freiflächenanlagen 50 €/kW betragen und über die Zweitsicherheit abgesichert sein.

6.3.4.3 Förderanspruch

Ein Förderanspruch für den erzeugten Strom besteht nach § 28 Abs. 1 Satz 2 FFAV nur, wenn „der gesamte während der Förderdauer nach Absatz 5 in der Freiflächenanlage erzeugte Strom in ein Netz eingespeist oder einem Netzbetreiber mittels kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe angeboten worden ist und nicht selbst verbraucht wird". Die potenziellen Auswirkungen einer Zulassung von Eigenverbrauch in Ausschreibungen wurden bereits in Abschnitt 6.2.2.2 ausführlich diskutiert. Für große Dachanlagen wird deshalb analog zur Regelung in der FFAV vorgeschlagen, eine verpflichtende Einspeisung des gesamten erzeugten Stroms umzusetzen. Damit sind nicht nur die Voraussetzungen für unverzerrte Gebote auf Basis der wahren Kosten (Stromgestehungskosten) gegeben, es wird auch eine volkswirtschaftlich bessere Allokation der Fördergelder, eine bessere Ausschöpfung der Dachflächenpotenziale sowie Flexibilität beim Verkauf fertiggestellter Projekte und zugeordneter Förderberechtigung ermöglicht.

Empfehlung
Analog zur Regelung in der FFAV sollte ein Förderanspruch nur dann bestehen, wenn die gesamte Stromerzeugung eingespeist und nicht selbst verbraucht wird.

6.3.4.4 Rückgabe und Übertragbarkeit der Förderberechtigung

In der FFAV ist im Hinblick auf eine Übertragbarkeit der Förderberechtigung geregelt, dass der Handel mit Zuschlägen nach § 17 verboten ist. Damit soll verhindert werden, dass Bieter mit Spekulationsabsicht Zuschläge erwerben. Darüber hinaus soll verhindert werden, dass mit der Förderberechtigung kein eigenständig handelbares Gut geschaffen wird. Davon unbenommen ist die Veräußerung einer in Betrieb genommenen Anlage mit zugeordneter Förderberechtigung. Für PV-Dachanlagen kann die gleiche Argumentation geltend gemacht werden. Zudem würde es zu einem Ungleichgewicht kommen, wenn in der gleichen Ausschreibung handelbare und nicht-handelbare Förderberechtigungen ausgeschrieben würden.

Die im Rahmen der FFAV erlaubte personengebundene Übertragbarkeit ist für Freiflächenanlagen erforderlich, da bei einem frühen Planungsstadium (Vorlage des Aufstellungs- oder Offenlegungsbeschlusses) im Rahmen des B-Plan-Verfahrens Einschränkungen auftreten können oder im schlimmsten Fall kein gültiger B-Plan und damit auch die geplante Anlage nicht zustande kommt. Selbst bei beschlossenem B-Plan kann es bspw. bei Anlagen auf Konversionsflächen bei der Anlagenrealisierung

zu Ereignissen kommen, die einer Fertigstellung der Anlage bzw. ihrem wirtschaftlichen Betrieb entgegenstehen (z. B. Kampfmittelräumung). Vergleichbare Unwägbarkeiten sind im Falle von großen Dachanlagen nicht zu erwarten, weshalb auf eine personengebundene Übertragbarkeit verzichtet werden kann. Um das Gebot standortspezifisch zu machen, ist es erforderlich, dass im Zuge der Gebotsabgabe der geplante Standort benannt wird (Adresse des Gebäudes oder Katasterdaten).

Um den o.g. genannten Realisierungsrisiken Rechnung zu tragen, sieht die FFAV vor, dass Förderberechtigungen im Falle einer nicht möglichen oder gewollten Realisierung zurückgegeben werden können. Innerhalb der ersten Hälfte der Realisierungsfrist fällt dafür eine ermäßigte Strafzahlung in Höhe der Hälfte der Zweitsicherheit an. Eine solche Rückgabemöglichkeit erscheint für Dachanlagen nicht erforderlich, da es keine nennenswerten Realisierungsrisiken gibt. Ob die Rückgabemöglichkeit dennoch auf große Dachanlagen übertragen werden sollte, könnte im Rahmen der Konsultation erörtert werden.

Empfehlung
Analog zur FFAV sollte kein Handel mit Förderberechtigungen zugelassen werden. Fertiggestellte Projekte mit zugeordneter Förderberechtigung können wie üblich verkauft werden. Für Freiflächenanlagen sollte es bei den bestehenden Möglichkeiten zur flexiblen Realisierung (Übertragbarkeit mit Abschlag innerhalb der Person möglich) bleiben. Bei PV-Dachanlagen erscheint hingegen aufgrund der geringeren Realisierungsrisiken eine personengebundene Übertragbarkeit nicht erforderlich, ebenso wenig wie eine Rückgabemöglichkeit der Förderberechtigungen. Die Fragestellung, ob eine Rückgabemöglichkeit analog zur FFAV sinnvoll wäre, sollte im Zuge der Konsultation erörtert werden.

7 Ausblick

In den letzten Kapiteln wurde dargelegt, welche Eckpunkte das Ausschreibungsdesign für die Erneuerbare-Energien-Technologien Wind an Land, Wind auf See und PV-Dachanalgen umfassen sollte und welche Gestaltungsoptionen zur Verfügung stehen. Darauf aufbauend wurde ein vergleichsweise einfaches, transparentes und in sich konsistentes Ausschreibungsdesign vorgeschlagen, das darauf abzielt, an die Rahmenbedingungen des bisherigen EEGs anzuknüpfen, Bieterrisiken – wo erforderlich gerade auch für kleinere Akteure – zu begrenzen und dennoch eine relativ hohe Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Projekte sicherzustellen. Das Ausschreibungsdesign richtet sich dabei stark nach den spartenspezifischen Besonderheiten. Allerdings ist auch eine Reihe von Fragen offen geblieben, die noch weiter vertieft werden müssen, insbesondere Maßnahmen zur regionalen Verteilung bei Windenergie an Land, die Parameter des Ausschreibungsdesigns bei Windenergie auf See und eine Vertiefte Analyse zu kleinen Akteuren. Diese Fragen sollen in den kommenden Wochen mit Experten und betroffenen Akteuren weiter diskutiert werden. Die hier vorgelegte wissenschaftliche Empfehlung dient als Basis für die Eckpunkte des BMWi, mit dem eine breite Stakeholder-Konsultation eingeleitet wird. Feedback und Anregungen zu unseren Vorschlägen und Argumenten sind sehr willkommen.

8 Abkürzungsverzeichnis

AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
B-Plan	Bebauungsplan
BImA	Bundesanstalt für Immobilienaufgaben
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie
BWE	Bundesverband WindEnergie
EC	Europäische Kommission
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EK	Eigenkapital
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FFA	Freiflächenanlagen
FFAV	Freiflächenausschreibungsverordnung
FK	Fremdkapital
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MFH	Mehrfamilienhaus
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
O-NEP+	Ausschreibungsmodell für Wind auf See, welches sich stark an dem O-NEP orientiert
OWP	Offshore-Windpark
PQ	Präqualifikation
PV	Photovoltaik
SUP	Strategische Umweltprüfung
TdV	Träger des Vorhabens
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

9 Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO; TransnetBW (2014): Netzentwicklungsplan Strom. Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/media/documents/Szenariorahmen_NEP2015_Entwurf_140430.pdf, zuletzt geprüft am 23.06.2015.

AGOW (2015): Stellungnahme zur Marktanalyse Offshore-Windenergie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter http://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Stellungnahme_zur%20Marktanalyse_Windenergie%20See_0.pdf, zuletzt geprüft am 23.06.2015.

Bardt, H. et al 2014: Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom. Stand, Potentiale und Trends, IW und EWI im Auftrag des BDEW, Köln, April 2014. …

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien - Erneuerbare-Energien-Gesetz. EEG, vom 21.07.2014. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/, zuletzt geprüft am 09.06.2015.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015): Verordnung zur Ausschreibung der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen - Freiflächenausschreibungsverordnung. FFAV, vom 06.02.2015. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/ffav/BJNR010810015.html, zuletzt geprüft am 09.06.2015.

BWE (2011): Qualitätssicherung im Sektor der Kleinwindenergieanlagen. Bildung von Kategorien / Anforderungen an technische Angaben. Online verfügbar unter https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/qualitaetssicherung-im-sektor-der-kleinwindenergieanlagen/bwe-kweastudie_twele_final_2.pdf, zuletzt geprüft am 23.06.2015.

BWE (2015): Windenergie in den Bundesländern. Statistiken. Online verfügbar unter https://www.wind-energie.de/themen/statistiken/bundeslaender, zuletzt aktualisiert am 31.12.2014, zuletzt geprüft am 23.06.2015.

Deutsche Windguard (2013): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Im Auftrag von: Bundesverband WindEnergie (BWE) und Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA). Varel. Online verfügbar unter https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland/20140730_kostensituation_windenergie_land.pdf, zuletzt geprüft am 09.06.2015.

Deutsche Windguard (2014): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Zusätzliche Auswertungen und Daten für das Jahr 2014. Varel. Online verfügbar unter https://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/page/statistiken/factsheet-status-des-windenergieausbaus-land-deutschland-2014.pdf, zuletzt geprüft am 09.06.2015.

Deutsche Windguard (2015): Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland. Hg. v. Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE). Online verfügbar unter http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/106fbe91771156c7ec0ffb2fb78fb0126f976368/20150218-studie-akteursvielfalt-final.pdf, zuletzt geprüft am 09.06.2015.

Ecofys; Fraunhofer ISI (2014): Design features of support schemes for renewable electrici-ty. Report of the EC-funded project: Cooperation Mechanisms between EU Member States and interaction with support schemes under the Renewable Energy Directive (2009/28/EC). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_design_features_of_support_schemes.pdf, zuletzt geprüft am 09.06.2015.

Europäische Kommission (EC) (2003): Empfehlung der Kommission vom 6. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen. Aktenzeichen: K(2003) 1422.

Europäische Kommission (EC) (2014): Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020. 2014/C 200/01, vom 28.06.2014. Online verfügbar unter http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=DE, zuletzt geprüft am 09.06.2015.

FA Wind (2015): Dauer und Kosten des Planungs- und Genehmigungsprozesses von Windenergieanlagen an Land. Analyse. Berlin. Online verfügbar unter http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Analyse_Dauer_und_Kosten_Windenergieprojektierung_01-2015.pdf, zuletzt geprüft am 09.06.2015.

GWS; DIW; DLR; Prognos; ZSW (2015): Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen. Studie im Auftrag des BMWi. Osnabrück, Berlin, Stuttgart. Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/beschaeftigung-durch-erneuerbare-energien-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt geprüft am 23.06.2015.

Hobohm, Jens (2013): Impulsvortrag Eigenverbrauch. Netzentgelte im Stromversorgungs-system - Fragen und Ansätze zur Weiterentwicklung. Prognos. Berlin, 2013. Online verfüg-bar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2013/Dialogforum_18.9/07_Hobohm_PROGNOS.pdf, zuletzt geprüft am 15.06.2015.

IE 2014: Reichmuth, M. et al.: Mittelfristprognose zur EEG-Stromeinspeisung bis 2019. Leipzig, 28.10.2014

IW; EWI (2014): Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom. Stand, Potentiale und Trends. Im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Köln. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/internet.nsf/id/3D07D0E3866043D0C1257CB30034DC29/$file/EWI_IW_Gutachten_Eigenerzeugung_Selbstverbrauch_04042014.pdf, zuletzt geprüft am 15.06.2015.

Kelm, T.; Dasenbrock, J.; Günnewig, D. et al. (2014), Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG, Vorhaben IIc, Stromerzeugung aus Solarer Strah-lungsenergie, gemeinsamer Bericht von ZSW, Fraunhofer IWES, Bosch & Partner, Juli 2014.

Lehr, U.; Edler, D.; O'Sullivan, M.; Peter, F.; Bickel, P.: Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen. Studie im Auftrag des Bundesministeri-ums für Wirtschaft und Energie. Osnabrück, Berlin, Stuttgart, März 2015.

Leipziger Institut für Energie (2015a): Marktanalyse – Windenergie an Land. Untersuchung im Rahmen des Vorhaben IIE zur Stromerzeugung aus Windenergie. Studie im Auftrag des BMWi. Hamburg. Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/S-T/studie-windernergie-an-land,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt geprüft am 23.06.2015.

Leipziger Institut für Energie (2015b): Weiterentwicklung Referenzertragsmodell. Voranalysen im Rahmen wettbewerblicher Ausschreibungen (Kurzbericht). Studie im Auftrag des BMWi. Hamburg/Leipzig. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/marktanalyse-windenergie-an-land-workshop-04-kurzbericht-ie-leipzig.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 23.06.2015.

Leuphana Universität Lüneburg; Nestle, Uwe (2014): Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen. Eine Studie für das Bündnis Bürgerenergie e.V. (BBEn) und dem Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND). 1. Auflage. Online verfügbar unter http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/140407_bund_klima_energie_buergerenergie_studie.pdf, zuletzt geprüft am 09.06.2015.

Prognos 2013: Impulsvortrag Eigenverbrauch im Rahmen des Dialogforums "Netzentgelte im Stromversorgungssystem - Fragen und Ansätze zur Weiterentwicklung", September 2013

pvXchange 2015: Preisindex zur Entwicklung der Großhandelspreise für Solarmodule.

Schemm, Ralf; Brühl, Stefan (2015): Grundidee zur Weiterentwicklung Referenzertragsmodell und Regionalisierung für die Windenergie an Land. 4. BMWi Workshop "Windenergie an Land". BET. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin, 01.06.2015. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/marktanalyse-windenergie-an-land-workshop-04-vortrag-bet.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 23.06.2015.

Stiftung Umweltenergierecht (2015): Planungs- und genehmigungsrechtliche Anknüpfungspunkte als materielle Präqualifikationsmerkmale einer Ausschreibung für Windenergie an Land im „EEG 3.0". Würzburger Studien zum Umweltenergierecht. Studie im Auftrag des BMWi (3). Online verfügbar unter http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/wiss._Veroeff/WueStudien_3_Praequalifikation_Windenergie_PlanungsR_GenehmigungsR.pdf, zuletzt geprüft am 23.06.2015.

Wallasch, Anna-Kathrin (2015): Standortdifferenzierung bei der Windenergie im Ausschreibungssystem. 4. BMWi Workshop "Windenergie an Land". Deutsche Windguard. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin, 01.06.2015. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/marktanalyse-windenergie-an-land-workshop-04-vortrag-windguard.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 23.06.2015.

10 Weitere Quellen

Workshops mit Projektierern, Verbänden, Bundesländern und anderen betroffenen Akteuren im BMWi in Berlin:

09.02.2015: AG3 Strommarkt

24.02.2015: Wind an Land – Marktanalyse

27.02.2015: Wind auf See - Marktanalyse

16.03.2015: AG Akteursvielfalt/Bürgerenergie

19.03.2015: PV-Dachanlagen – Marktanalyse

25.03.2015: AG3 Strommarkt

27.03.2015: Wind auf See Netzanbindung

13.04.2015: Wind an Land

27.04.2015: Wind auf See

06.05.2015: PV-Dachanlagen

06.05.2015: AG Akteursvielfalt/Bürgerenergie

07.05.2015: Wind an Land

08.05.2015: Bioenergie

12.05.2015: AG3 Strommarkt

01.06.2015: Wind an Land – Regionale Steuerung

16.06.2015: AG Akteursvielfalt/Bürgerenergie

Zusätzlich zu den Workshops fanden zahlreiche bilaterale Interviews und Gespräche mit betroffenen Akteuren und Ausschreibungsexperten statt.

11 Projektkonsortium

Ecofys

Ecofys ist als internationales Beratungsunternehmen mit Know-how und Innovationskompetenz im Bereich Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Klimawandel tätig. Ecofys bietet Unternehmen, Behörden und anderen Institutionen und Organisationen energie- und klimapolitische Beratung sowie Umsetzungsberatung auf Projektebene an. Die Ecofys Abteilung "Policy Design & Evaluation" ist auf die Ausgestaltung und Evaluierung von politischen Instrumenten und Rahmenbedingungen zur Förderung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz spezialisiert und hat bereits diverse Projekte durchgeführt, die die Anwendung und Ausgestaltung von Ausschreibungssystemen analysieren.

Zu unseren wichtigsten Kunden gehören die Bundesregierung (BMUB und BMWi), die Europäische Kommission, Ministerien und politische Entscheidungsträger in anderen Staaten, klimapolitische Stiftungen und NGOs (z. B. European Climate Foundation, WWF) sowie private Marktakteure aus dem Bereich erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Zu Ausschreibungen hat Ecofys bereits das BMWi bei der Einführung des Pilot-Ausschreibungssystems für PV-Freiflächenanlagen in Deutschland unterstützt und die Europäische Kommission, die GIZ, die Internationale Agentur für Erneuerbare Energien und die Privatwirtschaft beraten (siehe auch www.ecofys.com).

Fraunhofer ISI

Das Fraunhofer ISI ist eine Forschungseinrichtung der Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e. V. Das Fraunhofer ISI wurde 1972 gegründet und erweitert das naturwissenschaftlich-technisch orientierte Fachspektrum der Fraunhofer Gesellschaft durch Arbeiten im Grenzbereich zwischen Technik, Wirtschaft und Gesellschaft. Mittels interdisziplinärer Forschung im nationalen und internationalen Rahmen erforscht das Fraunhofer ISI zu einem frühen Zeitpunkt die Chancen, Risiken und Anwendungshemmnisse in der technologischen Entwicklung. Durch Technologie- und Marktanalysen, Technikvorausschau und Technikfolgenabschätzung, Programm-Monitoring und Evaluation trägt es dazu bei, die Basis für Entscheidungsfindung auf der Ebene von Politik und Wirtschaft zu verbessern, wobei es in den Forschungsfeldern Energie, Umwelt, Information und Kommunikation, Produktion und Biotechnologie tätig ist (siehe auch www.isi.fraunhofer.de).

Das Competence Center Energiepolitik und Energiemärkte bewertet den Beitrag erneuerbarer Energien zu Klimaschutz, Versorgungssicherheit sowie Wettbewerbsfähigkeit, erstellt Szenarien für die künftige Entwicklung und untersucht die Ausgestaltung energiepolitischer Instrumente. Die Analyse und Entwicklung von Strategien für Politik und Unternehmen im Stromsektor vor dem Hintergrund der notwendigen Integration wachsender Mengen fluktuierenden Stroms aus erneuerbaren Energiequellen in Märkte und Infrastrukturen ist eine weitere wesentliche Aufgabe. Zudem befasst sich das Competence Center mit der Ausgestaltung von energie- und klimapolitischen Instrumenten und deren Wirkung auf Innovationen, Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft.

Wichtige Themen im Bereich der erneuerbaren Energien sind die Ausgestaltung neuer energiepolitischer Instrumente und Maßnahmen, ex-ante und ex-post-Bewertungen energie- und klimapolitischer Instrumente und Szenarien, die Markt- und Netzintegration sowie die Modellierung von Strom- und Wärmemarkt.

Consentec

Consentec GmbH ist ein Beratungs- und Softwareunternehmen, das sich auf wirtschaftliche und ingenieurwissenschaftliche Fragestellungen im Bereich der Energieversorgung spezialisiert hat. Den thematischen Schwerpunkt bilden Fragen der Netzplanung und des Netzbetriebs, der Versorgungssicherheit, der Netz- und Systemintegration erneuerbarer Energien sowie des Marktdesigns einschließlich der Ausgestaltung wettbewerblicher Beschaffungsverfahren und der Regulierung natürlicher Monopole in der liberalisierten Strom- und Gasversorgung.

Das Tätigkeitsspektrum von Consentec umfasst Beratung, technische und wirtschaftliche Studien und Analysen, kundenspezifische wie standardisierte Softwarelösungen, Schulungen und Gutachten. Bei seiner international ausgerichteten Tätigkeit stützt sich Consentec auf fundierte technische und energiewirtschaftliche Kenntnisse und langjährige Praxiserfahrungen seiner Mitarbeiter sowie auf umfangreiche Kontakte zu Energieversorgungsunternehmen, Behörden und Regierungsinstitutionen, zur energietechnischen Industrie und zu Beratungsunternehmen in Europa.

Consentec finanziert sich zu 100 % über projektbezogene Aufträge. Auftraggeber sind vorwiegend Ministerien, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Branchenverbände und IT- und Anlagenhersteller aus Deutschland und dem europäischen Ausland. Consentec ist bei seiner Tätigkeit vollkommen unabhängig von den Interessen einzelner Institutionen, Unternehmen oder Verbände.

Takon

Takon berät seit 1998 Industrie und Politik in Auktionen und strategischen Entscheidungssituationen. Auf der Grundlage spieltheoretischer und experimenteller Methoden entwickelt das Unternehmen individuelle und erfolgversprechende Lösungen. Hierzu werden präzise mathematische Analysen und empirische Studien kombiniert und auf deren Basis konkrete Handlungsempfehlungen entwickelt. Ergänzend bietet Takon maßgeschneiderte Softwarelösungen an.

Takon verfügt durch die erfolgreiche Unterstützung von Kunden über weitreichende Erfahrungen bei der Gestaltung und Durchführung von sowie der Teilnahme an Ausschreibungsverfahren. Dabei wurden Kunden aus einer Vielzahl von Industrien beraten, beispielsweise aus der Automobil-, Finanzdienstleistungs- und Telekommunikationsbranche. Im Bereich Umwelt und Energie hat Takon insbesondere 2014 das Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) im Pilotprojekt für Ausschreibungen von PV-Freiflächenanlagen beraten und arbeitet seit 2015 am europäischen Forschungsprojekt AURES zum Einsatz von Auktionen zur Förderung von erneuerbaren Energien in Europa mit.

ZSW

Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg wurde 1988 vom Land Baden-Württemberg zusammen mit Universitäten, Forschungseinrichtungen und Unternehmen

als gemeinnützige Stiftung des bürgerlichen Rechts gegründet. Stiftungszweck ist es, „Forschung und Entwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien, Energieeffizienz, Energiewandlung und Energiespeicherung, insbesondere auf dem Gebiet der Sonnenenergie und Wasserstofftechnologie in Abstimmung mit der universitären und außeruniversitären Forschung sowie durch Umsetzung der erarbeiteten Ergebnisse in die industrielle Praxis zu betreiben und zu fördern."

Das Fachgebiet Systemanalyse verfügt über umfangreiche Erfahrungen bei der Evaluierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Seit mehr als zehn Jahren koordiniert und leitet das Fachgebiet die vom Bundesumweltministerium eingerichtete Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat). In diesem Zusammenhang verantwortet es das Monitoring des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland und unterstützt die Bundesregierung u. a. bei internationalen Berichtspflichten. Auf der Grundlage dieser Erfahrungen, ergänzt durch Kompetenzen in ökonomischen Analysen, der Modellierung des Strommarktes sowie der Entwicklung und Anwendung leistungsfähiger Wind- und Solarstromleistungsvorhersagen zeigt das Team im Rahmen seiner Politikberatung auf Bundes- und Landesebene auf, wie die Energiewende gelingen kann und welche ökonomischen Chancen für den Standort Deutschland damit verbunden sind.

BBG und Partner

BBG und Partner ist eine Rechtsanwaltskanzlei mit derzeit 23 Berufsträgern. Wir arbeiten hochspezialisiert in Themenfeldern der öffentlichen Daseinsvorsorge und des Infrastrukturrechts. Eine der Kernkompetenzen der Kanzlei bildet das Umwelt- und Planungsrecht, insbesondere im Energiebereich. Die Kanzlei hat langjährige Erfahrungen bei der Planung und Zulassung komplexer Energievorhaben wie Strom- und Gasleitungen, Kraftwerke und Speicher. Die Rechtsanwälte von BBG und Partner verfügen zudem über umfangreiche und mehrjährige Erfahrungen bei der Erarbeitung von umweltrechtlichen Gesetzesvorschlägen für das Bundesumweltministerium (Umweltgesetzbuch), Landesbehörden (z. B. Thüringer EEWärmeG) sowie verschiedene Behörden in den Vereinigten Arabischen Emiraten (Dubai, Abu Dhabi). Ein weiterer Schwerpunkt der Kanzlei betrifft den wettbewerblichen Verkehrssektor mit besonderem Fokus auf dem öffentlichen Personennahverkehr. BBG und Partner verfügen zudem über ausgewiesene vergaberechtliche und beihilfenrechtliche Expertise. Im Bereich der Vergabe von Verkehrsdienstleistungen im öffentlichen Personenverkehr sind BBG und Partner bundesweit führend.

Görg

GÖRG Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB ist eine der führenden unabhängigen Wirtschaftskanzleien Deutschlands. Mit 250 Anwälten an den sechs Standorten Berlin, Essen, Frankfurt am Main, Hamburg, Köln und München berät GÖRG in allen Kernbereichen des Wirtschaftsrechts und gehört bundesweit zu den TOP-Sozietäten im Energierecht und Umwelt- und Planungsrecht. Wir beraten Energieversorgungsunternehmen in allen rechtlichen Fragestellungen der Energiewirtschaft, insbesondere im Bereich der Energieerzeugung, des Netzausbaus und der Regulierung (Netzregulierung, Netzzugang, Netzanschluss und Netzentgelte). Im Rahmen von Projektentwicklungen von Energieerzeugungsanlagen und Energieleitungen umfasst unsere Tätigkeit neben der Begleitung der öffentlich-rechtlichen Planungs-, Genehmigungs- und Zulassungsverfahren auch die gesellschaftsrechtliche und

steuerrechtliche Strukturierung von Projektgesellschaften sowie die Strukturierung und Begleitung der Projektfinanzierung. Speziell das Berliner Energierechts-Team unterstützt seit längerer Zeit Bundes- und Landesministerien bei der Weiterentwicklung der gesetzlichen Grundlagen zur Umsetzung der Energiewende im Allgemeinen, insbesondere das BMWi und das BMUB zum Ausbau der erneuerbaren Energien, des Netzausbaus und der Energieeffizienz.

12 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-1:	Entwicklung des jährlichen Nettozubaus im Bereich der Windenergie an Land seit 1995	44
Abbildung 4-2:	Verteilung des Bruttozubaus der Jahre 2012 bis 2014 nach Standortgüte	45
Abbildung 4-3:	Ausschreibungs- und Planungsphasen eines Windprojektes.	48
Abbildung 4-4:	Geographische Verteilung der Windhöffigkeit (nach durchschnittlicher Windgeschwindigkeit) in Deutschland (ohne Naturschutzgebiete, Siedlungsflächen und steilen Hängen)	54
Abbildung 4-5:	Regionen für Kontingentierung nach Bundesländervorschlag und Grenze der Hauptnetzengpässe	56
Abbildung 4-6:	Dauer der Anfangsvergütung nach Standortgüte (EEG 2014)	58
Abbildung 4-7:	Mindestgebotskurve bei Erhalt des Referenzertragsmodells gemäß EEG 2014 und einheitlicher Gesamtkapitalverzinsung	59
Abbildung 4-8:	Mindestgebotskurve gemäß EEG 2014 und des modifizierten Ansatz im Vergleich	61
Abbildung 4-9:	Dauer der Anfangsvergütung nach Standortgüte (modifiziert) bei einheitlicher Kapitalverzinsung in Höhe von 4,16 %	61
Abbildung 4-10:	Mindestgebotskurve unter Variation des Grundwerts bei einheitlicher Kapitalverzinsung in Höhe von 4,16 %	62
Abbildung 4-11:	Mindestgebotskurve für verschiedene Kopplungsfaktoren von Grund- und Anfangswert	64
Abbildung 4-12:	Anfangsvergütungsdauer nach Standortgüte bei Kopplung von Anfangs- und Grundwert	64
Abbildung 4-13:	Übersicht Pönalen und Sicherheiten	76
Abbildung 5-1:	Verfahrensablauf OWP Deutschland (Status Quo Nordsee)	86
Abbildung 5-2:	Verfahrensablauf OWP für Zielsystem „zentral“	91
Abbildung 5-3:	Verfahrensablauf OWP für Zielsystem „beschleunigter Netzanschluss“	93
Abbildung 5-4:	Verfahrensablauf OWP für Zielsystem O-NEP+	94
Abbildung 5-5:	Übersicht der Pfade zur Einführung eines Ausschreibungssystems für Windenergie auf See	102

Abbildung 6-1: Entwicklung der Großhandelspreise (€/W netto) für PV-Module unterschiedlicher Herkunft; eigene Darstellung nach [pvXchange 2015] 107

Abbildung 6-2: Szenario zur möglichen Entwicklung des PV-Eigenverbrauchs bis 2019 (Quellen: bis 2014 ZSW, ab 2015 Trendszenario der EEG-Prognose [IE 2014]) 112

Abbildung 6-3: Vergleich der Größenordnungen von EEG-Vergütungen und der substituierten Arbeitspreise 2014 nach Abzug von anteiliger EEG-Umlage und MwSt. 113

Abbildung 6-4: Gegenüberstellung der Vergütungssätze großer Dachanlagen mit dem Maximalpreis sowie dem Zuschlagsbereich der ersten FFAV-Ausschreibungsrunde 123

13 Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Kosten und Dauer der Windprojektierung nach Projektphasen	46
Tabelle 4-2:	Historische Entwicklung des Zubaus der Windenergie an Land nach Bundesland	53
Tabelle 4-3:	Historische Entwicklung der kumulierten installierten Leistung der Windenergie an Land nach Bundesland	53
Tabelle 4-4:	Interne Verzinsung (IRR) nach Standortgüte bei einheitlichem Anfangswert in Höhe von 9,0 ct/kWh	61
Tabelle 4-5:	Interne Verzinsung (IRR) bei einheitlichem Anfangswert in Höhe von 9,0 ct/kWh für Grundwerte von 4,95 bis 4,0 ct/kWh	63
Tabelle 4-6:	Interne Verzinsung (IRR) bei einheitlichem Anfangswert in Höhe von 9,0 ct/kWh	65
Tabelle 4-7:	Übersichtstabelle Windenergie an Land	66
Tabelle 5-1:	Gegenüberstellung der zentralen Eigenschaften der Designoptionen	96
Tabelle 5-2:	Vergleichende Bewertung der Designoptionen	99
Tabelle 6-1:	Überblick über den PV-Zubau seit 2010 nach Dach- und Freiflächenanlagen	105
Tabelle 6-2:	Übersicht über die Vorschläge zur Ausgestaltung der Parameter des gemeinsamen Ausschreibungssystems von PV-Freiflächenanlagen mit großen Dachanlagen	117

14 Exkurs-Boxen-Verzeichnis

Box 1:	Versunkene Kosten	20
Box 2:	Bewertung des sog. „Gebotsstufenmodells" als weitestgehende Form einer Anforderung an den erreichten Projektstatus	23
Box 3:	Handel von Genehmigungen	80
Box 4:	Kosten für ungenutzte Netzanschlusskapazität	85
Box 5:	Status Quo: Verfahrensablauf der Realisierung eines Offshore Windparks (OWP)	85
Box 6:	Herausforderungen bei der Bestimmung des Projektwertes von OWPs im Systemübergang	88


Fraunhofer
ISI

consentec

ECOFYS

sustainable energy for everyone

Takon
GmbH
SPIELTHEORETISCHE BERATUNG

BBG
und
Partner

GÖRG

ZSW

ECOFYS Germany GmbH

Albrechtstraße 10 c
10117 Berlin

T: +49 (0)30 2977 3579-0
F: +49 (0)30 2977 3579-99

E: info@ecofys.com
I: www.ecofys.com