

R2B ENERGY CONSULTING GMBH



IN KOOPERATION MIT DER
BRANDENBURGISCHEN TECHNISCHEN UNIVERSITÄT IN COTTBUS



Brandenburgische
Technische Universität
Cottbus - Senftenberg

Ausgestaltung eines Auktionsmodells für EE-Anlagen in Deutschland

Gutachten im Auftrag des BDEW

Köln und Cottbus, 10. September 2015

Alexander Bade (r2b), Mathias Käso (BTU), Martin Lienert (r2b), Felix Müsgens (BTU/r2b),
Christoph Schmitz (r2b) und Ralf Wissen (r2b)

r2b energy consulting GmbH

Zollstockgürtel 61

50969 Köln

Tel.: +49 (0)221 - 78 95 98 60

<http://www.r2b-energy.com>

Lehrstuhl für Energiewirtschaft der BTU Cottbus-Senftenberg

Forschungszentrum 3E

Siemens-Halske-Ring 13

03046 Cottbus

Tel.: +49 (0)355 - 69 45 04

<http://www.tu-cottbus.de/fakultaet3/de/energiewirtschaft>

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	1
1 Hintergrund und Ziele von EE-Auktionen in Deutschland.....	4
2 Produktdesign	7
2.1 Zusammenspiel der einzelnen Faktoren in ihren Auswirkungen	7
2.2 Ausschreibungs- und Vergütungsgegenstand: Leistung oder Arbeit.....	8
2.3 Gleitende oder fixe Marktprämie	13
2.4 Ausnahmen von der Auktion	18
2.5 Regionalisierung	21
2.6 Materielle Präqualifikation und Pönale.....	29
2.7 Fristen / Vorlaufzeiten	39
2.8 Übertragbarkeit.....	46
2.9 Wettbewerb der Standorte oder Wettbewerb um Standorte	51
3 Auktionsdesign.....	56
3.1 Preisregel: Einheitspreis- oder Gebotspreisverfahren	56
3.2 Wettbewerb	65
3.3 Mengensteuerung.....	78
3.4 Transparenz.....	80
4 Fazit.....	84
5 Literaturverzeichnis.....	86

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1-1:	LÄNDER MIT DURCHGEFÜHRTEN EE-AUKTIONEN ZU BEGINN DES JAHRES 2015.....	5
ABBILDUNG 2-1:	GLOBALSTRAHLUNG (LINKS) UND WINDGESCHWINDIGKEITEN (RECHTS) IM JAHRESMITTEL 1981-2010.....	23
ABBILDUNG 2-2:	REFERENZERTRAGSMODELL: ANGLEICHUNG DER WETTBEWERBSFÄHIGKEIT	24
ABBILDUNG 2-3:	REFERENZERTRAGSMODELL: ÜBERKOMPENSATION.....	25
ABBILDUNG 2-4:	VORSCHLAG ZUR ANPASSUNG DER LAUFZEIT DER ANFANGSVERGÜTUNG IM RAHMEN VON AUSSCHREIBUNGEN	26
ABBILDUNG 2-5:	KOSTENVERTEILUNG EINES PV-PROJEKTS UND PRÄQUALIFIKATIONSKOSTEN.....	31
ABBILDUNG 2-6:	AUSWIRKUNGEN VON KAUTIONEN	33
ABBILDUNG 2-7:	MAßNAHMEN ZUR ERHÖHUNG DER REALISIERUNGSWAHRSCHEINLICHKEIT	38
ABBILDUNG 2-8:	WIRKUNGEN VON VORLAUFZEITEN ALS IMPLIZITE PRÄQUALIFIKATIONEN	40
ABBILDUNG 2-9:	WINDENERGIE AN LAND – PROJEKTENTWICKLUNGSDAUERN.....	42
ABBILDUNG 2-10:	WINDENERGIEANLAGEN AUF SEE – PROJEKTENTWICKLUNGSDAUERN.....	43
ABBILDUNG 2-11:	WASSERKRAFT – PROJEKTENTWICKLUNGSDAUERN	44
ABBILDUNG 2-12:	GEOTHERMIE – PROJEKTENTWICKLUNGSDAUERN	45
ABBILDUNG 3-1:	„RATE DAS GRENZGEBOT“ IM GEBOTSPREISVERFAHREN	61
ABBILDUNG 3-2:	WINDENERGIE AN LAND – ZUBAUMENGEN UND AUSBAUKORRIDOR.....	66
ABBILDUNG 3-3:	WINDENERGIE AUF SEE – HISTORISCHE UND GEPLANTE INSTALLIERTE LEISTUNG	68
ABBILDUNG 3-4:	BIOMASSE – ZUBAUMENGEN UND AUSBAUKORRIDOR.....	71
ABBILDUNG 3-5:	PV-ANLAGEN – ZUBAUMENGEN UND AUSBAUKORRIDOR.....	73
ABBILDUNG 3-6:	WASSERKRAFT– HISTORISCHE ZUBAUMENGEN	75
ABBILDUNG 3-7:	DIVERSE GASE – HISTORISCHE ZUBAUMENGEN	76
ABBILDUNG 3-8:	GEOTHERMIE – HISTORISCHE ZUBAUMENGEN	78
ABBILDUNG 3-9:	PRINZIP PREISABHÄNGIGER AUSGESCHRIEBENER MENGE.....	79

Tabellenverzeichnis

TABELLE 2-1:	INVESTITIONSKOSTEN ALS ERSTER ANHALTSPUNKT FÜR DIE HÖHE DER PÖNALE.....	36
TABELLE 2-2:	HÖHE EINER MÖGLICHEN PÖNALE BEI ORIENTIERUNG AN INVESTITIONSKOSTEN.....	37

Kurzfassung

Gemäß EEG₂₀₁₄ soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung bis zum Jahr 2025 auf 40 – 45 %, bis 2035 auf 55 – 60 % und bis zum Jahr 2050 auf 80 % erhöht werden. Um diese Ziele mit möglichst hoher Effektivität der Förderung (genauere Steuerung der gewünschten Zubaumenge), sowie verbesserter Effizienz (geringere volkswirtschaftliche Kosten) zu erreichen, soll die Höhe der EE-Förderung zukünftig nicht mehr staatlich festgelegt, sondern in wettbewerblichen Auktionen ermittelt werden. Hierfür müssen sowohl das Produktdesign (Was wird auktioniert?) als auch das Auktionsdesign (im engeren Sinne: Wie wird auktioniert?) für die einzelnen Produktklassen spezifiziert werden.

Beim Produktdesign stellt sich zunächst die Frage, ob Leistung (MW) oder Arbeit (MWh) *Ausschreibungsgegenstand* sein sollen. Für eine Ausschreibung von Leistung spricht, dass sich hierdurch die technologiespezifischen jährlichen Ausbauziele, die im EEG₂₀₁₄ in MW formuliert sind, zielgenauer erfüllen lassen. Bei einer Ausschreibung von Arbeit könnten demgegenüber die erzeugten EE-Mengen besser gesteuert werden. Aus Gutachtersicht ist eine Ausschreibung von Leistung aktuell zu bevorzugen.

Für eine *Vergütung* von Leistung (in €/MW) statt Arbeit (in €/MWh) spricht, dass die Anlagenbetreiber dadurch einen höheren Anreiz zu systemdienlichem Verhalten hätten. Allerdings besteht in diesem Fall ein geringerer Anreiz für eine effiziente Anlagenauslegung mit hoher Verfügbarkeit und hoher Gesamtstromerzeugung. Stattdessen besteht das Risiko von ‚Pappanlagen‘. Diese Risiken werden bei einer Vergütung von Arbeit vermieden. Vergütung von Leistung und Arbeit können auch in Mischformen kombiniert werden. Diese erhöhen jedoch die Komplexität des Ausschreibungssystems. Aus diesen Gründen sprechen wir uns als Gutachter bei der anstehenden Einführung von Ausschreibungsmodellen für eine Vergütung von Arbeit aus.

Wird Arbeit vergütet, so kann dies in Form einer *gleitenden oder fixen Marktprämie* geschehen. In beiden Systemen haben Anlagenbetreiber den Anreiz, Strom zu erzeugen, wenn der Strompreis hoch ist. Allerdings besteht ein Unterschied bei der Anreizwirkung auf Investitionen: Bei einer fixen Marktprämie werden – genau wie bei konventionellen Kraftwerken – Investitionen bei hohen Strompreisniveaus attraktiver, was aus Sicht des Gesamtsystems positiv ist und somit einen Vorteil darstellt. Allerdings liefe dies den technologiespezifischen Ausbauzielen entgegen, die unabhängig vom Preisniveau formuliert sind. Da der zentrale Vorteil einer fixen Marktprämie somit nicht greift und zudem Umstellungskosten von der aktuellen gleitenden hin zu einer möglichen fixen Marktprämie zu erwarten sind, ist aus Sicht der Gutachter im aktuellen Strommarktdesign eine gleitende Marktprämie vorteilhaft.

Grundsätzlich sollten möglichst wenig Ausnahmen von der Auktion – seien es *Ausnahmeregelungen für ganze Technologien* oder *De-minimis-Schwellen* innerhalb von Technologien – gemacht werden. Gründe gegen eine Auktion können insbesondere unzureichender Wettbewerb und hohe (Transaktions-) Kosten für Durchführung oder Teilnahme an der Auktion sein. Ein gutes Design der Ausschreibung vorausgesetzt sehen wir diese Herausforderungen weder bei Wind noch bei PV oder Biomasse als prinzipiellen Hinderungsgrund für die Durchführung von

Ausschreibungen. Im Hinblick auf De-minimis-Schwellen empfehlen wir niedrige Grenzwerte in Verbindung mit einem einfachen Auktionsdesign.

Eine *regionale Differenzierung* wie beispielsweise im Referenzertragsmodell für Windenergie an Land ist aus volkswirtschaftlicher Sicht kritisch zu prüfen, da hierdurch in der Regel die Gesamtkosten der EE-Förderung steigen. Zur Erreichung bestimmter politischer Ziele (z. B. gewünschte regionale Verteilung von Anlagen) sollte zunächst untersucht werden, welches das geeignete Instrument ist, um diese Ziele zu erreichen. Insbesondere stellt sich bei einer Fortführung des Referenzertragsmodells die Frage nach der Parametrierung. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf. Von der Einführung von Regionalkomponenten, wie Mindestquoten für bestimmte Regionen, raten wir aus ökonomischer Sicht und aufgrund möglicher rechtlicher Risiken ab.

Die *Steuerung der Realisierungswahrscheinlichkeit* erfolgt über das Zusammenspiel von Kauttionen/Pönalen, Präqualifikationen und Fristen/Vorlaufzeiten. Die Wirkung von materiellen Präqualifikationen und Pönalen ist grundsätzlich ähnlich. Erstere haben jedoch gegenüber Pönalen in der Regel einen Nachteil, wenn Projekte keinen Zuschlag erhalten, da dann die materielle Präqualifikation (zumindest teilweise) verloren ist. Daher empfehlen wir, nicht ausschließlich auf materielle Präqualifikationen zu setzen, sondern Alternativen mit Pönalen zu ermöglichen. Zur Absicherung der Pönalen sollten Kauttionen eingeführt werden, deren Höhe sich an den technologiespezifischen Investitionskosten orientiert. Gleiches gilt für Fristen, bzw. Vorlaufzeiten, die sich an typischen Projektdauern orientieren sollten. Dabei sollten zeitliche Sicherheitspuffer implementiert werden, um Unsicherheiten einzelner Projektschritte und unterschiedliche Ausgestaltungen verschiedener Projekte Rechnung zu tragen. Durch eine Steuerung der Vorlaufzeiten können technische Präqualifikationsbedingungen (teilweise) obsolet werden, da eine kurze Vorlaufzeit einer impliziten Präqualifikation entspricht.

Die *Übertragbarkeit von Förderzertifikaten* bietet in erster Linie den Vorteil, dass dadurch niedrigere Risikoaufschläge und somit auch niedrigere Gebote (und letztlich auch niedrigere Gesamtkosten) ermöglicht werden. Die häufig vorgebrachten Vorbehalte, dass hierdurch ein höheres Risiko von Spekulationen und strategischem Verhalten ermöglicht werden, und dass kleinere Bieter benachteiligt würden, erscheinen aus Gutachtersicht beherrschbar. Allerdings besteht ein Anreiz für Bieter, hohe Zuschläge auf besonders ertragreiche Standorte zu verschieben. Sollte Übertragbarkeit politisch gewünscht werden, sollte sie schrittweise und begleitet von einem Monitoring erfolgen.

Aus Effizienzgründen ist grundsätzlich ein *Wettbewerb der Standorte* einem Wettbewerb um Standorte vorzuziehen. Ein Wettbewerb um bereits vorentwickelte Standorte scheint jedoch aufgrund besonderer Eigenschaften bei der Technologie Windenergie auf See aktuell ein probates Auktionsdesign darzustellen.

Beim Auktionsdesign stellt sich zunächst die Frage nach einem geeigneten *Preisbildungsmechanismus*. Aus Gutachtersicht ist im Rahmen der EE-Auktionen in Deutschland das Einheitspreisverfahren („uniform pricing“) dem Gebotspreisverfahren („pay-as-bid“) überlegen. Unsere Aussagen basieren dabei auf einer umfangreichen Literaturrecherche und –auswertung. Das Einheits-

preisverfahren liefert unter der Grundvoraussetzung eines ausreichenden Wettbewerbs mit hoher Wahrscheinlichkeit angemessene Förderkosten bei vergleichsweise hoher Akteursvielfalt.

Als Alternative zum gegenwärtig wahrscheinlichen Modell eines Höchstpreises bei fester ausgeschriebener Menge kann eine *preissensitive Ausschreibungsmenge* festgelegt werden. Dabei ist die bezuschlagte Menge umso höher, je niedriger der Preis ist. Hierdurch können kurzfristige Preisausschläge begrenzt werden. Gleichzeitig wird strategisches Verhalten durch das Koordinationssignal des Höchstpreises vermieden. Wir schlagen deshalb vor, zunächst mit einer bis zum Höchstpreis fixen Ausschreibungsmenge Erfahrungen zu sammeln und anschließend zu einer preissensitiven Ausschreibungsmenge zu wechseln. Dies sollte dann forciert werden, wenn aufgrund des veröffentlichten Höchstpreises kollusive Koordination stattfindet.

Wir empfehlen, das *Grenzgebot* vorangegangener Auktionen technologiespezifisch zu *veröffentlichen*. Bezüglich der (anonymisierten) Veröffentlichung bezuschlagter Gebote muss für jede Technologie eine Abwägung zwischen dem Nutzen (Verringerung von Informationsasymmetrie und Senkung der Bieterisiken) und dem möglichen Schaden (Förderung von Kollusion) abgewogen werden. Insbesondere bei Auktionen mit geringem Wettbewerb sollte von einer Veröffentlichung abgesehen werden, da hierdurch Kollusion gefördert werden kann. Gleiches gilt für weitere Informationen, aus denen auf das Ausmaß des Wettbewerbs geschlossen werden kann.

1 Hintergrund und Ziele von EE-Auktionen in Deutschland

Im EEG₂₀₁₄ wurde beschlossen, die Förderhöhe für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland zukünftig durch Auktionen zu ermitteln. Damit werden die im April 2014 in Kraft getretenen Umweltbeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission umgesetzt, gemäß derer ab 2017 jegliche EE-Förderung durch Ausschreibungen erfolgen soll.¹

Die grundsätzlichen Ziele, die durch den Ausbau erneuerbarer Energien verfolgt werden, sind dabei weiterhin gültig. Die im EEG₂₀₁₄ genannten Ziele, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung bis zum Jahr 2025 auf 40 – 45 %, bis 2035 auf 55 – 60 % und bis zum Jahr 2050 auf 80 % zu erhöhen,² können grundsätzlich sowohl mit einer staatlich festgelegten Einspeisevergütung verfolgt werden wie auch durch Auktionen. Dennoch gibt es im Detail zahlreiche Unterschiede zwischen Auktionen und einer staatlich festgelegten Einspeisevergütung. Beispielsweise sollen durch die Auktion Informationsasymmetrien reduziert werden, die zwischen Regulator und Investoren bestehen. Im spezifischen Kontext der EE-Auktion in Deutschland erhofft man sich darüber hinaus auch eine höhere Effektivität der Förderung³, d. h. eine genauere Steuerung der gewünschten Zubaumenge, und eine verbesserte Effizienz, d. h. das Erreichen eines gewünschten EE-Ziels zu geringeren volkswirtschaftlichen Kosten.

Neben Effektivität und Effizienz gibt es jedoch weitere, oftmals schwerer zu greifende Ziele, die auch im Zusammenhang mit dem Wechsel auf ein Ausschreibungssystem diskutiert werden. Hierzu zählen beispielsweise die Akteursvielfalt, eine regionale Steuerung des EE-Ausbaus und eine möglichst geringe Belastung der Verbraucher⁴, d. h. ein möglichst niedriger Beschaffungspreis in den EE-Auktionen.

Die entsprechenden Überlegungen der Bundesregierung werden dabei flankiert von einem weltweiten Trend in Richtung Ausschreibungen bei erneuerbaren Energien. IRENA und CEM (2015, S. 15) schreiben in diesem Zusammenhang: ‚[...] auctions have become the most preferred renewable energy support mechanism in an increasing number of countries.‘ So sind zu Beginn des Jahres 2015 weltweit bereits in 60 Ländern Auktionen im Bereich erneuerbarer Energien durchgeführt worden.⁵ In der folgenden Abbildung 1-1 sind die entsprechenden Länder dargestellt. Dabei zeigt sich, dass das Instrument der Auktion nicht nur in Europa, sondern auch in allen anderen wesentlichen Wirtschaftsräumen weltweit eingesetzt wird.

¹ Sollte nachgewiesenermaßen zu geringer Wettbewerb herrschen, die Ausschreibung zu höheren Fördersätzen führen oder es zu weniger Projektrealisierungen kommen, sind hiervon Ausnahmen zulässig.

² Vgl. EEG₂₀₁₄ sowie http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=73930

³ Vgl. dazu auch unsere Ausführungen im Kontext der Photovoltaik in Käso und Müsgens (2014).

⁴ Eine niedrige Belastung der Verbraucher korreliert tendenziell mit einer hohen Effizienz der Auktion. Die Effizienz berücksichtigt darüber hinaus jedoch auch die Produzentenrente.

⁵ Siehe auch ebd., S. 89ff.

Cent/kWh.⁷ Dies lässt sich sowohl mit dem Einpreisen von Risikoaufschlägen erklären als auch damit, dass eine Vergütung von 9,00 €-Cent/kWh momentan kaum Zubau von PV-Freiflächenanlagen anreizt. Allerdings spiegelt sich die heterogene Bieterstruktur nicht unmittelbar im Auktionsergebnis wieder. So konnte ein Unternehmen 40 % der bezuschlagten Leistung auf sich vereinen, während die teilnehmenden Genossenschaften in der ersten Auktion keinen Zuschlag erhielten. Nach nur einer durchgeführten Auktion⁸ ist es allerdings noch zu früh, um endgültige Schlüsse zu ziehen.

Wie oben beschrieben sollen bis zum Jahr 2017 in Deutschland auch für die anderen EE-Technologien Auktionen folgen. Im vorliegenden Gutachten wird analysiert, wie Produkt- und Auktionsdesign beschaffen sein müssen, um die oben beschriebenen Ziele von EE-Auktionen zu erreichen. Hierzu werden in jedem Abschnitt zunächst die wichtigsten generellen Aspekte diskutiert. Anschließend wird – wo dies erforderlich ist – auf technologische Besonderheiten explizit eingegangen.

⁷ Mit 8,48 €-Cent/kWh wurde auch ein deutlich niedrigeres Gebot bezuschlagt

⁸ Die Ergebnisse der zweiten Auktion am 1. August 2015 waren zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Gutachtens noch nicht bekannt.

2 Produktdesign

Das Produktdesign beantwortet insbesondere die Frage: Was wird auktioniert? Die Aufgabe, das versteigerte Produkt möglichst exakt zu definieren, stellt sich natürlich bei jeder Ausschreibung. Im Zusammenhang mit EE-Auktionen sind diesbezüglich mehrere spezielle Fragen zu beantworten:

- Worauf wird geboten?
- Was wird vergütet?
- Werden Regionalkomponenten implementiert? Diese Frage ist insbesondere relevant für Windanlagen an Land.
- Welche Präqualifikationsleistungen hat ein Bieter zu erbringen, der sich an der Auktion beteiligt?
- Welche Pönale fällt an, wenn bezuschlagte Gebote nicht realisiert werden?
- Innerhalb welches Zeitraums müssen erfolgreiche Gebote realisiert werden, d. h. bis wann müssen die EE-Anlagen in Betrieb sein?
- Dürfen Zuschläge auf andere Projekte oder Bieter übertragen werden?

Diese Fragen werden im Folgenden diskutiert. Dabei wird in jedem Einzelfall darauf eingegangen, welche technologiespezifischen Besonderheiten es im Einzelnen gibt und in wie fern diese eine besondere Anpassung des Produktdesigns erfordern.

2.1 Zusammenspiel der einzelnen Faktoren in ihren Auswirkungen

Obwohl die vorgenannten Fragen nacheinander beantwortet werden, ist eine strikte Trennung nicht sinnvoll, da eine Vielzahl von Wechselwirkungen zwischen einzelnen Elementen bestehen. Sowohl aus Sicht des Auktionators als auch aus Sicht der Bieter kann das Produkt deshalb letztlich nur als Ganzes bewertet werden.

Aus Sicht potentieller Bieter stellt sich die Kernfrage, ob sie sich überhaupt an einer Auktion beteiligen sollen. Letztlich sind dafür vor allem die erwarteten Erlöse wichtig, die sich aus einer Teilnahme ergeben. Dabei berücksichtigen die Bieter sowohl die Kosten für die Auktionsteilnahme, die sowohl mit als auch ohne Zuschlag anfallen, als auch die erwarteten Erlöse, die aus einem Zuschlag resultieren. Bei der Entscheidung werden damit auch die Einschätzungen der relativen eigenen Stärken und Schwächen im Verhältnis zum potentiellen Wettbewerb berücksichtigt, da diese für die Schätzung der Höhe des durchsetzbaren Gebots mitentscheidend sind.⁹

Auch für den Auktionator gilt es Wechselwirkungen zwischen den Elementen der Ausschreibung zu berücksichtigen. Zunächst einmal entspricht die im Erwartungswert zugebaute Menge

⁹ Selbst eine zunächst als nachteilig empfundene Regelung kann aus Sicht des Bieters deshalb von Vorteil sein, wenn davon ausgegangen wird, dass andere Bieter noch stärker darunter leiden und diese deshalb ihre Gebote deutlich erhöhen (oder sogar abgeschreckt werden). Derartige Überlegungen, die jeder potentielle Bieter anstellen sollte, erhöhen natürlich die Komplexität.

$E(Q_{EEG})$, die als Benchmark für die Effektivität der Auktion dient und die dem Zubaukorridor des EEG₂₀₁₄ entsprechen sollte, dem Produkt aus ausgeschriebener Menge Q_A und der Realisierungswahrscheinlichkeit $p(Q_A)$:

$$E(Q_{EEG}) = p(Q_A) * Q_A$$

Eine höhere Realisierungswahrscheinlichkeit kann somit eine niedrigere Ausschreibungsmenge kompensieren – und umgekehrt. Die Realisierungswahrscheinlichkeit hängt wiederum von anderen Parametern ab – und lässt sich über deren Ausgestaltung steuern. So ergibt sich die Realisierungswahrscheinlichkeit im Zusammenspiel von technischer Präqualifikation, Kautionshöhe, Übertragbarkeit, und Realisierungsfristen. Die Ausgestaltung dieser Parameter beeinflusst jedoch wiederum den Wettbewerb, der in einer Auktion erwartet werden kann, und die Kosten der Bieter und damit die Höhe der Gebote und letztlich auch die Kosten der Verbraucher.

Beim Produktdesign müssen die einzelnen Faktoren also unter Berücksichtigung ihrer Wechselwirkungen austariert werden. Auf die spezifischen Zusammenhänge dieser Faktoren wird im Folgenden an den entsprechenden Stellen detailliert eingegangen.

2.2 Ausschreibungs- und Vergütungsgegenstand: Leistung oder Arbeit

Bei der Anwendung von Ausschreibungsmodellen für erneuerbare Energien wird eine zentral festgelegte Menge an Anspruchsberechtigungen an die Marktteilnehmer versteigert. Erfolgreiche Bieter in der Auktion erhalten die Anspruchsberechtigungen und gehen dafür in der Regel die Verpflichtung ein, entweder eine bestimmte Kapazität an Leistung zu installieren (Ausschreibung der Leistung bspw. in MW) oder eine bestimmte Menge Strom aus neu errichteten EE-Anlagen zu liefern (Ausschreibung der Arbeit bspw. in MWh). Dies entspricht dem Ausschreibungsgegenstand.¹⁰

Durch die ersteigerte Anspruchsberechtigung haben die erfolgreichen Bieter anschließend das Recht auf die Zahlung einer Vergütung bei Errichtung der entsprechenden Kapazität (Vergütung der Leistung bspw. in €/MW) oder bei erfolgter Lieferung der entsprechenden Menge Strom (Vergütung der Arbeit bspw. in €/MWh). Bei der Anspruchsberechtigung kann es sich somit um die Zahlung eines festen Vergütungssatzes (Festpreisvergütungssystem), um die Zahlung einer fixen oder variablen Prämie (Prämiensysteme) oder um die Zahlung einer Leistungsprämie bzw. eines Investitionskostenzuschusses handeln. Die Höhe der Förderung wird auf Basis der Gebote der Bieter bestimmt. Dies entspricht dem Vergütungsgegenstand.

Wir werden im Folgenden zunächst auf den Ausschreibungsgegenstand näher eingehen und dann auf den Vergütungsgegenstand.

¹⁰ Grundsätzlich sind hier auch weitere Ausschreibungsgegenstände denkbar. So könnte man bspw. auch einzelne Flächen für Photovoltaikanlagen oder Windparks oder einzelne Projekte wie bspw. konkrete Windparks ausschreiben (vgl. hierzu den Abschnitt 2.9). Der Fokus dieses Abschnitts liegt auf der Ausschreibung von Leistung und Arbeit.

2.2.1 Ausschreibung von Leistung oder Arbeit

Unter der theoretischen Annahme perfekter Voraussicht würde eine Ausschreibung von Leistung und Arbeit grundsätzlich zum gleichen Ergebnis führen. Dazu müssen dem Auktionator jedoch die anlagenspezifischen Volllaststunden und Kosten bekannt sein. Sofern unter dieser Voraussetzung Leistung ausgeschrieben wird, sind gleichzeitig auch die Angebotskurve und die daraus resultierende Strommenge bekannt.

In der Praxis ist diese perfekte Voraussicht jedoch nicht gegeben, da sowohl die tatsächlichen Volllaststunden (insbesondere bei dargebotsabhängigen EE-Technologien) als auch die Kosten den Akteuren nicht vollständig bekannt sind. Daher wirken sich die genannten Ausgestaltungsoptionen unterschiedlich auf die Anreize und Ergebnisse einer Ausschreibung aus. Im Folgenden werden die jeweiligen Vorteile der unterschiedlichen Ausgestaltungsoptionen dargestellt.¹¹

Vorteile einer **Ausschreibung von Leistung**:

- **Kohärenz mit politisch definierten EE-Zielen:** Sofern das politisch definierte Ausbauziel für erneuerbare Energien auf dem Zubau von Leistung basiert, kann dieses Ziel mit der Ausschreibung von Kapazität im Vergleich zur Ausschreibung von Arbeit zielgenauer erreicht werden. In § 3 des derzeit gültigen EEG₂₀₁₄ sind für die Technologien Windenergie an Land, Windenergie auf See, Photovoltaik und Biomasse konkrete jährliche, leistungsbezogene Ausbauziele definiert. Allerdings besteht gleichzeitig in § 1 EEG₂₀₁₄ ein übergeordnetes Ziel eines bestimmten Anteils der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung. Diese Mengenziele sind jedoch lediglich als Bandbreite und lediglich für die Jahre 2025 und 2035 definiert und somit unkonkreter als die in § 3 EEG festgelegten jährlichen Ausbaupfade.
- **Kein Risiko durch erforderliche Lieferverpflichtung:** Im Gegensatz zu einer Ausschreibung von Arbeit müssen bei der Ausschreibung von Leistung durch den Auktionator keine fixen Strommengen festgelegt bzw. durch die Bieter eingehalten werden. Der erforderliche Nachweis einer bestimmten Strommenge für den Erhalt der Vergütung erhöht aufgrund der unsicheren zukünftigen Auslastung das Risiko insbesondere für dargebotsabhängige Technologien. Dieses Risiko wird umso höher, je restriktiver die zeitliche Vorgabe der Lieferverpflichtung ist. So ist das Risiko beispielsweise bei einer jährlichen Lieferverpflichtung für dargebotsabhängige Technologien höher als bei einer Limitierung der Gesamtfördermenge über einen Zeitraum von 20 Jahren, da sich über 20 Jahre ertragreiche und -arme Jahre ausgleichen. Um seine Lieferverpflichtung am Ende des Jahres mit einer hohen Wahrscheinlichkeit erfüllen zu können, wird der Anlagenbetreiber ggf. zur Ermittlung seines Gebotspreises seine Abschätzung bzgl. der jährlichen Volllaststunden nach unten korrigieren, um das Risiko der Nichterfüllung zu vermindern. Zudem erhöht sich der Regulierungsaufwand, da zusätzliche Fragen bspw. bzgl. der operativen Umsetzung bei Über- bzw. Untererfüllung der Lieferverpflichtung zu klären sind.

¹¹ Vgl. im Folgenden bspw. Agora Energiewende (2014), Frontier Economics (2014), Ecofys et al. (2015).

- Zeitnahe Kontrolle der Investitionspflicht gegeben: Bei einer Ausschreibung von Leistung kann die Erfüllung der Fördervoraussetzung, das Errichten der Anlage, zeitnah und einfach durch den Regulator geprüft werden. Im Fall einer erzeugungsbasierten Ausschreibung ist die Erfüllung der Erzeugungsverpflichtung nicht direkt bzw. nur zeitlich verzögert möglich. Im extremen Fall einer mengenbasierten Ausschreibung mit einer Gesamterzeugungsmenge kann die Kontrolle der Erfüllung der Lieferverpflichtung erst am Ende des Förderzeitraums bspw. nach 20 Jahren erfolgen. Um glaubwürdige Sanktionen gewährleisten zu können, müssten die EE-Betreiber verpflichtet werden, bereits frühzeitig die prinzipielle Eignung nachzuweisen bzw. zu plausibilisieren. Dies wiederum führt zu einem erhöhten Regulierungsaufwand.

Vorteile einer **Ausschreibung von Arbeit**:

- Vorhersagesicherheit über die tatsächlich erzeugte Strommenge: Bei der Ausschreibung von Arbeit wird eine bestimmte zu erreichende Strommenge festgelegt, zu deren zielgenauem Erreichen die Erzeuger verpflichtet sind. Sofern das Ziel des Regulators das Erreichen einer bestimmten EE-Stromerzeugungsmenge – und nicht einer Leistung – ist, kann dies durch die Ausschreibung von Arbeit eher gewährleistet werden als durch die Ausschreibung von Leistung.

2.2.2 Vergütung von Leistung oder Arbeit

Sowohl bei einer Ausschreibung von Leistung als auch von Arbeit kann die daran anknüpfende Vergütung ebenfalls leistungs- oder mengenbasiert sein. Zudem sind Mischformen denkbar, bei denen der Ausschreibungsteilnehmer sowohl einen Leistungs- als auch einen Arbeitspreis bietet. Im folgenden Abschnitt werden die jeweiligen Vorteile einer Vergütung von Leistung bzw. Arbeit herausgearbeitet und die Herausforderungen von möglichen Mischformen dargestellt.¹²

Vorteile einer **Vergütung von Leistung**:

- Systemdienliches Verhalten: Da in diesem System nicht die Einspeisung bspw. in Form einer Marktprämie gefördert wird sondern die Leistung, konzentriert sich die Stromerzeugung im Wesentlichen auf Zeiträume, in denen der Strompreis höher ist als die variablen Kosten der jeweiligen Anlage. Für die dargebotsabhängigen EE-Technologien sind die variablen Kosten zumeist sehr niedrig, für die Biomasse werden sie maßgeblich durch die Brennstoffkosten bestimmt. Daraus folgt ein Anreiz für die Anlagen, in Zeiten hohen Bedarfs und damit hoher Strompreise zu erzeugen und in Zeiten geringen Bedarfs und niedriger Strompreise abzuschalten. Insbesondere für Technologien mit signifikanten variablen Kosten (z. B. Brennstoffkosten bei Biomasse) besteht ein Anreiz zur bedarfsgerechten Einspeisung, da lediglich in denjenigen Stunden Strom erzeugt werden würde, in denen der Strompreis höher ist als die variablen Kosten. Für alle EE-Technologien sind so Anreize zur Einspeisung bei negativen Strompreisen ausgeschlossen, da in diesem Fall Verluste anfallen würden. Außerdem besteht ein Anreiz, sich ana-

¹² Vgl. im Folgenden bspw. Agora Energiewende (2014), Frontier Economics (2014), Ecofys et al. (2015).

log zu nicht geförderten konventionellen Kraftwerkstechnologien bspw. auch an anderen Märkten wie dem Regelenergiemarkt zu optimieren und einen aus Sicht des Regulators gewünschten Beitrag zur Erhöhung der Systemsicherheit zu leisten.

Vorteile einer **Vergütung von Arbeit**¹³:

- Anreiz einer hohen Gesamtstromerzeugung: Bei einer Vergütung der erzeugten Strommenge erwirtschaftet der Anlagenbetreiber seine Erlöse vollständig durch seine Einspeisung. Somit hat der Anlagenbetreiber ein Interesse an der Maximierung seiner Strommenge. Gegenüber der Vergütung von Leistung ist zu erwarten, dass die Gesamtstrommenge aus erneuerbaren Energien somit höher liegt und insgesamt für den Regulator besser prognostizierbar ist.¹⁴ Dies ist insbesondere deshalb sinnvoll, da die grundsätzliche Logik der EE-Förderung primär darauf basiert, negative externe Effekte (Feinstaubemissionen, ggf. weitere Emissionen, ...) der konventionellen Stromerzeugung zu vermeiden. Diese Vermeidung korreliert aber offensichtlich besser mit der Gesamtstromerzeugung als mit der installierten Leistung.
- Anreiz einer hohen Anlagenverfügbarkeit: Aufgrund der Abhängigkeit der Vergütung von der tatsächlichen Stromerzeugungsmenge ist der Anlagenbetreiber bei einer Vergütung von Arbeit an einer aus Sicht des Regulators gewünschten hohen Anlagenverfügbarkeit interessiert. Umgekehrt besteht im Falle einer Vergütung von Leistung je nach Förderhöhe der Anreiz, eine EE-Anlage mit möglichst geringen Investitionskosten je kW_{el} zu errichten, ohne dass zwangsläufig eine entsprechende Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien zur Erfüllung von Mengenzielen gewährleistet sein muss. Es besteht somit bei der Vergütung von Leistung ein Trade-Off zwischen den für eine Gewährleistung einer dauerhaften Anlagenverfügbarkeit erforderlichen Kapitalkosten und den erwarteten Erlösen auf dem Großhandelsmarkt für Strom. Zusätzliche Spezifikationen von Anlagentypen oder Mindestanforderungen an Volllaststunden können die Unsicherheiten bzgl. solcher gelegentlich als ‚Pappanlagen‘ bezeichneten Auslegungen zwar reduzieren, aber nicht vollständig lösen.
- Anreiz einer effizienteren Anlagenauslegung: Bei einer arbeitsbezogenen Vergütung ist von einer aus Sicht des Regulators gewünschten vergleichsweise effizienten Auslegung bspw. von Windenergie- oder Biogasanlagen auszugehen, da ein Anreiz zur Einspeisemaximierung besteht. Im Fall einer leistungsbezogenen Vergütung besteht hingegen der Anreiz, die für die Förderung maßgebliche Leistungsgröße gegenüber anderen Anlagenkomponenten über zu dimensionieren.

¹³ Zusätzliche detaillierte Vorgaben erhöhen die Anforderungen an die Regulierung und den administrativen Aufwand bei der Kontrolle der Einhaltung dieser Vorgaben. Regulierungsfehler und die Ausnutzung von Missbrauchspotenzial sind vor diesem Hintergrund eine Herausforderung bei Ausschreibungen auf Basis der installierten Leistung.

¹⁴ Hierbei sei einschränkend erwähnt, dass bei Ausschreibung von Arbeit und Vergütung von Leistung die Gesamterzeugungsmenge ebenfalls gut prognostizierbar ist, da eine Lieferverpflichtung besteht. Die Vorhersagbarkeit ist dabei umso höher, je häufiger die Perioden der Lieferverpflichtung sind.

Neben den reinen Vergütungsoptionen in Form von Leistung oder Arbeit sind auch Mischformen möglich. Derzeit werden insbesondere zwei Ausprägungen für derartige Mischformen diskutiert:

Die erste Ausprägung ist die Kombination eines Leistungspreises mit einem Arbeitspreis. Ein Teil der Förderung würde dann für Leistung bezahlt, ein Teil für Arbeit. Durch eine solche Kombination kann der Regulator ggf. zielgerichteter steuernd in den Zubau eingreifen. Wie bereits erläutert, würde bei einer reinen Vergütung der Leistung zwar ein hoher Anreiz zur systemdienlichen Erzeugung bestehen, allerdings bestünde gleichzeitig der Anreiz der Errichtung von Anlagen mit geringen Investitionskosten und einer geringen Anlagenverfügbarkeit bzw. -auslastung. Umgekehrt würde bei einer reinen Vergütung der Erzeugung zwar die Auslastung der EE-Anlage möglichst maximiert werden, jedoch würden sich die Anlagen ggf. weniger systemdienlich verhalten. Durch Vergütung sowohl der Leistung als auch der Arbeit könnte der Regulator versuchen, die jeweiligen Vor- und Nachteile zu gewichten bzw. die Zuschlagsreihenfolge zu beeinflussen. Im Falle einer Ausschreibung eines reinen Leistungspreises kann sich die Zuschlagsreihenfolge für die gleichen Anlagen gegenüber einer Ausschreibung eines reinen Arbeitspreises unterscheiden. Je nachdem, wie der Regulator bei Kombination den Arbeits- und Leistungspreis gewichtet, liegt die Zuschlagsreihenfolge dann zwischen den beiden Varianten.

Eine zweite Mischform ist die Festlegung eines maximal zu vergütenden Arbeitsvolumens je Leistungseinheit. Dieses Arbeitsvolumen kann jährlich vorgegeben werden, aber auch über die gesamte Lebensdauer der Anlage definiert werden. Insbesondere bei einem relativ geringen vorgegebenen ‚Arbeitsbudget‘, das jährlich gemessen wird, bewegt sich das Vergütungssystem von der vollständigen Arbeitsvergütung in Richtung einer Leistungsvergütung. Der Anreiz für die Anlagenbetreiber, die Stromproduktion bei negativen Preisen abzusenken, steigt.

Die Ausgestaltung beider Mischformen ist in unterschiedlichen Varianten denkbar. Maßgeblich ist, welche Ziele der Regulator verfolgt. Beispielsweise könnte dieser daran interessiert sein, dass steuerbare EE-Anlagen nur in Stunden mit hohem Verbrauch erzeugen und ansonsten als (Backup-) Leistung bereitstehen. Demgegenüber könnte es aber auch im Interesse des Regulators sein, dass (steuerbare) Anlagen grundsätzlich mit hoher Auslastung erzeugen, jedoch in Stunden erheblichen Überangebots bzw. sehr niedriger/negativer Strompreise abschalten.

Grundsätzlich erhöhen Mischformen aus erzeugungs- und leistungsbasierter Vergütung die Komplexität des Ausschreibungssystems. Sie können jedoch die Vorteile der beiden Modelle mit unterschiedlichen Gewichtungen kombinieren, beinhalten dann jedoch auch die Nachteile der jeweiligen Variante. Bei der Ausgestaltungsvariante mit zwei Gebotskomponenten (Arbeits- und Leistungspreisgebot) muss sich der Regulator überlegen, auf welcher Basis der beiden Gebote der Zuschlag erteilt wird. Bei der Zuschlagserteilung wird also eine Gewichtung der beiden Komponenten erforderlich. Aus Sicht der Bieter müssen die addierten Einnahmen aus beiden Komponenten die Investition in die jeweilige Anlage finanzieren. Die höhere Komplexität könnte insbesondere kleine Bieter davon abhalten, an der Ausschreibung teilzunehmen.

2.2.3 Einschätzung der Gutachter

Das Bundeswirtschaftsministerium geht in seinem Eckpunktepapier¹⁵ grundsätzlich von einer Ausschreibung von Leistung und einer Vergütung von Arbeit aus. Die Vergütung erfolgt auf Basis des derzeitigen Systems der Marktprämie. Es ist nicht zu erwarten, dass dieser Punkt bei der EEG-Reform (EEG₂₀₁₆) noch einmal zur Diskussion gestellt wird (im wissenschaftlichen Gutachten zum Eckpunktepapier wird dieser Aspekt als ‚Prämisse‘ für die dort vorgetragene Überlegung vorausgesetzt, vgl. Ecofys et al. 2015, S. 18).

Zumindest kurz- und mittelfristig entspricht dieses Vorgehen auch der Einschätzung der Gutachter. Eine arbeitsbasierte Vergütung ist kompatibel mit dem Ziel des EEG, den EE-Anteil an der Stromerzeugung stetig zu steigern – und einen möglichst hohen Output aus den vorhandenen Anlagen zu generieren. Durch eine leistungsorientierte anstelle einer arbeitsbasierten Vergütung könnte allerdings eine höhere Systemdienlichkeit erreicht werden, indem Anlagen in Zeiten niedriger oder sogar negativer Strompreise einen stärkeren Anreiz zur Abschaltung hätten. Allerdings ist eine leistungsorientierte Vergütung wiederum mit Nachteilen insbesondere aufgrund einer absehbaren geringeren Anlagenverfügbarkeit verbunden.

2.3 Gleitende oder fixe Marktprämie

Entscheidet sich der Regulator für die Vergütung von Arbeit, so sind hierbei unterschiedliche Varianten denkbar. Neben der Möglichkeit fester Einspeisetarife, die eine vom Strompreis unabhängige Förderung bedeuten, kann die Vergütung auch in Form einer Marktprämie erfolgen. Dabei wird die EE-Erzeugung durch die Anlagenbetreiber oder aggregierende Intermediäre (sogenannte ‚Direktvermarkter‘) am Großhandelsmarkt für Strom vermarktet. Die erzielbaren Erlöse auf dem Großhandelsmarkt reichen jedoch derzeit nicht aus, um EE-Anlagen zu finanzieren. Deshalb wird den EE-Anlagen eine zusätzliche Vergütung für erzeugte Arbeit gewährt. Diese weitere Vergütung wird als Marktprämie bezeichnet. Die Marktprämie soll also die Lücke zwischen den Kosten erneuerbarer Energien und den auf dem Strommarkt erzielbaren Einnahmen schließen.

Mit dem EEG₂₀₁₂ erfolgte in Deutschland die Einführung einer solchen Marktprämie. Gegenüber einer reinen Einspeisevergütung war damit insbesondere der Wunsch nach einer verbesserten Systemintegration von EE-Erzeugung verbunden. So besteht aus Sicht der Anlagenbetreiber in der reinen Einspeisevergütung der wesentliche Anreiz in der Maximierung der Stromerzeugung. Im Marktprämiensystem gibt die Kopplung mit dem Strompreis dagegen einen Anreiz für systemdienliches Verhalten, beispielsweise zur Reduktion der Einspeisung bei negativen Preisen (siehe unten). Im Gegensatz zur reinen Einspeisevergütung übernehmen EE-Direktvermarkter im Marktprämiensystem auch Bilanzkreisverantwortung. Daraus resultiert beispielsweise ein Anreiz zur Fahrplanteue, woraus wiederum ein Anreiz folgt, die Erzeugung möglichst optimal zu prognostizieren.

¹⁵ BMWi (2015h).

Ein Marktprämiensystem kann unterschiedlich ausgestaltet werden. Diskutiert werden in Deutschland insbesondere zwei Ausprägungen: Zum einen eine ‚fixe Prämie‘. In diesem Fall erhalten die Anlagenbetreiber zusätzlich zum Großhandelspreis eine fixe Zahlung in € je MWh. Die Höhe dieser Zahlung kann in diesem Modell auch Gegenstand der Ausschreibung sein, d. h. die Bieter, die im Rahmen der Auktion die niedrigste fixe Prämie bieten, erhalten den Zuschlag, da sie die EE-Anlagen zu niedrigsten (Mehr-)Kosten verwirklichen.

Zum anderen kann die Marktprämie als sogenannte ‚gleitende Marktprämie‘ ausgestaltet werden. Dieses Modell ist auch im EEG₂₀₁₄ implementiert. In dieser Ausprägung wird den Bietern eine feste Gesamtzahlung (als Summe aus Großhandelspreis für Strom und Marktprämie) zugesichert. Die ausgezahlte Marktprämie verändert sich im derzeitigen System in Abhängigkeit des durchschnittlichen Strompreises sowie der Marktwertfaktoren. Steigt der durchschnittliche energieträgerspezifische Marktwert des erzeugten Stroms, so sinkt die gleitende Marktprämie und umgekehrt.

Die wissenschaftlichen Empfehlungen zum Ausschreibungsdesign des BMWi diskutieren die Frage fixe oder gleitende Marktprämie nicht. Dort wird die gleitende Marktprämie als Prämisse gesetzt (vgl. Ecofys et al. 2015, S. 2). Das Eckpunktepapier (BMWi 2015h, S. 5) schreibt: ‚Gegenstand der Ausschreibung ist die gleitende Marktprämie, wie sie im EEG 2014 vorgesehen ist.‘ Allerdings schreiben die wissenschaftlichen Empfehlungen auch: ‚Diese Prämissen werden in einem weiteren Papier des Konsortiums zu einem späteren Zeitpunkt [...] noch einmal detaillierter diskutiert und bewertet.‘ Im Vorgriff auf diese Stellungnahme und als Beitrag zur politischen Diskussion dieser Frage werden wir deshalb im Folgenden die beiden Varianten einer Marktprämie analysieren.

2.3.1 Bedarfsgerechte Erzeugung und negative Preise

Grundsätzlich spiegeln die Strompreise den Wert von elektrischer Energie wider. Sind die Strompreise hoch, so hat das Elektrizitätssystem eine hohe Wertschätzung für weitere elektrische Energie. Sind die Strompreise niedrig, so ist elektrische Energie nicht knapp. Diese Grundlogik gilt für jede elektrische Kilowattstunde – unabhängig davon, ob sie in konventionellen thermischen Kraftwerken erzeugt wird oder in EE-Anlagen.

Da das Großhandelspreissignal im Marktprämiensystem – im Gegensatz zur festen Einspeisevergütung – berücksichtigt wird, entfaltet es eine steuernde Wirkung auf die Stromerzeugung der EE-Anlagen. Sowohl in der gleitenden als auch in der fixen Marktprämie erhalten Anlagenbetreiber/Direktvermarkter den Anreiz zur Optimierung der Werthaltigkeit des von ihnen erzeugten Stroms. Es lohnt sich für sie, dann Strom zu erzeugen, wenn der Strompreis hoch ist.

Zu analysieren ist allerdings, wie groß dieses Signal in der jeweiligen Ausgestaltungsvariante in der Praxis ist und ob hierbei signifikante Unterschiede zwischen gleitender und fixer Marktprämie bestehen. Obwohl die Investoren primär das Ziel verfolgen, die Gesamtrendite eines Projektes zu maximieren, lassen sich drei Leitfragen ableiten, die die Rückwirkungen des Strompreissignals auf die Anlagenauslegung untergliedern:

1. Wann wird investiert?
2. In welche Anlagenauslegung wird investiert?

3. Wie erfolgt in bestehenden Anlagen die Einsatzentscheidung?

Die erste Frage berührt einen der wesentlichen Unterschiede zwischen der fixen und der gleitenden Marktprämie. Wir haben bereits auf den Zusammenhang zwischen Strompreis und Wert der EE-„Graustromenergie“ hingewiesen. Diese Grundlogik gilt auch langfristig. Bei hohen zukünftigen Strompreisen haben zusätzliche Investitionen in erneuerbare Energien und die daraus resultierende Stromerzeugung ceteris paribus einen höheren Gesamtwert als bei niedrigen Strompreisen. Eine fixe Marktprämie stellt diese grundsätzliche Kopplung her: Erwarten die Investoren steigende Strompreisniveaus, so investieren sie bei einer fixen Marktprämie stärker in den Ausbau erneuerbarer Energien als in Erwartung fallender Strompreise. Diese Reaktion ist aus Sicht des Gesamtsystems positiv, da zusätzliche elektrische Energie bei hohen Strompreisen dringlicher benötigt wird als in einem System mit Überkapazitäten.

Diese Lenkungswirkung ist in der gleitenden Marktprämie nicht (oder nur sehr abgeschwächt) vorhanden. Dort wird ja genau der Zusammenhang zwischen Strompreisniveau und EE-Förderung über die Anpassung der gleitenden Marktprämie negiert.

Allerdings hat der Regulator im EEG₂₀₁₄ in Form der Zubaukorridore technologiescharfe Mengenziele für den jährlichen EE-Ausbau implementiert. Diese Mengenziele sind jedoch preisunabhängig formuliert. Der beschriebene Zusammenhang zwischen Strompreis und EE-Ausbau in der fixen Marktprämie liefe also ins Leere.

Für die zweite Frage gehen wir davon aus, dass – wie im EEG₂₀₁₄ vorgesehen – die EE-Gesamterzeugung technologiespezifisch fixiert ist. Die Frage ist dann, wo die jeweiligen Anlagen errichtet werden und wie sie ausgelegt werden (bei Windkraftanlagen beispielsweise Generator, Rotorfläche, Turmhöhe, bei PV Süd oder Ost/West-Ausrichtung). Durch die Wahl dieser Parameter beeinflussen die Investoren schon mit der Investitionsentscheidung Zeitpunkt und Menge des voraussichtlich erzeugten Stroms. Investoren haben dabei in beiden Varianten der Marktprämie einen Anreiz, Anlagen zu errichten, die dann Strom erzeugen, wenn der erwartete Marktwert möglichst hoch ist. Das ist dann der Fall, wenn das Stromangebot knapp ist. Durch diese Kopplung haben Anlagen im Marktprämiensystem sowohl bei gleitender als auch bei fixer Prämie einen Anreiz zu systemdienlichem Verhalten.

Im Hinblick auf die dritte Frage ist es optimal, wenn EE-Anlagen produzieren, deren Grenznutzen die Grenzkosten übersteigt. Der Grenznutzen beinhaltet den Strompreis. Zusätzlich umfasst er bei EE-Anlagen auch den Wert dafür, dass der Strom „grün“ und nicht „grau“ hergestellt wurde. Hierunter fallen sowohl nicht korrekt eingepreiste negative externe Effekte der vermiedenen konventionellen Erzeugung (z. B. Feinstaubemissionen) als auch positive externe Effekte der Erzeugung von EE-Strom.¹⁶

¹⁶ Eine Quantifizierung der relevanten externen Effekte erfordert weitere Forschung. Eine Annäherung an die Größenordnung kann beispielsweise durch die Mehrkosten einer alternativen Erzeugung der gleichen Energiemenge zu einem anderen Zeitpunkt erfolgen.

Hier können zwei Richtungen unterschieden werden: a) speisen die EE-Anlagen ein, wenn der Strompreis hoch ist (und damit in der Regel der Grenznutzen die Grenzkosten übersteigt) und b) drosseln EE-Anlagen die Produktion, wenn der Grenznutzen die Grenzkosten unterschreitet?

Frage a) kann für steuerbare EE-Anlagen (Wasserkraft und Biomasse) in der Regel mit ‚ja‘ beantwortet werden. Für nicht (oder nur eingeschränkt) steuerbare EE-Anlagen (Wind und PV) ist diese Frage mit ‚nur eingeschränkt‘ zu beantworten, da auch bei sehr hohen Strompreisen nicht eingespeist werden kann, wenn der Wind nicht weht oder die Sonne nicht scheint. Ein grundlegender Unterschied zwischen der gleitenden und der fixen Marktprämie besteht hierbei nicht.

Die Antwort auf Frage b) ist im Hinblick auf die Abregelung bei negativen Strompreisen relevant. Negative Marktpreise zeigen einen Mangel an Nachfrage bzw. ein Überangebot von Strom an Erzeugungsanlagen, deren Grenzkosten höher sind als der Grenznutzen, sollten in diesem Fall die Produktion einstellen. Sowohl in der gleitenden als auch in der fixen Marktprämie besteht ein Anreiz zur Abregelung, sowie der Betrag des negativen Strompreises unter die Marktprämie fällt.

Allerdings bestehen Unterschiede im Detail. Einerseits wäre bei einer fixen Marktprämie die resultierende Marktprämie voraussichtlich höher, da Bieter das höhere Strompreisrisiko einpreisen. Andererseits korrelieren negative Strompreise in der Regel auch mit niedrigeren durchschnittlichen Gesamtstrompreisniveaus – und bei niedrigeren Gesamtstrompreisniveaus hat die fixe Marktprämie in reiner Form weniger Investitionen und damit auch weniger EE-Einspeisung zur Folge.

2.3.2 Strompreisrisiko

Eine zentrale Frage für die Analyse eines Fördersystems für erneuerbare Energien ist die Übernahme von (Strom-)Preisrisiken. Bei festen Einspeisetarifen ist die Vergütung für Investoren praktisch strompreisunabhängig.¹⁷ Die entsprechenden Risiken werden hier von den Investoren zu den Verbrauchern verlagert. In den meisten Märkten werden die Preisrisiken dagegen von den Investoren getragen. Dieser Grundlogik folgt die fixe Marktprämie. Hier wirkt sich bei der Vermarktung des erzeugten Stroms jede Preisänderung unmittelbar und eins zu eins auf die Erlöse des Anlagenbetreibers aus. Im Rahmen der fixen Marktprämie liegt das volle (kurz-, mittel- und langfristige) Preisrisiko des Strommarktes zunächst bei den Betreibern von EE-Anlagen. Genau wie in anderen Märkten auch versuchen diese jedoch, dieses über die Preise bzw. die Gebote in der Auktion an die Kunden weiterzugeben, soweit der Wettbewerb dies zulässt.

Die gleitende Prämie des derzeitigen EEG liegt zwischen diesen beiden Varianten. Die Höhe der gleitenden Prämie orientiert sich im EEG₂₀₁₄ nämlich nicht an der individuellen, anlagenspezifischen Einspeisung, sondern am Durchschnitt der Einspeisung aller Anlagen der gleichen Erzeugungstechnologie. Deshalb kommt es für die einzelne Anlage darauf an, ob der Marktwert des Stroms oberhalb oder unterhalb dieses Durchschnitts liegt. Das derzeitige System der gleitenden Marktprämie verlagert zwar den größeren Teil des Strompreisrisikos von den EE-

¹⁷ Dies gilt natürlich nur für den Zeitraum, in dem die Einspeisevergütung gewährt wird.

Anlagenbetreibern zu den Verbrauchern, durch diese Bezugnahme auf den Durchschnittswert der Erzeugung besteht jedoch in der Differenz des individuellen Einspeiseprofiles gegenüber dem für die Berechnung der Marktprämie maßgeblichen Marktwertfaktor ein (vergleichsweise geringes) Preisrisiko für den EE-Betreiber. Ein weiteres Preisrisiko übernehmen die EE-Anlagenbetreiber insbesondere bei der Windenergie. Sowohl bei Windenergie an Land als auch bei Windenergie auf See wird der Fördersatz abhängig von der Standortqualität einige Jahre nach Inbetriebnahme abgesenkt. Je nach Entwicklung der Strompreise besteht dabei eine realistische Chance, dass die Strompreise mittel- und langfristig über den verbleibenden Fördersatz steigen und die Marktprämie deshalb faktisch auf null fällt. In einer Ausschreibung berücksichtigen rationale Bieter die entsprechenden Chancen in ihren Geboten.

Investoren auf Strommärkten benötigen also auch heute schon langfristige Strompreisschätzungen. Dies gilt sowohl für konventionelle Anlagen als auch für EE-Anlagen, insbesondere für Windanlagen. Die Bedeutung einer guten Strompreisprognose ist jedoch bei Ausschreibung einer fixen Marktprämie höher als bei einer gleitenden Prämie.

Langfristige Preisprognosen sind mit hohen Risiken verbunden, insbesondere wenn sie in einem so stark von regulatorischen Maßnahmen betroffenen Umfeld wie dem Strommarkt getroffen werden. Es ist möglich, dass sich insbesondere kleinere und neue Akteure dieser Herausforderung nicht gewachsen fühlen und sich eine fixe Marktprämie für neue Akteure als Markteintrittsbarriere herausstellt. Zudem können durch die höhere Unsicherheit Ineffizienzen entstehen, wenn Bieter mit relativ schlechten Standorten einen Zuschlag allein aufgrund einer besonders optimistischen Strompreisprognose erhalten.

Das aus Sicht der Investoren höhere Strompreisrisiko in der fixen Marktprämie führt zu höheren Geboten, da rationale Bieter dieses Risiko einpreisen. Dieser Risikoaufschlag wird über die EEG-Umlage letztlich vom Letztverbraucher getragen. Wie bereits oben beschrieben trägt der Verbraucher jedoch auch bei einer gleitenden Marktprämie das Strompreisrisiko. Im Hinblick auf das komplexe Zusammenspiel einer optimalen Risikoübernahme im Kontext der spezifischen Ausgestaltung des Marktprämiensystems besteht weiterer Forschungsbedarf.

2.3.3 Einschätzung der Gutachter

Grundsätzlich haben sowohl die fixe als auch die gleitende Marktprämie Stärken und Schwächen. Die Bewertung hängt insbesondere von den politischen Rahmenbedingungen ab. Die Vorteile beider Ausprägungen der Marktprämie – im Vergleich zur festen Einspeisevergütung – liegen in ihrem höheren Beitrag zur Systemverantwortung. Dabei entfalten beide Varianten der Marktprämie eine vergleichbare Wirkung.

Während die kurzfristigen Preissignale des Strommarktes aufgrund der Berücksichtigung unterschiedlicher Wertigkeiten der Einspeisung einen überwiegend als sinnvoll erachteten Anreiz zur Optimierung von Investitions-, Auslegungs- und Betriebsentscheidungen bieten, besteht zum optimalen Umgang mit langfristigen Strompreisrisiken weiterer Forschungsbedarf.

Der zentrale Vorteil einer fixen Marktprämie kommt aufgrund der im EEG definierten, jährlich fixierten Zubaukorridore nicht zum Tragen. Aufgrund der bereits existierenden gleitenden Marktprämie fallen, anders als beim Wechsel zu einer fixen Prämie, keine zusätzlichen Umstel-

lungskosten an. Im derzeitigen Strommarktdesign ist deshalb aus Sicht der Gutachter eine gleitende Marktprämie vorteilhaft.

2.4 Ausnahmen von der Auktion

Das EEG₂₀₁₄ sieht aufgrund der oben beschriebenen erwarteten Vorteile den Wechsel zu einem Ausschreibungsmodell vor. Grundsätzlich sind die beschriebenen Vorteile technologieunabhängig. Allerdings müssen für eine erfolgreiche Auktion einige Voraussetzungen erfüllt sein. Beispielsweise muss hinreichender Wettbewerb erwartet werden (vgl. auch die Wettbewerbsanalysen in Kapitel 3.2). Auch sollten Auktionen einfach sein. Hohe Hürden bzw. hohe Transaktionskosten für die Bieter können Nachteile darstellen, die die Vorteile der Auktion überwiegen. Diese Überlegungen gelten grundsätzlich, sie sind jedoch bei sehr kleinen Anlagen besonders relevant.

Im Folgenden diskutieren wir deshalb zunächst, ob und wenn ja für welche Technologie(n) gegebenenfalls generell keine Auktionen durchgeführt werden sollten. Anschließend gehen für Technologien mit Auktion darauf ein, ob es Ausnahmen für Kleinanlagen (sogenannte ‚De-Minimis‘-Schwellen) geben sollte.

2.4.1 Ausnahmen bestimmter Technologien

Der Wechsel hin zu Auktionen ist politisch gewünscht und mit den oben beschriebenen Vorteilen verbunden. Ausnahmen müssen daher gut begründet sein. Dies gilt insbesondere dann, wenn Technologien vollständig von der Auktion ausgenommen werden sollen. Während der Wechsel zu Auktionen für die Technologien PV und Wind (sowohl an Land als auch auf See) als weitgehend sicher angesehen werden kann, steht die Durchführung von Ausschreibungen für andere Technologien in Frage. Beispielsweise spricht sich das Eckpunktepapier (BMWi 2015h) gegen Auktionen für die Technologien Biomasse und Wasserkraft aus – zumindest vorläufig. Wir gehen deshalb im Folgenden auf diese Technologien im Detail ein.¹⁸

Biomasse

Grundsätzlich gelten für die Eignung von Biomasse genau die gleichen Kriterien wie für alle anderen Technologien auch. Insofern sind alle in diesem Gutachten vorgestellten Überlegungen auch im Hinblick auf Biomasse relevant. Es ist also zu prüfen, in wie weit sich Biomasse hinsichtlich dieser Kriterien signifikant von anderen Technologien unterscheidet.

Ein wesentlicher Punkt, der für den Erfolg einer Auktion essentiell ist, ist der erwartete Wettbewerb. Das EEG₂₀₁₄ sieht für Biomasse einen Zubau von 100 MW (brutto) vor. Der Zubau in der Vergangenheit lag meistens erheblich über diesen Mengen, was ein Indiz für hinreichenden Wettbewerb auch in zukünftigen Auktionen ist (vgl. dazu unsere Ausführungen in Kapitel 3.2.3). Dies gilt insbesondere, wenn auf weitere Differenzierungen verzichtet wird und alle Biomassetechnologien sich um dieses Zubaukontingent bewerben.

¹⁸ Auch für andere Technologien (beispielsweise Gase) kann die Eignung für Auktionen geprüft werden. Wegen der relativ geringen Zubauraten und der zurückhaltenden politischen Debatte dieser anderen Technologien, beschränken wir uns hier auf Biomasse und Wasserkraft.

Mit einer solchen offenen Ausschreibung würde der Ausbaupfad zielgerichteter erreicht. Gleichzeitig werden die effizientesten Anlagen zugebaut, was die Förderkosten senkt und sich damit ceteris paribus positiv auf die Akzeptanz der Biomassetechnologie auswirkt. Vermutlich würde sich allerdings die Förderung nur auf wenige Biomasse-Technologien konzentrieren – nämlich die mit den niedrigsten Kosten der Stromerzeugung.

Biomasse ist jedoch eine Technologie mit einer heterogenen Kosten- und Potentialstruktur für unterschiedliche (Sub-)Technologieklassen. Heterogene Kostenstrukturen können in Ausschreibungen insbesondere dann zu Herausforderungen führen, wenn über einen kosteneffizienten Zubau hinaus zusätzliche Ziele verfolgt werden. Dies können beispielsweise Zielzubauzahlen für (Sub-)Technologieklassen oder ein besonderer Fokus auf Verteilungseffekte sein.

Solche Fragen sind zwar auch bei einer Regionalisierung des Windenergiezubaues an Land relevant (siehe unsere Ausführungen zur Regionalisierung), dort liegt mit dem Referenzertragsmodell jedoch bereits ein etabliertes Instrument vor, das die entsprechenden Belange ‚austariert‘. Einige weitere Erkenntnisse unserer diesbezüglichen Ausführungen (Probleme im Hinblick auf die quantitative Abgrenzung von Zielzubauzahlen für Subregionen (bei Biomasse Subtechnologien), mögliche Herausforderungen bei der Liquidität wenn unterschiedliche Produkte innerhalb einer Technologie ausschrieben werden, ...) lassen sich jedoch durchaus übertragen.

W a s s e r k r a f t

Auch bei Wasserkraft ist zunächst die Frage des erwarteten Wettbewerbs zu prüfen. Dieser ist schwer abzuschätzen. Einerseits ist das verbleibende Potential begrenzt, andererseits ist die potentielle Bieterzahl hoch (vgl. dazu unsere Ausführungen in Kapitel 3.2.5). Gleichzeitig kann der zu erwartende Wettbewerbsgrad durch eine relativ geringe ausgeschriebene Menge gesteigert werden. Auch werden durch eine (zunächst) relativ geringe ausgeschriebene Menge mögliche Ineffizienzen verringert. Hier besteht bei Wasserkraft – im Gegensatz zu Technologien mit festgeschriebenen Ausbaukorridoren – eine weitere Stellschraube, die zur Gestaltung einer erfolgreichen Auktion genutzt werden kann.

Wasserkraftanlagen weisen relativ lange Vorlaufzeiten für Investitionen auf (von ca. drei Jahren für Erweiterungen bis hin zu mehr als acht Jahren bei Neubauten, vgl. Kapitel 2.7.3). Relativ lange Vorlaufzeiten stellen den Regulator vor die Herausforderung, relativ lange Übergangsfristen überbrücken zu müssen, bevor der Auktion Anlagenzubau folgt und der Erfolg der Auktion, beispielsweise im Hinblick auf die Realisierungswahrscheinlichkeit, überprüft werden kann.

Diese Faktoren können die Implementierung einer Auktion für die Technologie Wasserkraft erschweren. Sie müssen sie jedoch nicht verhindern. Durch eine Vielzahl von Stellschrauben hat der Regulator Möglichkeiten, die Chancen für eine erfolgreiche Auktion zu erhöhen.

2.4.2 D e - M i n i m i s - S c h w e l l e n

Wie oben beschrieben sind Auktionen nur sinnvoll, sofern der erwartete Nutzen einer Auktion die Kosten übersteigt. Dies gilt sowohl aus Sicht der Bieter als auch aus Sicht des Regulators. Niedrige Kosten implizieren, dass eine Auktion möglichst einfach sein muss. Hinzu kommt, dass eine einfache Auktion in der Regel die Zahl der Bieter und damit den Wettbewerb erhöht. Da

eine Reihe von Kosten unabhängig von der Anlagen- oder Projektgröße anfällt, fällt das Verhältnis von Nutzen zu Kosten in der Regel für größere Projekte besser aus. Deshalb ist zu prüfen, ob Ausnahmeregelungen für kleine Projekte bestehen sollten, d. h. unter welchen Voraussetzungen diese von der Ausschreibung ausgenommen werden. Die entsprechenden Schwellenwerte werden als ‚De-minimis-Schwellen‘ bezeichnet. Anlagen, die die entsprechenden Schwellenwerte (z. B. der installierten Leistung) übersteigen, nehmen an der Auktion teil. Anlagen, die die Schwellenwerte nicht erreichen, nehmen nicht an der Auktion teil.

Dies bedeutet in der Regel nicht, dass die kleinen Projekte keine Förderung erhalten. Im Gegenteil ist in der Praxis mit den Ausnahmen eine besonders hohe Förderung verknüpft, so dass für Investoren ein Anreiz besteht, (auch) in diese Projekte zu investieren.

Die höhere Förderung birgt jedoch das Potential für Fehlanreize. Im einfachsten Fall kann es aus Sicht der Bieter beispielsweise möglich und attraktiv sein, ein Projekt, das nicht unter die Ausnahmetatbestände fällt, in zwei (Teil-) Projekte zu unterteilen, die jeweils die De-minimis-Schwelle unterschreiten. Ggf. kann auch die Auslegung von Projekten verändert werden, um unter die De-minimis-Schwellen zu fallen. Oft sind die veränderten kleineren Projekte für sich jedoch weniger wirtschaftlich als die größeren, erst die höhere Förderung macht sie betriebswirtschaftlich attraktiv. Volkswirtschaftlich entstehen dagegen Mehrkosten. Darüber hinaus werden die durch die Ausschreibung verfolgten Ziele in den von der Ausschreibung ausgenommenen Projekten nicht erreicht.

2.4.3 Einschätzung der Gutachter

Nach Einschätzung der Gutachter sollten Ausnahmetatbestände auf ein Minimum reduziert werden. Andernfalls sind die Vorteile des Ausschreibungsmechanismus nicht zu erreichen. Dies gilt sowohl im Hinblick auf den Verzicht zur Ausschreibung bei ganzen EE-Technologien als auch im Hinblick auf De-minimis-Schwellen.

Bei Biomasse gehen wir davon aus, dass die Vorteile einer (gut ausgestalteten) Auktion die Nachteile übersteigen. Insbesondere kann bei einer innerhalb der Biomasse subtechnologieoffenen (oder zumindest mit nur sehr wenigen Unterkategorien versehenen) Auktion von hinreichendem Wettbewerb ausgegangen werden, da die Zubauziele mit dem EEG₂₀₁₄ deutlich abgesenkt wurden und damit signifikant unter den historisch bereits realisierten Zubauten liegen. Bei Wasserkraft ist eine differenzierte Betrachtung erforderlich. Auch hier erscheint eine Teilnahme an der Ausschreibung grundsätzlich möglich, jedoch ist im Detail zu prüfen, welcher Wettbewerb erwartet werden kann und ob die erforderlichen Realisierungsfristen zwischen Ausschreibung und Inbetriebnahme durchsetzbar wären.

Im Hinblick auf De-minimis-Schwellen empfehlen wir kleine Grenzwerte in Verbindung mit einem einfachen Auktionsdesign. Auch Förderberechtigungen für PV-Dachanlagen können beispielsweise in Internetplattformen durch einfache Ausschreibungsmechanismen zugeteilt werden. Auch besteht die Möglichkeit, Auktionen in größeren Blöcken stattfinden zu lassen und mit Hilfe von Aggregatoren (wie beispielsweise Stadtwerken) an kleine Kunden weiter geben zu lassen. Die Einbindung von Aggregatoren setzt natürlich (zumindest in diesem Segment) eine Übertragbarkeit der Zuschläge voraus.

2.5 Regionalisierung

Im Zusammenhang mit dem zukünftigen EE-Förderdesign wird auch über eine Komponente zur Regionalisierung diskutiert, die den EE-Zubau bundesweit gleichmäßiger verteilen soll. Dies wird bei Windenergie an Land im EEG₂₀₁₄ durch einen finanziellen Ausgleich zwischen EE-Standorten unterschiedlicher Qualität erreicht, durch den ertragsschwache Standorte (mit vergleichsweise geringerem Energiedargebot) stärker gefördert werden als ertragsstarke Standorte. Dabei werden zum einen Renten an guten Standorten abgeschöpft. Wenn jedoch Anlagen an teureren Standorten zugebaut werden, während gleichzeitig günstigere, ebenfalls verfügbare Standorte ungenutzt bleiben, ist hiermit zum anderen ein Effizienzverlust verbunden.

Relevante Auswirkungen auf die räumliche Verteilung des Zubaus hat eine solche Komponente der Förderung insbesondere bei Windenergie sowie bei der Photovoltaik. Bei der Windenergie ist eine Regionalisierungskomponente in der derzeit gültigen Version des EEG enthalten: bei Windenergie an Land in Form eines Referenzertragsmodells, bei Windenergie auf See in Abhängigkeit vom Abstand zur Küste und der Wassertiefe. Bei der PV ist keine Regionalkomponente implementiert.

Alternativ zum Referenzertragsmodell wird für Windenergie an Land auch eine (regionale) Kontingentierung der Ausschreibungsmengen diskutiert. Sowohl das Referenzertragsmodell als auch eine regionale Kontingentierung werden im weiteren Verlauf dieses Kapitels für Windenergie an Land näher erläutert. Zunächst gehen wir jedoch auf die grundsätzlichen Vor- und Nachteile einer Regionalisierungskomponente ein.

2.5.1 Vor- und Nachteile einer Regionalisierung der EE-Förderung

Volkswirtschaftlich ist es sinnvoll, ein Ausschreibungsdesign zu implementieren, das die am besten geeigneten Standorte erschließt, d. h. die gewünschte EE-Strommenge zu den niedrigsten Kosten bereitstellt. Ein solches System ist nicht nur effizient, es minimiert darüber hinaus auch die aus den Kosten des EE-Ausbaus resultierende Umlagezahlung für die Stromverbraucher. Niedrige Belastungen für die Verbraucher korrelieren wiederum mit einer höheren Akzeptanz für die Energiewende.

Ein solches Förderdesign führt jedoch voraussichtlich zu einer regionalen Ungleichverteilung der geförderten EE-Anlagen innerhalb Deutschlands. Daher fordern vor allem Vertreter aus EE-dargebotsarmen Regionen eine stärkere Förderung von Standorten mit geringerer Wertigkeit und/oder eine Regionalkomponente im Zubau.

Bei der Bewertung einer regional differenzierten EE-Förderung muss also der Zielkonflikt zwischen Kosteneffizienz auf der einen und politischem Wunsch nach einer möglichst gleichmäßigen Verteilung von EE-Anlagen im Bundesgebiet auf der anderen Seite austariert werden. Über diesen grundlegenden Zielkonflikt hinaus existieren jedoch noch weitere Vor- und Nachteile, die bei der Bewertung Berücksichtigung finden sollten.

Eine Regionalisierungskomponente kann beispielsweise sinnvoll sein, wenn Netzengpässe die Einspeisung an Standorten mit günstigen Wetterbedingungen (z. B. Windhöufigkeit oder Son-

neneinstrahlung) verhindern oder verteuern. Grundsätzlich sollten EE-Anlagen an den Standorten errichtet werden, die unter Einbeziehung von Netzkosten die günstigsten Einspeisebedingungen haben.

Weiterhin können sich Ausgleichseffekte zwischen regionalen Lastprofilen als Vorteil eines regional stärker differenzierten EE-Ausbaus erweisen. Bei einer gleichmäßigeren Verteilung der EE-Anlagen im Bundesgebiet ist die fluktuierende EE-Einspeisung in geringerem Maße abhängig vom Wetterdargebot einzelner Regionen. Schwachwindzeiten beispielsweise, die regional begrenzt auftreten, können teilweise durch vergleichsweise höhere Einspeisungen in anderen Regionen ausgeglichen werden. Insgesamt können Ausgleichseffekte der EE-Einspeisung zwischen Regionen das gemeinsame Einspeiseprofil verstetigen, die Prognosegüte der EE-Einspeisung erhöhen und durch höhere Leistungskredite einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.¹⁹

Ein wesentlicher Nachteil einer Regionalisierungskomponente im Ausschreibungsdesign ist dagegen, wie beschrieben, die Minderung der Kosteneffizienz. In einem möglichst kosteneffizienten Ausschreibungsdesign erhielten diejenigen Projekte einen Zuschlag, deren spezifischer Förderbedarf am niedrigsten ist, die also das gewünschte Gut EE-Strom zu den niedrigsten Kosten liefern. Eine Abweichung von dieser Logik durch die Bevorzugung ungünstiger Standorte verursacht Zusatzkosten und erhöht die vom Endverbraucher zu zahlende EEG-Umlage.

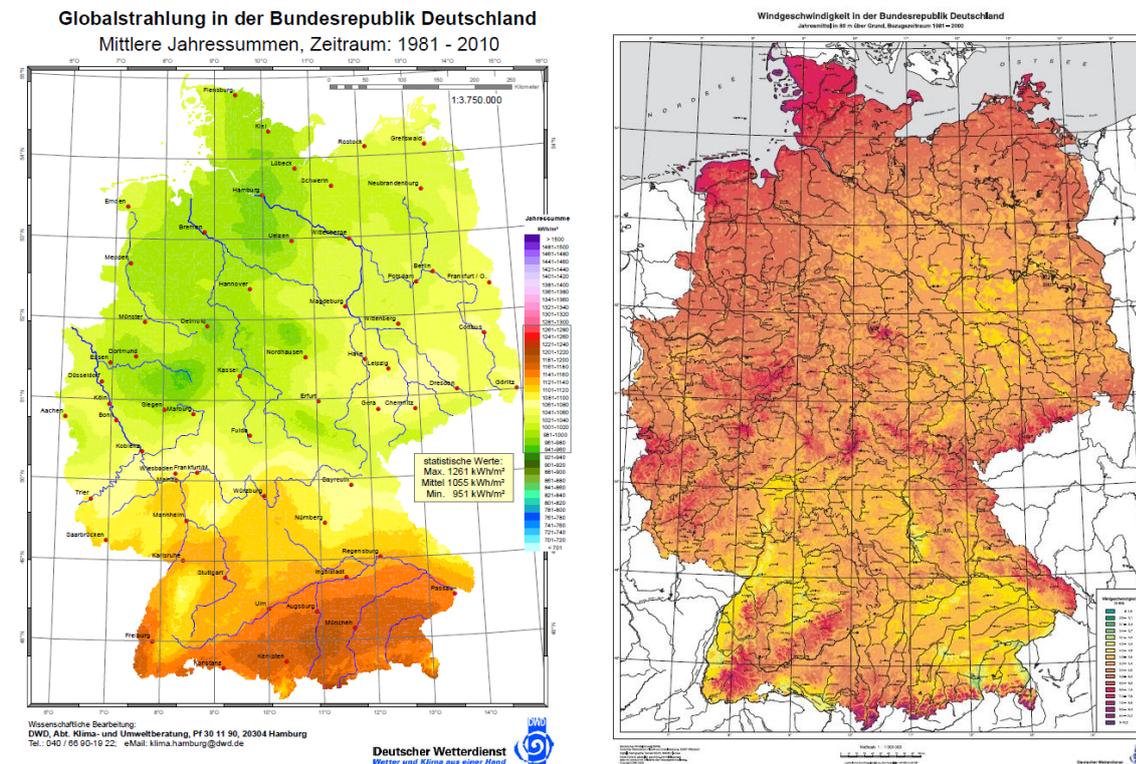
Ein weiterer Nachteil kann durch eine regionale Korrektur der Förderung aus industriepolitischer Perspektive einzelner Regionen entstehen. Ertragreiche EE-Standorte befinden sich in Deutschland häufig in ansonsten strukturschwachen Regionen. Ohne weitere Regionalisierung profitiert die dortige Wirtschaft in besonderem Maße vom EE-Ausbau. Eine Regionalisierungskomponente schmälert diesen (Aufhol-)Effekt.

2.5.2 Technologiespezifische Betrachtung

Relevant kann eine regional differenzierte Förderung von EE-Anlagen insbesondere für Photovoltaik sowie für Windenergieanlagen an Land sein, bei denen innerhalb Deutschlands systematische Unterschiede zwischen Regionen zu verzeichnen sind. Bei Photovoltaik ist ein Gefälle der Globalstrahlung von Süd nach Nord zu beobachten, bei Windenergie an Land hingegen ein Nord-Süd-Gefälle, wie in Abbildung 2-1 zu erkennen ist. Auch bei Windenergieanlagen auf See kann es regionale Unterschiede geben, beispielsweise im Hinblick auf die Wassertiefe, in der die Anlagen errichtet werden.

¹⁹ Vgl. r2b energy consulting (2014), S. 46f

ABBILDUNG 2-1: GLOBALSTRAHLUNG (LINKS) UND WINDGESCHWINDIGKEITEN (RECHTS) IM JAHRESMITTEL 1981-2010



Quelle: DWD (2015)

Im Folgenden werden die Modelle bzw. Instrumente zur Regionalisierung am Beispiel der Windenergieanlagen an Land analysiert. Grundlegende Wirkungszusammenhänge und Erkenntnisse können prinzipiell jedoch auch auf die Förderung von Photovoltaikanlagen übertragen werden.

2.5.3 Regionale Differenzierung im Referenzertragsmodell Windenergie an Land

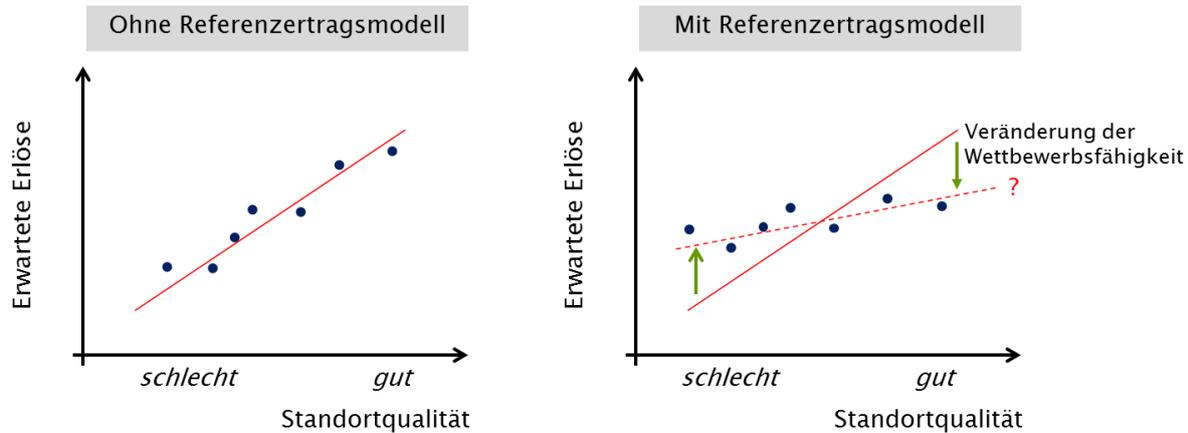
Als erstes Instrument zur Regionalisierung der EE-Förderung wird das Referenzertragsmodell vorgestellt, das bereits im aktuellen EEG₂₀₁₄ für Windenergie an Land implementiert ist. Im Referenzertragsmodell erhalten die Anlagenbetreiber eine Grundvergütung, die für alle Projekte in derselben Höhe und für dieselbe Dauer geleistet wird. Als diskriminierende Komponente wird darüber hinaus eine Anfangsvergütung gewährt. Deren Höhe ist ebenfalls für alle Anlagen gleich, jedoch wird sie für ertragsschwache Standorte länger gewährt als für ertragsstarke Standorte.

In Abbildung 2-2 sind schematisch die erwarteten Erlöse von EE-Projekten in Abhängigkeit ihrer Standortqualität dargestellt, im linken Teil der Abbildung ohne Referenzertragsmodell und im rechten nach einer Angleichung der Wettbewerbsfähigkeit durch ein Referenzertragsmodell.²⁰ Die erwarteten Erlöse und damit die Wettbewerbsfähigkeit schlechterer Windstandorte verbessern sich durch die Einführung des Referenzertragsmodells, die Erlöskurve wird abgeflacht. Da-

²⁰ Die erwarteten Erlöse umfassen dabei alle erwarteten Erlöse über die gesamte Lebensdauer der Anlage, d.h. sowohl Erlöse aus der Vermarktung am Strommarkt als auch Erlöse aus der EE-Förderung.

durch wird es für schlechtere Standorte mit Referenzertragsmodell leichter, sich gegen gute Standorte durchzusetzen. Allerdings bleibt die grundsätzliche Reihung der erwarteten Erlöse erhalten (die Erlöse steigen ceteris paribus mit der Standortqualität).

ABBILDUNG 2-2: REFERENZERTRAGSMODELL: ANGLEICHUNG DER WETTBEWERBSFÄHIGKEIT



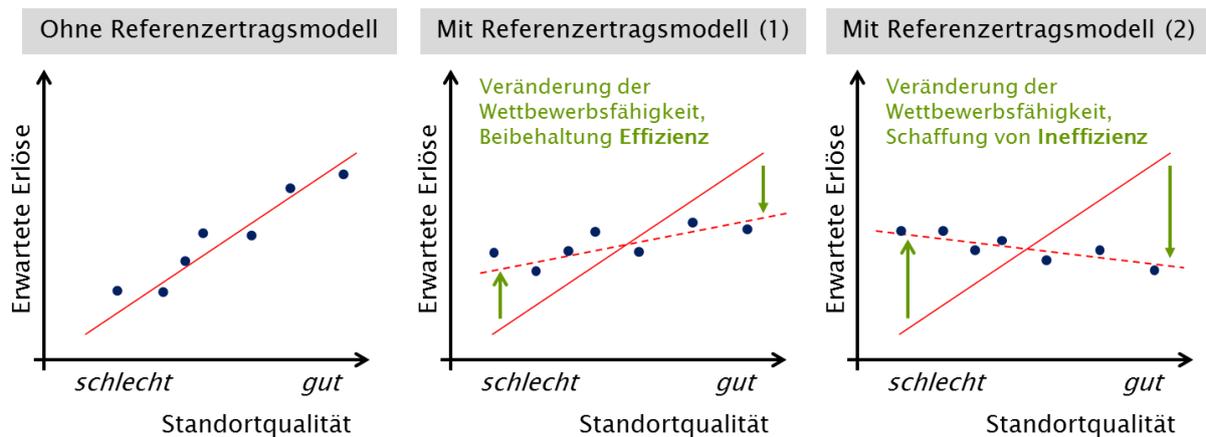
Quelle: r2b energy consulting GmbH

Das Referenzertragsmodell hat also zwei Effekte: Zum einen schöpft es über die Abflachung der Erlöskurve Produzentenrenten an guten Standorten ab. Zum anderen verbessert es die relative Position windschwacher Windstandorte. Sofern das Referenzertragsmodell für Windenergieanlagen an Land also ausschließlich die Vorteile der guten Standorte reduziert, Zubau aber weiterhin an effizienten Standorten stattfindet, findet im Wesentlichen ein Abschöpfen von Produzentenrenten statt. Erst wenn die Korrektur so weit geht, dass Standorte mit ungünstigeren Produktionsbedingungen zugebaut werden, während gleichzeitig bessere Standorte freibleiben, entstehen Effizienzverluste und Mehrkosten für die Verbraucher. Diese grundsätzlichen Zusammenhänge sind unabhängig davon, ob der EE-Zubau über Ausschreibungen organisiert wird oder nicht.

Je nach Ausgestaltung eines Referenzertragsmodells kann es jedoch darüber hinaus auch passieren, dass die Wettbewerbsfähigkeit grundsätzlich zu Gunsten der schlechten Standorte kippt. Dieser Fall ist in der folgenden Abbildung 2-3 rechts dargestellt (die beiden anderen Fälle entsprechen den bereits in der letzten Abbildung dargestellten). Die wissenschaftlichen Empfehlungen zum Eckpunktepapier bezeichnen diesen Effekt als ‚Paradox der Umkehrung der Windfall-Profits‘.²¹ Ertragsschwache Standorte erzielen nun also höhere Renditen als ertragsstarke Standorte.

²¹ Vgl. Ecofys et al. (2015), S. 33

ABBILDUNG 2-3: REFERENZERTRAGSMODELL: ÜBERKOMPENSATION



Quelle: r2b energy consulting GmbH

In dieser Form führt ein Referenzertragsmodell zu zusätzlichen Fehlanreizen bei der Steuerung der EE-Einspeisung. Zum einen steigt der Zubau an ertragsschwachen Standorten und damit steigen auch die volkswirtschaftlichen Kosten. Zum anderen entstehen Anreize an ertragsstarken Standorten, die Erträge ‚künstlich zu verschlechtern‘. Dies kann im einfachsten Fall durch die Errichtung nicht-ertragsmaximierender Anlagen erfolgen. Etwas komplizierter, aber wirtschaftlich attraktiv, kann auch die dichtere Platzierung von Anlagen an guten Standorten sein. Über die dann zu verzeichnenden Abschattungseffekte reduzierte sich die Einspeisung der einzelnen Anlagen auf das ‚gewünschte Niveau‘ mit der renditestärksten Förderung. Dies hat für den Investor noch den Vorteil, dass auf der gegebenen Fläche mehr förderfähige Anlagen errichtet werden können. Effizient ist eine solche ‚künstliche Verschlechterung‘ von Standorten in der Regel nicht.

Das Eckpunktepapier des BMWi vom 31.07.2015 schreibt im Kontext des Referenzertragsmodells: ‚Bei Einführung der Ausschreibung wird das Referenzertragsmodell [für Windenergieanlagen an Land] in seiner Grundsystematik beibehalten.‘²² Eine Regionalisierungskomponente in Form eines Referenzertragsmodells erfordert im Rahmen von EE-Auktionen jedoch die Festlegung mehrerer Parameter. Zunächst ist die Frage zu beantworten, auf welchen Parameter geboten wird. In Frage kommt hier z. B. die Höhe der Anfangsvergütung.²³ Darüber hinaus muss auch über Höhe und Dauer der Grundvergütung (auch als Funktion der Anfangsvergütung denkbar) sowie die Dauer der Anfangsvergütung in Abhängigkeit der Standortgüte entschieden werden. Diese Parameter können entweder aus dem EEG₂₀₁₄ übernommen oder verändert werden. In die Gebote der Akteure fließen darüber hinaus auch die Opportunitäten am Spotmarkt ein, sowohl in Form möglicher Erlöse nach Auslaufen der Förderung als auch dadurch, dass der Großhandelspreis die Grundvergütung übersteigt.

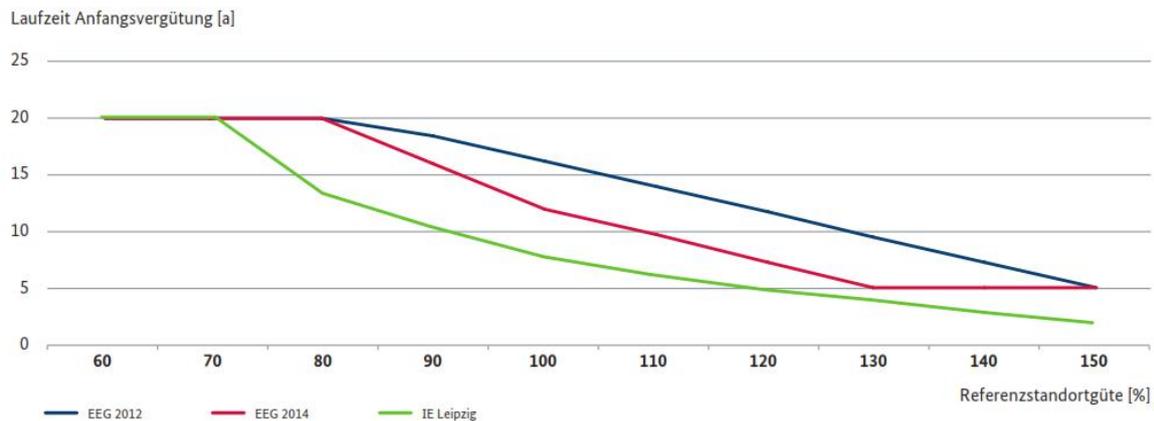
Im Hinblick auf die konkrete Ausgestaltung des Referenzertragsmodells stellt das Eckpunktepapier einen Vorschlag zur Konsultation, der Abweichungen zum derzeitigen Modell enthält. Zwar

²² BMWi (2015h), S. 11

²³ Auch das Eckpunktepapier sieht dies so vor.

sollen wie im bisherigen Referenzertragsmodell Dauer und Höhe der Grundvergütung für alle Anlagen gesetzlich verankert gleich bleiben. Für die Dauer der Gewährung der Anfangsvergütung in Abhängigkeit der Standortgüte stellt das BMWi jedoch eine Anpassung der Kurve zur Konsultation (vgl. Abbildung 2-4).

ABBILDUNG 2-4: VORSCHLAG ZUR ANPASSUNG DER LAUFZEIT DER ANFANGSVERGÜTUNG IM RAHMEN VON AUSSCHREIBUNGEN



Quelle: BMWi (2015h)

Wie die Abbildung zeigt, soll die Dauer der Anfangsvergütung stärker als bisher differenziert werden.²⁴ Zunächst soll die Höchstdauer der Anfangsvergütung nicht mehr wie bisher bis zu einer Referenzstandortgüte von 80 % gewährt werden, sondern nur noch bis zu einem Wert von 70 %. Ab diesem Wert nimmt die Funktion einen stärker sinkenden Verlauf an, um eine stärkere Differenzierung im dominierenden Segment der Standorte mit Referenzstandortgüte zwischen 70 und 90 % zu erreichen. An allen Standortgüten größer 70 % liegt die vorgeschlagene neue Kurve unterhalb der alten, an sehr guten Standorten würde die Grundvergütung statt fünf nur noch zwei Jahre lang gezahlt.

In der Konsequenz wird insbesondere die Position von 70 %-Standorten erheblich verbessert. Laut den Analysen des wissenschaftlichen Gutachtens (vgl. Ecofys et al., 2015, S. 59) benötigen 70 %-Standorte im alten Modell eine Anfangsvergütung von 9 €-Cent je kWh, während alle Standorte ab 80 % mit 8 €-Cent je kWh oder weniger auskommen. Die Wahrscheinlichkeit ist also hoch, dass der Zuschlag in einer Auktion nach altem Modell bei einem Grenzgebot unter 9 €-Cent je kWh erfolgen würde. Wenn es politisches Ziel ist, auch Anlagen mit Kosten von 9 €-Cent je kWh zuzubauen, da diese sich möglicherweise im Süden Deutschlands befinden, ist dementsprechend eine Anpassung des Referenzertragsmodells erforderlich. In der Logik der Abbildung 2-3 bewirken die im Eckpunktepapier vorgeschlagenen Änderungen eine stärkere Drehung der Angebotskurve durch Anpassung der Renditeerwartungen schlechter Standorte an die guter Standorte.

²⁴ Die grüne Linie stellt in der Abbildung den Vorschlag der künftigen Dauer der Anfangsvergütung als Funktion in Abhängigkeit der Referenzstandortgüte dar.

2.5.4 Regionalisierung durch Kontingentierung bei Windenergie an Land

Der regionale Zubau von Windkraft kann auch durch eine Reservierung von Fördergeldern für einzelne Regionen gesteuert werden. Über die Festlegung von Mindestanteilen einzelner Regionen an der gesamten Ausschreibungsmenge würde es ermöglicht, dass Projekte einen Zuschlag erhalten, die ohne Kontingentierung aufgrund ihres schlechten Standorts nicht wettbewerbsfähig wären. Dieser Logik folgt ein Vorschlag der Bundesländer Hessen, Saarland, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Thüringen, der neben einer Reform des Referenzertragsmodells Mindestquoten von jeweils 40 % für Mittel- und Süddeutschland (BW, H, NRW, RP, SL, TH) einerseits und Norddeutschland andererseits vorsieht. Die restlichen 20 % sollen demnach ortsunabhängig bezuschlagt werden.²⁵

Herausforderungen liegen bei der Umsetzung der Kontingentierung im Rahmen der Ausschreibungen in der begründeten Festlegung der einzelnen Parameter. Dies beginnt bereits bei der Abgrenzung von Regionen und setzt sich fort bis zur Bemessung der zuzuteilenden Kontingente.

Bei der Abgrenzung der Regionen stellt sich die Herausforderung, politische und gesellschaftliche Akzeptanz dafür zu schaffen, die Einzelinteressen von Vertretern aus ertragsschwachen Regionen gegen das übergeordnete Ziel der Kosteneffizienz der Förderung durchzusetzen. Dabei bildet die explizite Bevorzugung einzelner Regionen über Kontingente auf Kosten der Gesamtheit eine besondere Herausforderung, insbesondere auch im Vergleich zum weniger regionenspezifischen Referenzertragsmodell. Neben den Mehrkosten, die eine Kontingentierung zugunsten ertragsschwacher Regionen verursachen würde, stellt sich auch die Frage der rechtssicheren Umsetzung.

Darüber hinaus würde eine Festsetzung zu hoher Kontingente für einzelne Regionen die Wettbewerbsintensität innerhalb dieser Regionen senken und Anreize zur Ausübung von Marktmacht erhöhen.

2.5.5 Einschätzung der Gutachter

Eine Regionalisierungskomponente steigert in der Praxis die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der EE-Förderung. So erhöht beispielsweise das für Windenergieanlagen an Land implementierte Referenzertragsmodell die Erzeugungskosten für Windstrom, leistet jedoch keinen wesentlichen Beitrag zur systematischen Einbeziehung von Netz(ausbau)kosten. Demgegenüber steht jedoch ggf. eine bessere Erreichung anderer politischer Ziele. Um eine spezifische Form der Regionalisierung zu bewerten, ist also eine detaillierte Kosten-Nutzen-Analyse nötig.

Nach unserer Einschätzung besteht vor einer endgültigen Entscheidung über die Ausgestaltung eines Instruments zur Regionalisierung weiterer Forschungsbedarf. So wird eine vertiefende Diskussion über die damit verfolgten Ziele empfohlen – und über den besten Weg, diese zu erreichen. Im Kontext der anstehenden Reform sollte konkret analysiert werden, ob ein überregi-

²⁵ Vgl. Mittel- und süddeutsche-Bundesländer (2015)

onaler Zubau von EE-Anlagen nicht auch ohne eine Anpassung des Referenzertragsmodells weiterhin erreicht werden kann.

Für eine Anpassung des Referenzertragsmodell könnte allerdings folgendes Szenario sprechen, dessen Eintrittswahrscheinlichkeit schwer zu quantifizieren ist: Bisher könnte die Einspeisevergütung mit dem Referenzertragsmodell es ermöglicht haben, auch an ungünstigeren Standorten Projekte zu verwirklichen.²⁶ Die genaue Austarierung im Referenzertragsmodell wäre dann gar nicht so entscheidend gewesen – einige Standorte verdienen etwas höhere Renditen, andere sind aber ebenfalls wirtschaftlich. Wenn der aus den Ausschreibungen folgende Wettbewerbsdruck das Förderniveau insgesamt soweit absenken würde, dass nur noch Platz für günstige Standorte wäre, könnte die entsprechende Kostenersparnis mit einer stärkeren räumlichen Konzentration einhergehen. Alternativ könnte, z. B. aufgrund von geringerer Verfügbarkeit guter Standorte, auch im Ausschreibungsmodell weiterhin Luft für Standorte in den südlichen Bundesländern sein.

Von der Einführung von Regionalkomponenten, wie die beschriebenen Mindestquoten für bestimmte Regionen, raten wir aus ökonomischer Sicht und auch aus anderen Gründen ab. Zunächst verkomplizieren sie das Ausschreibungsdesign und bergen Risiken bei der zielgerichteten und kosteneffizienten Ausgestaltung. Darüber hinaus besteht Unsicherheit, ob eine rechtssichere Umsetzung möglich ist.

Das Eckpunktepapier des BMWi²⁷ spricht sich für die Fortführung einer Regionalisierungskomponente bei der Förderung von Windenergieanlagen an Land aus. Als Instrument wird eine Weiterentwicklung des bereits im EEG₂₀₁₂ und EEG₂₀₁₄ verankerten Referenzertragsmodells vorgeschlagen. Darüber hinaus gehende Forderungen einiger Bundesländer zur Flankierung des Referenzertragsmodells durch regionale Quoten in den Ausschreibungen sieht das Eckpunktepapier nicht vor.

Das Eckpunktepapier schlägt also eine Lösung vor, die vergleichsweise geringe Gesetzesänderungen im EEG₂₀₁₆ erfordert. Dies erscheint in Anbetracht der erheblichen Umstellung, die die Einführung von Ausschreibungen mit sich bringt, sinnvoll. Besteht also prinzipiell Zustimmung zur Fortführung einer Regionalisierungskomponente, liegt es nahe, das Instrument des Referenzertragsmodells zu unterstützen und auf umfangreichere Gesetzesänderungen zu verzichten.

Allerdings haben wir auf mögliche Fehlanreize hingewiesen, die durch die geplante Anpassung des Referenzertragsmodells verstärkt werden können. So ist unseres Erachtens derzeit nicht hinreichend belegt, dass eine angepasste Kurve nicht zu weit, d. h. zu Ungunsten der guten Standorte ‚gedreht‘ ist (rechter Teil der obigen Abbildung 2-3). In den wissenschaftlichen Empfehlungen des BMWi, die eine moderatere Anpassung der Kurve vorschlagen als im Eckpunktepapier präsentiert, ist in diesem Kontext zu lesen: ‚Vor einer Anpassung des Referenzertragsmo-

²⁶ Dies belegen auch die Zahlen zum bisherigen Ausbau der Windenergie an Land in den wissenschaftlichen Empfehlungen, die im Auftrag des BMWi erarbeitet wurden: fast ein Drittel der bestehenden Windenergieanlagen an Land wurde in den südlichen Bundesländern errichtet (vgl. Ecofys et al., S. 53).

²⁷ Vgl. BMWi (2015h)

dells sind die Annahmen im Datengerüst zu Investitionen und Anlagenkonfigurationen unbedingt kritisch zu überprüfen.' Wir schließen uns dieser Argumentation an.

2.6 Materielle Präqualifikation und Pönale

Zur Bewertung eines Fördersystems für erneuerbare Energien wurde bereits auf die Ziele Effizienz und Effektivität verwiesen. Effektivität äußert sich im Rahmen von EE-Auktionen in der Erreichung der politisch vorgegebenen Ausbauziele. Da die in einer Auktion bezuschlagten Projekte in der Regel noch nicht fertiggestellt sind, ist es jedoch unsicher, wieviel der bezuschlagten Leistung tatsächlich installiert wird. In der Praxis liegt die Realisierungswahrscheinlichkeit immer unterhalb von 100 %. Folgende Risiken bestehen, welche dazu führen können, dass nicht alle bezuschlagten Projekte durchgeführt werden:

1. **Risiken nach Bezuschlagung:** Es können sich Risiken bei der Verwirklichung eines Projekts ergeben, die sich erst nach dem Zuschlag manifestieren. Als Gründe dafür können bspw. nicht einkalkulierte oder nachträglich vorgegebene Umweltschutzauflagen, juristische Risiken wie Anwohnerklagen oder wirtschaftliche Risiken genannt werden.
2. **Risiko des ‚Optionsbietens‘:** Beim sogenannten ‚Optionsbieten‘ gibt ein Bieter ein Gebot ab, das zu heutigen Markt- und Anlagenpreisen noch nicht profitabel verwirklicht werden kann. Er spekuliert aber darauf, dass die Anlagenpreise zum Realisierungszeitpunkt so weit sinken, dass das Projekt doch noch profitabel wird. Tritt dies ein, wird das Projekt realisiert. Sinken die Anlagenpreise nicht wie erwartet, wird das Projekt nicht realisiert und der Zuschlag verfällt.
3. **Fehlende Errichtungsabsicht:** Gegebenenfalls besteht für einzelne Bieter ein Anreiz, im Rahmen der Ausschreibung mitzubieten, jedoch bereits zum Zeitpunkt des Gebots in der Absicht, das Projekt bei Bezuschlagung nicht zu realisieren. Solche Bieter könnten beispielsweise den Markt ‚verschließen‘ wollen oder darauf spekulieren, dass andere Marktteilnehmer den Markt verlassen.

Die Realisierungswahrscheinlichkeit eines Projekts kann jedoch durch die Ausgestaltung des Auktionssystems gesteuert werden. Dazu können einerseits materielle Präqualifikationsanforderungen definiert werden, die im Vorfeld einer Auktionsteilnahme zu erbringen sind. Andererseits können Pönalen²⁸ den Anreiz für den Bieter erhöhen, das bezuschlagte Projekt zu realisieren. Dazu müssen Realisierungsfristen definiert werden, die den Zeitpunkt bestimmen, ab wann eine Pönale bei Nicht-Realisierung fällig wird.²⁹

Im Folgenden werden die beiden Optionen ‚materielle Präqualifikation‘ und ‚Pönale‘ und deren jeweilige Wirkungsweisen analysiert.

²⁸ Bei einer Pönale handelt es sich um einen finanziellen Schadenersatz, der nach nicht erfolgter Realisierung des Projekts (oder von Projektteilen) fällig wird. Eine Pönale kann auch als finanzielle Präqualifikation angesehen werden (siehe bspw. Ecofys et al. (2015))

²⁹ Für weitere Ausführungen zu Realisierungsfristen siehe Kapitel 2.7.

2.6.1 Materielle Präqualifikation

Materielle Präqualifikationsanforderungen verlangen von den Bietern geeignete Nachweise über den Stand des jeweiligen Projektfortschritts, um zur Auktion zugelassen zu werden. Materielle Präqualifikationen betreffen oft die Forderung, dass bestimmte Projektschritte bis zur Teilnahme an der Auktion abgeschlossen sein müssen. Zu diesen Projektschritten können bspw. Mitteilung des Netzverknüpfungspunktes, BImSchG-Genehmigungen³⁰, Aufstellungsbeschlüsse oder Beschlüsse über den Bebauungsplan zählen.

Grundsätzliche Wirkung

Grundsätzlich lässt sich unabhängig von der jeweiligen EE-Technologie durch die Präqualifikation die Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Gebote steuern.³¹ Je umfangreicher die Präqualifikationsanforderungen ausfallen, desto höher ist die Realisierungswahrscheinlichkeit. Ein weiterer Vorteil von materiellen Präqualifikationen ist ein vermindertes Risiko, dass Projekte nach Bezuschlagung unwirtschaftlich werden. Je weiter das Projekt vorangeschritten ist, desto eher kann der Bieter die tatsächlichen Kosten des Gesamtprojekts einschätzen und umso geringer ist somit das Risiko, dass die Projektkosten nach Bezuschlagung deutlich ansteigen und das Projekt unwirtschaftlich machen. Bei hohen materiellen Präqualifikationsanforderungen kann davon ausgegangen werden, dass das Projekt bereits deutlich vorangeschritten ist. Das verminderte Risiko reduziert die einzupreisende Risikoprämie des Bieters und somit die Höhe des Gebotspreises und der Förderkosten.

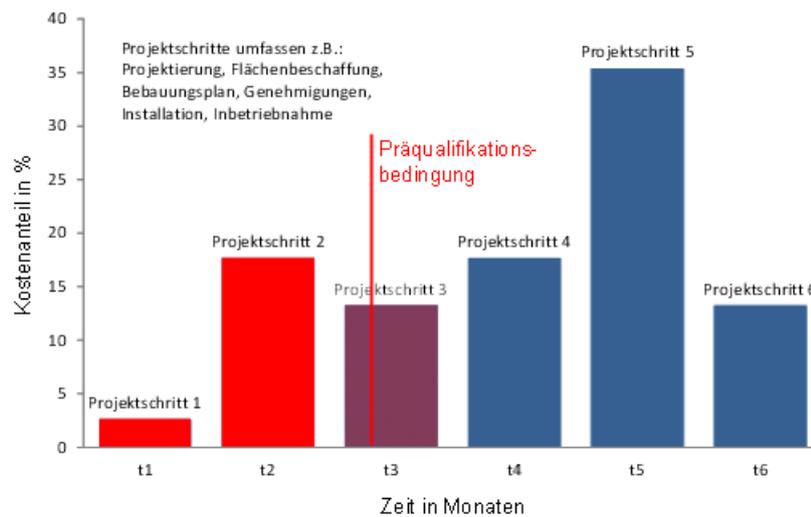
Neben den genannten Vorteilen der materiellen Präqualifikation bestehen jedoch auch Nachteile. So sind mit den geforderten Vorleistungen in der Regel Kosten verbunden. Sofern die Bieter bezuschlagt werden, sind die Kosten bereits vorgeleisteter Projektschritte unproblematisch, da sie im weiteren Projektfortschritt ohnehin angefallen wären. Erhält der Bieter in der Auktion jedoch keinen Zuschlag, so sind in der Regel ein Teil seiner Vorleistungskosten verloren.³² Der Bieter kann sich diese Kosten dann auch nicht erstatten lassen. In Abbildung 2-5 sind solche Projektschritte und die damit verbundenen Kosten am Beispiel von Photovoltaikprojekten schematisch dargestellt.

³⁰ Genehmigungen nach dem Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG)

³¹ Vgl. bspw. Ecofys et al. (2015).

³² Materielle Präqualifikationsleistungen können als versunkene Kosten („sunk costs“) angesehen werden. Diese Kosten fallen in jedem Fall an und können nicht mehr beeinflusst werden. Somit sind sie für den Bieter bei ökonomisch rationalem Verhalten zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe nicht mehr entscheidungsrelevant. Die Bieter berücksichtigen dann lediglich noch die zusätzlichen Kosten, die bei Zuschlagung zur Realisierung des Projekts bestehen. Für nicht bezuschlagte Bieter sind die versunkenen Kosten unwiderruflich verloren. Auch für bezuschlagte Bieter können Vorleistungskosten je nach Ausgestaltung der Präqualifikation einen Teilverlust bedeuten.

ABBILDUNG 2-5: KOSTENVERTEILUNG EINES PV-Projekts UND PRÄQUALIFIKATIONSKOSTEN



Quelle: Käso und Müsgens (2014)

In diesem Beispiel für Photovoltaik zeigt sich, dass die Kosten, die im Rahmen der Präqualifikation anfallen, bereits mehr als 20 % der Gesamtkosten des Projekts ausmachen. Da rationale Bieter diese Kosten (im Erwartungswert) im Gebot berücksichtigen werden, steigt mit zunehmenden Präqualifikationsanforderungen auch die Gebotshöhe, was wiederum die Förderkosten erhöht.³³

Darüber hinaus stellen hohe Präqualifikationsbedingungen auch eine Hürde für die Beteiligung an der Auktion dar. Bieter müssen befürchten, dass sie im Falle der Nicht-Bezuschlagung die versunkenen Kosten nicht über eine mögliche Vergütung refinanzieren können und wenden sich daher von der Auktion ab. Zu hohe Präqualifikationsanforderungen verringern somit den Wettbewerb – und potentiell auch die Akteursvielfalt. Das Risiko gehen die Bieter nur bei einer ausreichend hohen Zuschlagswahrscheinlichkeit ein. Schließlich müssen Präqualifikationsanforderungen auch kontrolliert werden. Eine Überwachung von Präqualifikationen ist insbesondere im Vergleich zu Kauttionen relativ aufwändig.

Die Gefahr des sinkenden Wettbewerbs kann abgeschwächt werden, wenn häufigere Ausschreibungsrunden stattfinden. Dadurch steigt der Anreiz zur Teilnahme, da die Bieter darauf hoffen, gegebenenfalls bei einer der nächsten Ausschreibungsrunden einen Zuschlag zu erhalten. Allerdings kann dadurch wiederum die Gefahr von Gebotsabsprachen zwischen den Auktionsteilnehmern zunehmen.

Technologiespezifische Besonderheiten

Bereits im derzeitigen EEG sind für die einzelnen EE-Technologien ganz unterschiedliche Genehmigungen erforderlich. Sowohl die Vorlaufzeiten bis zum Erhalt der Genehmigung als auch

³³ Die ‚Einpreisung‘ erfolgt hier über einen mittelbaren Effekt: Investoren investieren erst dann (und nur dann) in die für die Auktion erforderlichen Vorleistungen, wenn Sie davon ausgehen, dass Sie unter Berücksichtigung der Vorleistungskosten und –risiken auf die erforderlich Rendite kommen.

der damit verbundene Aufwand kann sich deutlich zwischen den einzelnen EE-Technologien unterscheiden. So sind bspw. die erforderlichen Genehmigungen für den Bau einer PV-Dachanlage um ein Vielfaches – sowohl finanziell als auch zeitlich – weniger aufwendig als bei einem Windpark auf See. Grundsätzlich können für die einzelnen Technologien unterschiedliche materielle Präqualifikationsbedingungen gelten. Wichtig ist jedoch, dass die Präqualifikationsanforderungen generell nicht zu negativen Auswirkungen auf den Wettbewerb führen und einzelne Technologien gegenüber anderen deutlich übervorteilen oder benachteiligen. Insgesamt sollten alle Technologien einen ähnlichen Anreiz zur Realisierung der bezuschlagten Projekte haben. Mögliche Ungleichgewichte bei der Höhe der materiellen Präqualifikationsanforderungen können gegebenenfalls durch Maßnahmen im Rahmen der Festlegung von Pönalen oder Realisierungsfristen ausgeglichen werden.

2.6.2 Pönalen / Kauttionen

Neben materiellen Präqualifikationen können zur Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit auch Pönalen³⁴ eingesetzt werden. Bei Pönalen muss der bezuschlagte Bieter einen Strafpreis zahlen, wenn er das Projekt nicht fristgerecht realisiert.

Grundsätzliche Wirkung

Bei der Einführung von Pönalen besteht grundsätzlich das Risiko, dass der Auktionator die Zahlung im Bedarfsfall nicht erhält. Dies ist z. B. dann der Fall, wenn die betreffende Projektgesellschaft nach Bezuschlagung zahlungsunfähig wird. In einem solchen Fall würde der Wirkmechanismus der Pönale zur Steuerung der Realisierungswahrscheinlichkeit ausgehebelt. Damit eine ausreichende Wirkung der Pönale sichergestellt ist, sollten frühzeitig zusätzliche Sicherheiten verlangt werden. Dies erfolgt in der Praxis insbesondere durch Kauttionen³⁵, die schon frühzeitig im Auktionsverfahren hinterlegt werden.

In der Praxis können insbesondere drei Möglichkeiten für Kautionslösungen genannt werden:

1. Keine Kauttion: Sofern der Auktionator von einer garantierten Projekterfüllung ausgeht, kann ggf. auf eine Kauttion verzichtet werden. In diesem Fall hat der Investor kein zusätzliches finanzielles Risiko durch die Gefahr von Nicht-Realisierung. Da dieses Risiko auch nicht eingepreist werden muss, erhöht sich nicht der Gebotspreis. Allerdings birgt dieser Fall ein erhebliches Risiko des sogenannten ‚Optionsbietens‘, d.h. dass der Bieter auf sinkende Anlagen- oder Installationskosten wettet. Dieses Optionsbieten kann zur Nicht-Realisierung führen, wenn die Anlagenkosten weniger als erwartet sinken.
2. Kauttion nach erfolgtem Zuschlag bei der Auktion: Ziel dieser Kauttion ist es, die Bieter dazu anzuhalten, die Fertigstellung eines Projektes weiter voranzutreiben. Sofern die in der Auktion zugesagte Leistung nicht fristgerecht³⁶ erbracht wird, wird die Pönale fällig und mit der vorhandenen Kauttion verrechnet. Erfolgt die Kauttion nach der Bezuschla-

³⁴ In der wissenschaftlichen und politischen Diskussion wird anstelle von ‚Pönalen‘ auch häufig der Begriff ‚finanzielle Präqualifikation‘ genannt.

³⁵ Der Sinn von Kauttionen liegt in der Sicherstellung, dass Pönalen auch wirklich geleistet werden können.

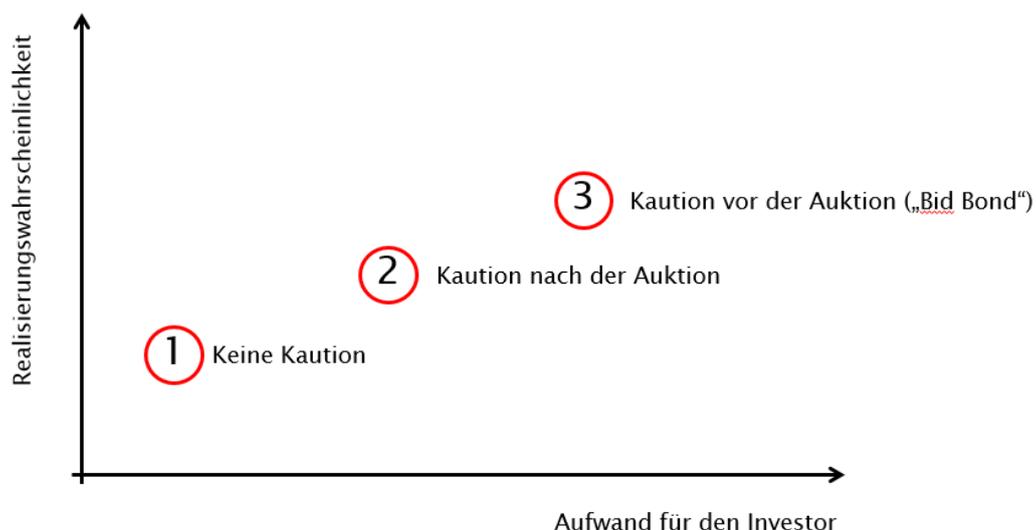
³⁶ Für weitere Ausführungen zur Fristigkeit siehe Abschnitt 2.7.

gung, steigt die Realisierungswahrscheinlichkeit gegenüber einer ausbleibenden Kautions grundsätzlich an. Das zusätzliche Risiko wird eingepreist und erhöht somit die Förderkosten. Die Gefahr von ‚Optionsbieten‘ besteht jedoch in einem geringeren Ausmaß auch in diesem Fall, da Investoren das Projekt erst nach erfolgtem Zuschlag final evaluieren müssen.

3. Kautions vor der Auktion („Bid Bond“): Der sogenannte ‚Bid Bond‘ muss schon vor der Teilnahme an einer Auktion hinterlegt werden. Er dient in erster Linie dazu, die Auktionsteilnahme von Bieter mit einer ernsthaften Errichtungsabsicht zu forcieren. In diesem Fall ergibt sich je nach Höhe der Kautions die höchste Realisierungswahrscheinlichkeit, da der Bieter bereits bei der Gebotsabgabe einen hohen Anreiz hat, für den Fall der Bezuschlagung das Projekt auch zu realisieren. Allerdings stellt diese Option auch die höchsten Anforderungen an den Bieter, da er bereits das Projekt mit allen möglichen Risiken eingehend geprüft haben muss. Hierbei besteht die Gefahr, dass einzelne Bieter von diesem Aufwand abgeschreckt werden könnten und somit der Wettbewerb vermindert wird.

In Abbildung 2-6 sind die Auswirkungen der unterschiedlichen Kautionsoptionen nochmals grafisch dargestellt. Im Rahmen der bereits laufenden Ausschreibung für PV-Freiflächenanlagen (gemäß FFAV) werden die beiden dargestellten Kautionsoptionen kombiniert. So ist zur Vermeidung missbräuchlicher Gebote vor der Gebotsabgabe eine finanzielle Sicherheit in Höhe von 4 €/kW zu hinterlegen. Sofern weiter fortgeschrittene Planungen in Form eines Offenlegungs- oder Bebauungsplanbeschlusses nachgewiesen werden können, halbiert sich die finanzielle Sicherheit. Um sicherzustellen, dass die PV-Anlagen auch tatsächlich gebaut werden, muss – je nach Größe seines Projekts – eine weitere Kautions in Höhe von i.d.R. 50 €/kW bei der Erteilung eines Zuschlags hinterlegt werden.

ABBILDUNG 2-6: AUSWIRKUNGEN VON KAUTIONEN



Quelle: r2b energy consulting GmbH

Es zeigt sich, dass Pönalen mit entsprechend geeigneten Kautionen die Realisierungswahrscheinlichkeit von EE-Projekten erhöhen können. Je höher die Pönale, desto höher die Realisierungswahrscheinlichkeit bezuschlagter Projekte.

Die Einführung von Pönalen hat ganz unterschiedliche Auswirkungen auf das Verhalten der verschiedenen Bieter. Diese können beispielsweise durch zusätzliche (rechtliche) Gutachten oder dadurch, dass sich ein Bieter mit weiter fortgeschrittenen Projekten an der Auktion beteiligt, ihre Realisierungswahrscheinlichkeit steigern, um die Pönale mit höherer Wahrscheinlichkeit zu umgehen. Die Potentiale solcher Maßnahmen in der Praxis erscheinen aber begrenzt. Für das verbleibende ‚Restrisiko‘ einer Nicht-Realisation hat eine Pönale aus Sicht der Bieter den Nachteil, dass sich die Kosten erhöhen. Im schlimmsten Fall sind nicht nur die Projektkosten, die bis zur Feststellung des Scheiterns eines Projektes angefallen sind, verloren, sondern auch die Pönale.

Aus diesem Grund wird ein rationaler Bieter schon bei der Kalkulation seines Gebotes die Wahrscheinlichkeit eines Scheiterns des Projektes und die damit verbundenen Kosten (einschließlich der Pönale) berücksichtigen. Der Bieter erhöht also sein Gebot entsprechend. Aus diesen Gründen ist die genaue Parametrisierung der Pönale wichtig: wählt man sie hoch, ist zwar auch die Realisierungswahrscheinlichkeit hoch. Dies geht aber einher mit erhöhten Förderkosten. Wählt man sie dagegen eher niedrig, ist auch die Realisierungswahrscheinlichkeit niedrig und es droht die Verfehlung des Mengenziels, also eine niedrige Effektivität. Die Schwierigkeit besteht demnach in der Bestimmung einer optimalen Realisierungswahrscheinlichkeit in Abhängigkeit des Bieterisikos.

Optionsbieter müssen mit steigender Pönale mit immer höherer Wahrscheinlichkeit von fallenden Anlagenpreisen (oder von immer stärker fallenden Anlagenpreisen) ausgehen. Dies lässt sich an einem Beispiel vereinfacht darstellen:

- Keine Pönale (Fall 1): Das kostendeckende Gebot bei heutigen Anlagenpreisen liegt bei 100. Der Bieter spekuliert auf sinkende Anlagenpreise, bietet für 80 und erhält den Zuschlag. Der Anlagenpreis zum Zeitpunkt der Realisierung der Anlage liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von jeweils 50 % bei 70 bzw. 100. Unter der Annahme, dass es keine Pönale gibt, würde sich das Optionsbieten lohnen, da der Bieter im Falle der sinkenden Anlagenpreise Gewinn machen würde und im Falle der gleichbleibenden Anlagenpreise aus dem Projekt ohne Strafzahlung aussteigen kann.
- Pönale (Fall 2): Unter sonst gleichen Annahmen wie in Fall 1 würde die Einführung einer zusätzlichen Pönale in Höhe von 20 den Bieter davor abschrecken, auf sinkende Anlagenpreise zu spekulieren und ein Gebot von 80 abzugeben. Wenn er bezuschlagt wird, die Anlagenpreise jedoch nicht sinken, kann er nicht mehr kurzfristig ohne Strafzahlung abspringen. Er kann in diesem Fall entweder zu 80 das Projekt realisieren oder die Strafzahlung in Höhe von 20 leisten. In beiden Fällen würde er einen Verlust i. H. von 20 erleiden. Er würde sich trotz einer Pönale erst dann wieder für das Optionsbieten entscheiden, wenn er eine ausreichend hohe Wahrscheinlichkeit für sinkenden Anlagenpreise erwartet. Je nach Höhe der Pönale wird sich der Bieter auch gegen eine Auktionsteilnahme entscheiden.

Bieter ohne Errichtungsabsicht müssen bei höheren Pönalen mit immer höheren Erträgen aus ihrer ‚Marktverschließungsstrategie‘ rechnen. Sie werden bei hinreichender Höhe der Pönale ganz auf die Auktionsteilnahme verzichten.

Sofern eine Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit durch Pönalen sichergestellt werden soll, kann eine Übertragbarkeit der Förderberechtigungen sinnvoll sein. Im Falle von Pönalen ohne materielle Präqualifikationsbedingungen haben Bieter einen Anreiz, bereits in einer relativ frühen Projektphase zu bieten. Bis dahin liegen jedoch gegebenenfalls noch keine Genehmigungen vor, so dass Projekte gegenüber einem Fall mit materiellen Präqualifikationsanforderungen mit einer höheren Wahrscheinlichkeit nicht realisiert werden. Zur Begrenzung des Risikos der Bieter kann ein Sekundärmarkt für Förderberechtigungen eingeführt werden, siehe hierzu Abschnitt 2.8.

T e c h n o l o g i e s p e z i f i s c h e B e s o n d e r h e i t e n

Um die technologiespezifischen Besonderheiten von Pönalen und insbesondere deren Höhe herausarbeiten zu können, werden zunächst die relevanten Regelungen der bereits existierenden und angewendeten Freiflächenanlagenausschreibungsverordnung (FFAV) dargestellt. Auf dieser Basis werden in einem weiteren Schritt Indikationen für die technologiespezifische Höhe der Pönalen ermittelt.

Die Verordnung für PV-Freiflächenanlagen sieht eine Kombination aus Präqualifikationen und Pönalen bzw. Kautionen vor, wobei der Kautionsumfang in Abhängigkeit der erbrachten Präqualifikationen bestimmt wird. Die so ermittelte Kaution sichert im Fall einer nicht gebots- oder fristgerechten Realisierung die Zahlung einer Pönale ab. Die Höhe dieser Strafzahlung richtet sich dabei ebenfalls nach den erbrachten Präqualifikationen, in Teilen aber auch nach der entwerteten Gebotsmenge und dem Rückgabezeitpunkt.

Die vorgesehenen Präqualifikationen umfassen z. B. konkrete Projektplanungen für eine bestimmte Fläche, die so weit vorangeschritten sind, dass es einen Beschluss über die Aufstellung oder Änderung eines Bebauungsplans nach § 2 des Baugesetzbuchs gibt. Sind die Mindestpräqualifikationen erfüllt, so ist der Bieter verpflichtet eine Erstsicherheit bis zum Gebotstermin³⁷ zu hinterlegen. Die Höhe dieser Kaution richtet sich nach der im Gebot angegebenen Gebotsmenge multipliziert mit vier Euro pro Kilowatt. Erfüllt der Bieter die erhöhten Präqualifikationsanforderungen, so reduziert sich die Erstsicherheit auf die Hälfte.

Die Bieter, die die vorstehenden Bedingungen erfüllt haben, sind zur Teilnahme an der Auktion zugelassen. Im Falle eines Zuschlags, sind sie dann zur Leistung einer Zweitsicherheit verpflichtet. Die Höhe dieser Kaution bestimmt sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 50 Euro pro Kilowatt. Sie verringert sich ebenfalls auf die Hälfte, wenn die obigen erhöhten Präqualifikationsanforderungen vom Bieter erfüllt werden.

Sofern ein bezuschlagter Bieter nicht oder nicht fristgerecht die Zweitsicherheit nachweist, so erlischt sein Zuschlag. In diesem Fall ist er zur Zahlung einer Pönale in Höhe der Erstsicherheit

³⁷ Der Gebotstermin legt den Zeitpunkt fest bis zu dem die Gebote eingegangen sein müssen.

verpflichtet. Im Weiteren ist eine Strafzahlung zu leisten, wenn mehr als fünf Prozent der Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots entwertet worden sind. Sie errechnet sich aus der entwerteten Gebotsmenge multipliziert mit 50 Euro pro Kilowatt. Die Pönale verringert sich ebenfalls auf die Hälfte, wenn der betroffene Bieter den erhöhten Präqualifikationsanforderungen gerecht wird. Darüber hinaus besteht eine weitere Möglichkeit der Reduktion der Strafzahlung. Für den Anteil der entwerteten Gebotsmenge, welche vom Bieter innerhalb von neun Monaten nach Bekanntgabe der Zuschlagsentscheidung zurückgegeben wurde, verringert sich die Strafzahlung ebenfalls auf die Hälfte. Beide Nachlässe bei der Strafzahlung können gleichzeitig in Anspruch genommen werden.

Aufgrund unterschiedlicher Investitionskosten der einzelnen EE-Technologien, sollte die Höhe der Pönale und auch der damit verbundenen Kautions unterschiedlich gesetzt werden. Die Pönale sollte immer in Bezug auf die gesamten Projektkosten bzw. die damit verbundene Renditeerwartung gesehen werden. Außerdem sollte die Pönale entsprechend der ggf. zusätzlich definierten materiellen Präqualifikationskriterien justiert werden.

Als naheliegender Startpunkt kann die Höhe der Pönale in Relation zu den Investitionskosten herangezogen werden. Die folgende Tabelle 2-1 zeigt zunächst Schätzungen für die Investitionskosten unterschiedlicher EE-Technologien.

TABELLE 2-1: INVESTITIONSKOSTEN ALS ERSTER ANHALTSPUNKT FÜR DIE HÖHE DER PÖNALE

Technologie	Mittlere Investitionskosten in €/kW	Anmerkung
PV-Freiflächen	980	
PV-Dachanlagen	1.400	Sinkt mit der Anlagengröße (hier Wert für kleine Dachanlagen)
Windenergie an Land	1.500	Steigt mit der Anlagengröße, recht hohe Spreizung je nach Quelle (ca. 1.000 bis 2.100 €/kW)
Windenergie auf See	3.900	Große Spreizung bei unterschiedlichen Quellen (ca. 3.400 bis 4.800 €/kW)
Biomasse	4.200	Beispiel hier Biogas-BHVK; Kosten variieren mit Größe und eingesetztem Brennstoff
Geothermie	10.000	Hohe Unsicherheit, Kosten basieren auf einer Vielzahl von Annahmen für eine 3,5 MW-Referenzanlage
Wasser	6.680	Stark abhängig von Anlagengröße (ca. 7.200 €/kW bei kleinen bis 3.500 €/kW bei großen Anlagen)

Quelle: Clearingstelle EEG (2014)

Unterstellt man für die anderen EE-Technologien die in Relation zu den Investitionskosten gleichen Pönalen wie bei PV-Freiflächenanlagen, so erhält man eine erste Indikation für die jeweiligen Pönalen der unterschiedlichen EE-Technologien. In Tabelle 2-2 sind für die unterschiedlichen EE-Technologien die Pönalen dargestellt, die sich analog zur PV-Freifläche ergeben würden, wenn die Pönale a) vollständig gezahlt werden müsste, b) aufgrund höherer Präqualifikationsleistungen halbiert würde und c) aufgrund höherer Präqualifikationsleistungen und vorzeitiger Projektrealisierung insgesamt geviertelt würde.

Das Eckpunktepapier des BMWi³⁸ definiert lediglich für Windenergie an Land und PV-Dachanlagen mit einer Leistung größer ein Megawatt Pönalen. Während PV-Dachanlagen analog zu PV-Freiflächenanlagen eine Pönale nach Bezuschlagung in Höhe von 50 €/kW zu erwarten haben, liegt die angedachte Pönale für Windenergie an Land bei 30 €/kW. Für Windenergieanlagen an Land liegt die Pönale im Eckpunktepapier unterhalb der in Tabelle 2-2 dargestellten indikativen hälftigen Pönale, die bei 38 €/kW läge. Zu berücksichtigen ist dabei allerdings, dass das Eckpunktepapier neben der Pönale zusätzlich relativ hohe materielle Präqualifikationsleistungen in Form einer Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz fordert. Für die im Eckpunktepapier berücksichtigten großen PV-Dachanlagen orientiert sich der dort angesetzte Wert ebenfalls an den jeweiligen Investitionskosten, da die Investitionskosten für diese Leistungsklasse lediglich moderat oberhalb von PV-Freiflächenanlagen und somit deutlich unterhalb der hier angegebenen 1.400 €/kW für kleine Dachanlagen liegen.

TABELLE 2-2: HÖHE EINER MÖGLICHEN PÖNALE BEI ORIENTIERUNG AN INVESTITIONSKOSTEN

Technologie	Mittlere Investitionskosten in €/kW	Pönale (vollständig) in €/kW	Pönale (Hälfte) in €/kW	Pönale (Viertel) in €/kW
PV-Freiflächen	980	50	25	13
PV-Dachanlagen	1.400	71	36	18
Windenergie an Land	1.500	77	38	19
Windenergie auf See	3.900	199	99	50
Biomasse	4.200	214	107	54
Geothermie	10.000	510	255	128
Wasser	6.680	341	170	85

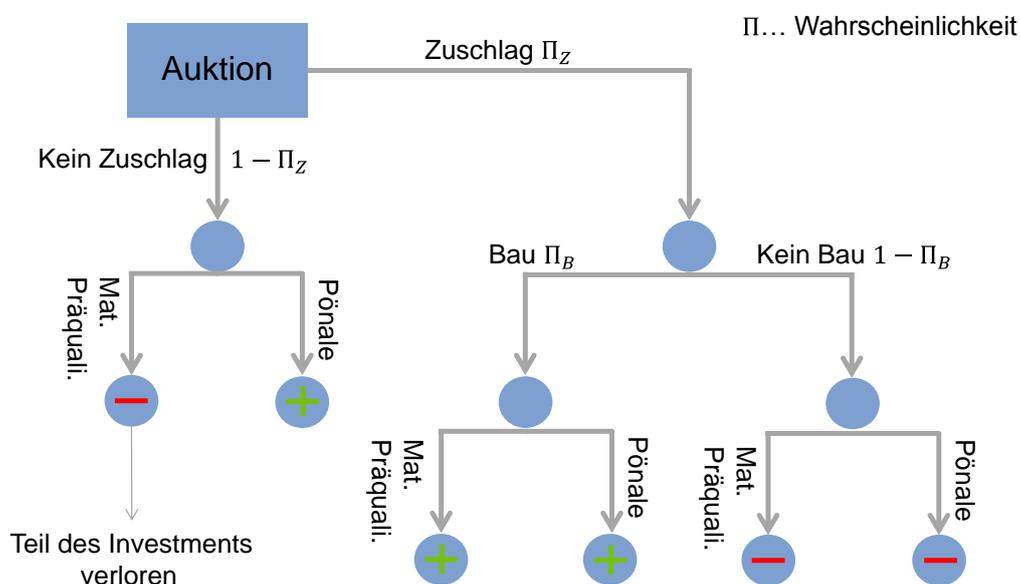
Quelle: Clearingstelle EEG (2014), Eigene Berechnungen

³⁸ Vgl. BMWi (2015h)

2.6.3 Einschätzung der Gutachter

Für den Erfolg einer Ausschreibung ist eine auf die Ausschreibungsmenge abgestimmte Realisierungsrate wichtig. Die Realisierungswahrscheinlichkeit kann grundsätzlich durch materielle Präqualifikationen und Pönalen gesteuert werden.³⁹ Während die beiden Instrumente bisher separat voneinander erläutert wurden, erscheint es sinnvoll, diese auch noch einmal gemeinsam zu diskutieren. Zur besseren Übersicht kann die folgende Abbildung 2-7 herangezogen werden. Sie zeigt die möglichen Wege eines Bieters vom Zeitpunkt vor der Auktion bis zur Realisation eines Projekts. Unterschieden wird zunächst, ob ein Bieter einen Zuschlag in der Auktion erhält und, im Falle eines Zuschlags, die bezuschlagte Leistung auch realisiert.

ABBILDUNG 2-7: MAßNAHMEN ZUR ERHÖHUNG DER REALISIERUNGSWAHRSCHEINLICHKEIT



Quelle: r2b energy consulting GmbH

Dabei wird ersichtlich, dass materielle Präqualifikationsbedingungen gegenüber Pönalen in der Regel einen Nachteil haben, wenn die Anlagen in der Auktion nicht bezuschlagt werden. In diesem Fall fällt für die Bieter keine Pönale an (eine möglicherweise gezahlte Kautions wird erstattet). Die bis zu diesem Zeitpunkt entstandenen materiellen Präqualifikationskosten – oder zumindest Teile davon – sind hingegen verloren. Erhält der Bieter dagegen einen Zuschlag, so wird der Bieter das Projekt in der Regel realisieren. Allerdings besteht die Gefahr, dass das Projekt verworfen, d. h. nicht gebaut wird. Bei Realisierung des Projekts haben beide Instrumente keine negativen Folgen. Umgekehrt führt eine Nicht-Realisierung nach Bezuschlagung in beiden Fällen zu finanziellen Einbußen. Der entsprechende Schaden – und der damit verbundene Gebotsauf-

³⁹ Darüber hinaus kann die Realisierungswahrscheinlichkeit zusätzlich über die Dauer von Fristen/Vorlaufzeiten, sowie zusätzlich über das Zulassen von Übertragbarkeit gesteuert werden. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird auf eine Darstellung an dieser Stelle verzichtet.

schlag – lässt sich an Hand der entsprechenden Wahrscheinlichkeiten in der Abbildung übersichtlich darstellen.

Aufgrund der größeren Nachteile materieller Präqualifikationen im Falle einer Auktionsteilnahme ohne Zuschlag empfehlen wir im Gegensatz zum Eckpunktepapier und den wissenschaftlichen Empfehlungen, beispielsweise bei Windenergieanlagen an Land, nicht ausschließlich auf eine sog. ‚späte Ausschreibung‘ zu setzen. Stattdessen empfehlen wir von Anfang an auch eine Alternative mit eher niedrigen materiellen Präqualifikationsbedingungen und dafür höherer Pönale.⁴⁰ Hohe materielle Präqualifikationsbedingungen können den Wettbewerb vermindern, wenn potentiellen Bietern das Risiko zu hoch ist, in der Auktion ohne Zuschlag zu bleiben. Gleiches gilt andersherum für den Fall, wenn – wie bei der Technologie Wasserkraft – ein hohes Genehmigungsrisiko besteht und somit zu niedrige Präqualifikationsanforderungen den Wettbewerb vermindern können, da Bieter nicht das Risiko eingehen wollen, nach dem Zuschlag die erforderlichen Genehmigungen nicht zu erhalten. In einem solchen Fall hoher Präqualifikationsanforderungen sollte die Pönale entsprechend niedriger ausfallen. Falls materielle Präqualifikationsmaßnahmen erwartet werden, sollten diese möglichst einfach nachgewiesen und kontrolliert werden können.

Pönalen stellen somit ein sinnvolles Instrument zur Steuerung der Realisierungswahrscheinlichkeit dar, dessen Einsatz wir grundsätzlich befürworten. Allerdings steigt durch die Verwendung von Pönalen aus Bietersicht das finanzielle Risiko im Fall einer Nichtrealisierung. Dieses Risiko kann durch die Übertragbarkeit von Förderberechtigungen gesenkt werden, vergleiche dazu unsere Ausführungen in Abschnitt 2.8.

Zur Absicherung der Pönalen sollten Kautionen eingeführt werden, deren Höhe sich an den technologiespezifischen Investitionskosten orientiert. Dabei kann der relative Anteil an den Investitionskosten für alle EE-Technologien ähnlich sein. Außerdem sollte die Kaution marktüblich verzinst werden, um die Belastungen der Bieter gering zu halten.

Sofern Gebote unterhalb der erwarteten Vollkosten neu zu errichtender Anlagen abgegeben werden (beispielsweise mit dem Ziel, den Optionswert des Zuschlags zu realisieren oder andere Bieter am Markteintritt zu hindern), sind Maßnahmen zur Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit nicht nur im Interesse der Effektivität der Auktion sondern auch im Interesse ‚ernsthafter Bieter‘, d. h. der Bieter mit der Absicht, unmittelbar eine Anlage zu errichten.

2.7 Fristen / Vorlaufzeiten

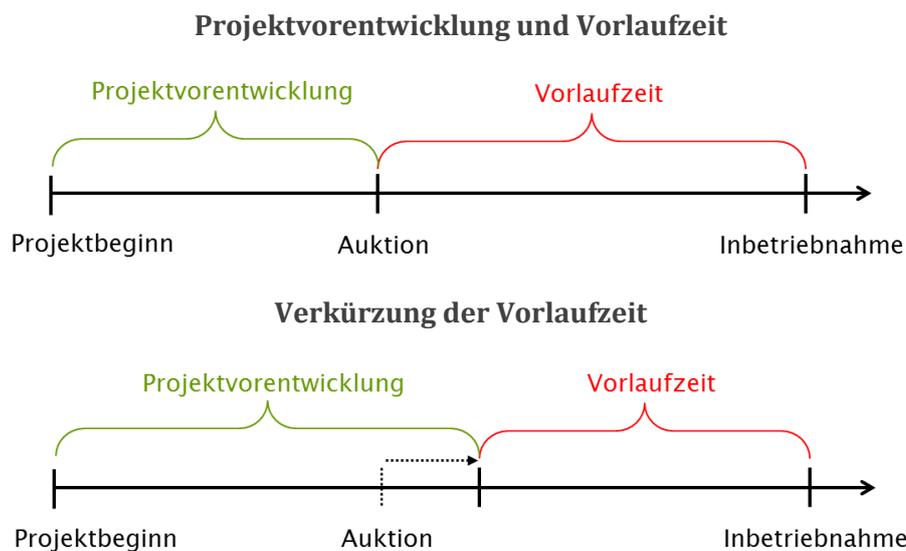
Durch die Festlegung von Fristen, bzw. Vorlaufzeiten wird durch den Auktionator bestimmt, innerhalb welches Zeitraums nach dem Zuschlag der Zubau abgeschlossen, bzw. die zugehörige Erzeugungsanlage (ggf. teilweise) in Betrieb gegangen sein muss. Die Festlegung von Fristen ist erforderlich, um insbesondere auch formal festzuhalten, dass eine bezuschlagte Anlage nicht errichtet wurde. Ohne Fristen laufen Pönalen ins Leere, da sie nie fällig werden. Fristen sollten also so großzügig bemessen sein, dass eine Realisation der Projekte auch tatsächlich möglich ist.

⁴⁰ Vgl. hierzu auch Käso und Müsgens (2014) im Kontext von PV-Freiflächenanlagen.

Gleichzeitig sollten (im Interesse eines effektiven Zubaus und eines politisch zu vermittelnden Ergebnisses) die Auktionen nicht Jahrzehnte vor dem Ende der Realisierungsfrist liegen.

Damit kann die Festlegung einer maximalen Vorlaufzeit jedoch zu einer impliziten physischen Präqualifikation führen: Wenn die Vorlaufzeit nach dem Zuschlag so knapp bemessen ist, dass ein Projekt nicht mehr vollständig von Anfang an errichtet werden kann, so muss das Projekt in der Konsequenz bereits vor der Auktion ausreichend vorentwickelt worden sein. In Abbildung 2-8 wird schematisch dargestellt, welche Auswirkung die Verkürzung der Vorlaufzeit – bei gleicher Projektdauer – auf die nötige Projektvorentwicklung zum Auktionszeitpunkt hat.

ABBILDUNG 2-8: WIRKUNGEN VON VORLAUFZEITEN ALS IMPLIZITE PRÄQUALIFIKATIONEN



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Durch die Begrenzung der Vorlaufzeit kann also ein bestimmter Entwicklungsstand des Projekts zum Zeitpunkt der Auktion (mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit) sichergestellt werden. Wird beispielsweise – wie in Abbildung 2-8 unten dargestellt – die Vorlaufzeit verkürzt, so muss zum Zeitpunkt der Auktion implizit eine größere Projektvorentwicklung stattgefunden haben, falls das Projekt aus Sicht des Bieters mit gleicher Wahrscheinlichkeit realisiert werden soll. Die Präqualifikationsanforderungen wurden also allein durch die Verkürzung der Vorlaufzeit erhöht – ohne explizit technische Präqualifikationsanforderungen festgeschrieben zu haben.⁴¹ Hierbei treten dieselben Vor- und Nachteile auf, die auch bei hohen materiellen Präqualifikationsanforderungen entstehen (vgl. Abschnitt 2.6.1).

Um die gewünschte Projektvorentwicklung und damit auch die Realisierungswahrscheinlichkeit möglichst genau steuern zu können, sollten sich Vorlaufzeiten an den üblichen, spezifischen Projektentwicklungsdauern der entsprechenden Technologie orientieren. Beträgt beispielsweise bei einer bestimmten Technologie die letzte Projektphase (Bau der Anlage) ca. 10 Monate und wird eine Vorlaufzeit von 12 Monaten nach Auktion bis zur Fertigstellung festgelegt, so muss der

⁴¹ Um die Einhaltung derartiger Fristen sicherzustellen, muss eine Überschreitung mit entsprechenden Pönalen, bzw. der Einbehaltung von Kautionen sanktioniert werden, vgl. Abschnitt 2.6.

Projektentwickler kurz nach Zuschlagung mit dem Bau beginnen, um diesen fristgerecht abzuschließen. Alle dem Bau vorgelagerten Projektschritte müssen also zum Zeitpunkt der Auktion bereits abgeschlossen sein, falls das Projekt mit hinreichend hoher Wahrscheinlichkeit realisiert werden soll.

Da geringe Verzögerungen bei der Realisierung von EE-Projekten nie ausgeschlossen werden können, sollte jedoch ein ausreichender Sicherheitspuffer berücksichtigt werden. Dieser muss so ausgestaltet sein, dass bei einem lediglich geringen Zeitverzug dennoch eine rechtzeitige Fertigstellung möglich ist. Er darf jedoch andererseits nicht so groß sein, dass vermeidbare Verzögerungen ebenfalls abgedeckt sind. Die Höhe des Sicherheitspuffers muss daher im Einzelfall für jede Technologie gesondert bestimmt werden. Beispielsweise erscheint bei obigem Beispiel (Baubeginn der Anlage soll direkt nach Auktion erfolgen) bei einer erwarteten Dauer für den Bau der Anlage von 10 Monaten ein zusätzlicher Sicherheitspuffer von 2 Monaten (und somit eine gesamte Vorlaufzeit von 12 Monate) realistisch.

Für unvorhergesehene Ereignisse können Ausnahmen von der Einhaltung der Vorlaufzeiten festgelegt werden. Oft wird argumentiert, dass beispielsweise beim Auftreten von höherer Gewalt ausnahmsweise eine Verlängerung der Vorlaufzeit möglich sein sollte. Derartige Ausnahmen sind jedoch aus mehreren Gründen zumindest kritisch zu sehen. Zum einen erfordert die Definition des Ausnahmefalls hohen Aufwand bei der Spezifizierung der jeweiligen Regelungen. So müsste für jede Technologie genau festgelegt werden, in welchen Fällen welche Form von Fristverlängerung zulässig wäre. In der Umsetzung sind darüber hinaus derartige Ausnahmen sehr anfällig für Missbrauch. Den Bietern steht es darüber hinaus frei, sich gegen derartige Risiken – beispielsweise durch das Abschließen entsprechender Versicherungen – abzusichern.

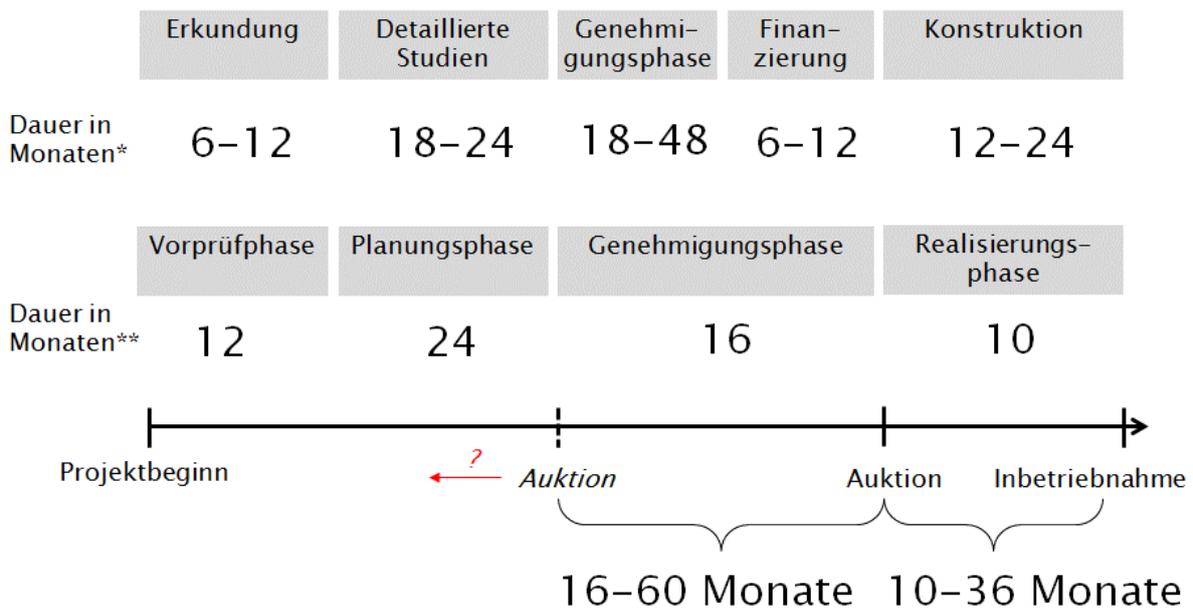
Im Folgenden werden für jede EE-Technologie die typischen Projektphasen sowie deren jeweilige Dauern dargestellt. Diese können als Basis für die festzulegenden Vorlaufzeiten dienen.

2.7.1 Windenergie an Land

Die Projektentwicklungsdauern in Abbildung 2-9 basieren auf zwei Quellen: dem Projektentwickler Theolia und der Fachagentur Windenergie an Land.⁴² Bei der Dauer der einzelnen Projektphasen fällt auf, dass sich die Angaben insbesondere für die Dauer des Genehmigungsverfahrens und für die der Realisierungs- (bzw. Konstruktions-) Phase deutlich unterscheiden. Die Dauer der Realisierungs- bzw. Konstruktionsphase (Bau der Anlage) beträgt in etwa 10 (Fachagentur Windenergie), bzw. zwischen 12 und 24 Monaten (Theolia). Sollte bei einem Ausschreibungsverfahren also das Vorliegen einer (BImSchG-)Genehmigung als Voraussetzung für die Teilnahme an der Auktion gewünscht werden, sollte die Vorlaufzeit (unter Berücksichtigung eines Sicherheitspuffers) in etwa in dieser Größenordnung liegen. Falls gewünscht ist, den Projektierern auch nach der Auktion noch das Einholen der Genehmigung zu ermöglichen, müssten die Vorlaufzeiten entsprechend verlängert werden.

⁴² Vgl. Theolia (2015) und Fachagentur Windenergie an Land (2015)

ABBILDUNG 2-9: WINDENERGIE AN LAND – PROJEKTENTWICKLUNGSDAUERN



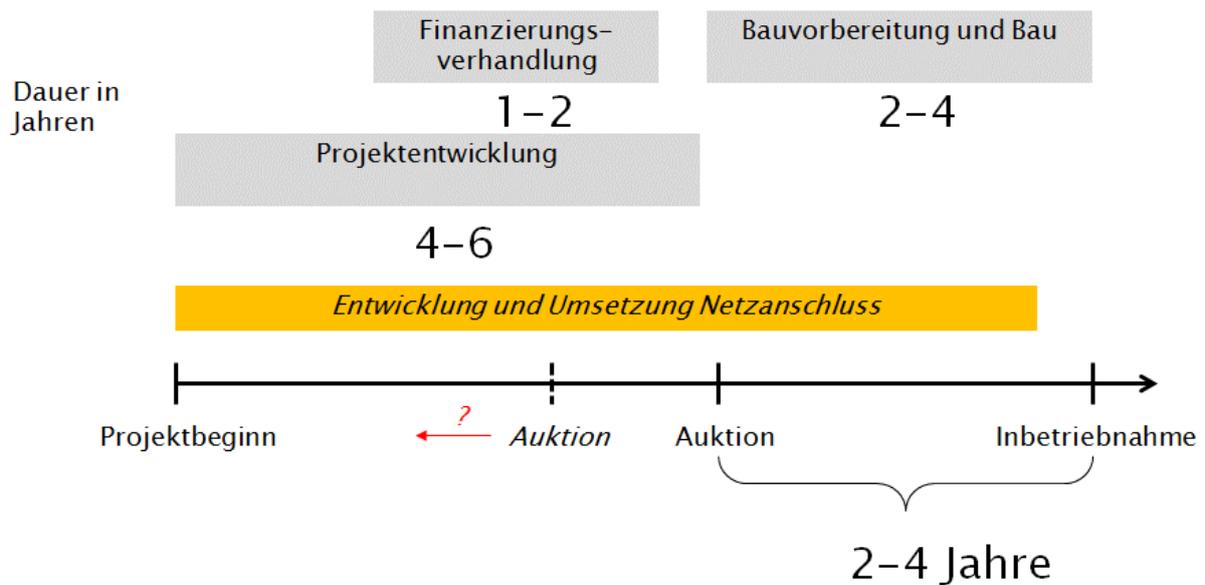
Quelle: * Theolia (2015); **Fachagentur Windenergie an Land (2015)

In den wissenschaftlichen Empfehlungen für die Ausschreibung erneuerbarer Energien wird eine Realisierungsfrist von zwei Jahren vorgeschlagen. Zusätzlich empfehlen die Gutachter entweder eine hohe finanzielle Sicherheit oder die Vorlage einer BImSchG-Genehmigung in Kombination mit einer geringen finanziellen Sicherheit. Die Vorlaufzeit von zwei Jahren liegt damit am oberen Ende der in Abbildung 2-9 dargestellten Dauer der Realisierungs- bzw. Konstruktionsphase. Es kann also davon ausgegangen werden, dass hierbei ein ausreichender Sicherheitspuffer enthalten ist.

2.7.2 Windenergie auf See

In Abbildung 2-10 sind die Projektphasen sowie deren typische Dauern in Jahren für Windenergie-Projekte auf See dargestellt. Basis hierfür sind die Angaben des Ministeriums für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung des Landes Mecklenburg-Vorpommern. Dieses geht davon aus, dass Bauvorbereitung und Bau etwa zwei bis vier Jahre in Anspruch nehmen. Soll sichergestellt werden, dass ein Projekt, welches an der Auktion teilnimmt, bereits entsprechend weit vorentwickelt ist, wäre eine entsprechend lange Vorlauffrist einzurichten.

ABBILDUNG 2-10: WINDENERGIEANLAGEN AUF SEE – PROJEKTENTWICKLUNGSDAUERN



Quelle: Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern

Bei Windenergieanlagen auf See ist darüber hinaus zu berücksichtigen, dass parallel zur Projektentwicklung die Entwicklung und Umsetzung des Netzanschlusses stattfinden muss. Unabhängig davon, ob die Projektvorentwicklung, wie im sogenannten ‚zentralen Zielmodell‘⁴³ vorgesehen, von einer zentralen Stelle vorgenommen wird, oder ob dies durch die Projektierer selbst geschieht, muss die notwendige Dauer der Netzanschlusssentwicklung hier berücksichtigt und aufeinander abgestimmt werden. Die notwendige Verzahnung mit dem gleichzeitig durchzuführenden Netzanschluss behandeln wir in Abschnitt 2.9.

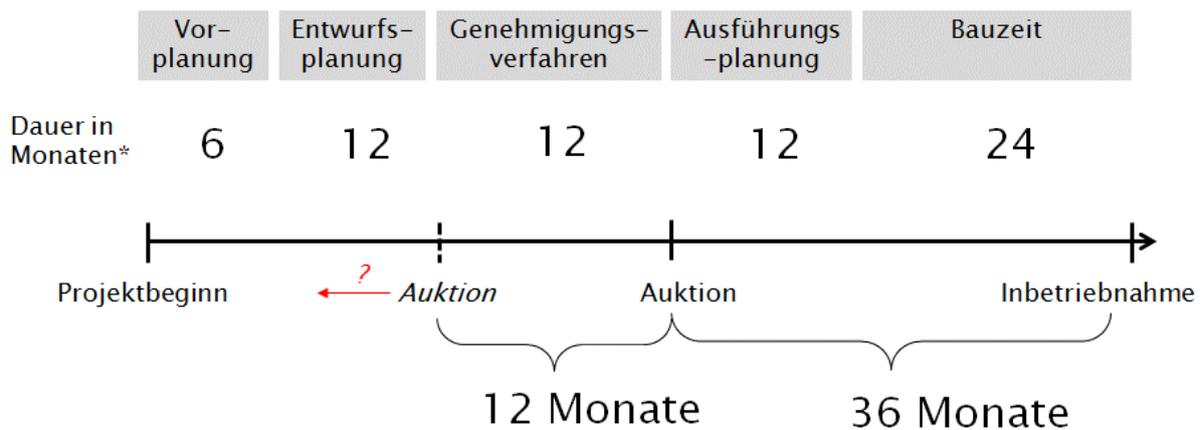
2.7.3 Wasserkraft

Die Dauer einzelner Projektphasen sowie somit auch die Dauer des Gesamtprojektes für Wasserkraft sind sehr unsicher. Dies gilt insbesondere für das Genehmigungsverfahren, welches – wie in Abbildung 2-11 dargestellt – üblicherweise mindestens 12 Monate in Anspruch nimmt. Allerdings können hier lokale Besonderheiten zu deutlichen Verzögerungen führen, was auch vom BMWi⁴⁴ so gesehen wird. Die dargestellten Dauern der einzelnen Projektphasen sind daher lediglich als grobe Abschätzungen anzusehen. Sollte eine Auktion für Wasserkraftanlagen gewünscht werden, müsste bei den Vorlaufzeiten dieser Unsicherheit in Form von entsprechenden Sicherheitspuffern Rechnung getragen werden. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn eine Auktion bereits zu einem frühen Projektzeitpunkt, also bei einer noch geringen Projektvorentwicklung, stattfinden soll.

⁴³ Für eine ausführliche Diskussion der verschiedenen Zielmodelle, vgl. Ecofys (2015), S. 90ff.

⁴⁴ Vgl. BMWi (2015c)

ABBILDUNG 2-11: WASSERKRAFT – PROJEKTENTWICKLUNGSDAUERN



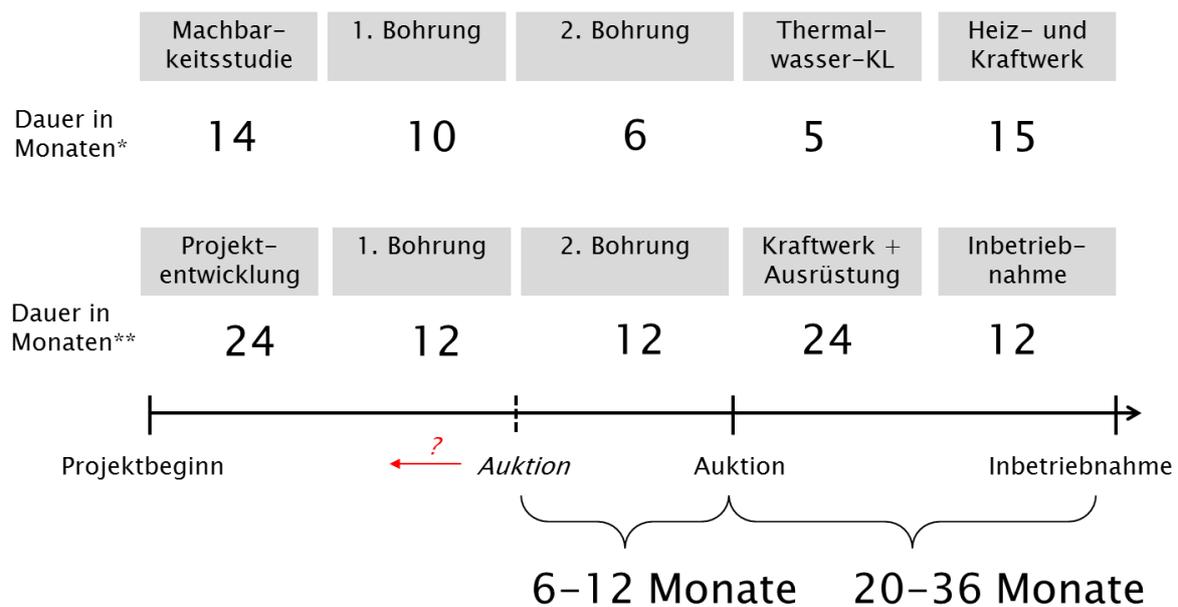
Quelle: BMWi (2015c)

Das BMWi geht somit von Gesamtprojektentwicklungsdauern in einer Größenordnung von 66 Monaten bzw. 5 ½ Jahren aus. Erweiterungen an Bestandsanlagen lassen sich häufig auch schneller realisieren, andererseits können Genehmigungsverfahren wie oben beschrieben auch länger dauern.

2.7.4 Geothermie

In Abbildung 2-12 sind typische Projektphasen sowie deren Dauern für Geothermieprojekte schematisch dargestellt. Als Quellen hierfür dienen das Ministerium für Umwelt und Forsten Rheinland-Pfalz, sowie die Energieagentur HessenEnergie. Gemäß beider Quellen sind vor Baubeginn für eine Geothermieanlage zwei Bohrungen notwendig, die jeweils zwischen 6 und 12 Monaten dauern. Anschließend wird für die Installierung der Anlage zwischen 20 und 36 Monaten veranschlagt. Bei dieser Darstellung ist zu berücksichtigen, dass es in Deutschland noch recht wenig Erfahrung mit Geothermie-Projekten gibt und die daraus resultierende Unsicherheit in Form von entsprechenden Sicherheitspuffern berücksichtigt werden muss.

ABBILDUNG 2-12: GEOTHERMIE – PROJEKTENTWICKLUNGSDAUERN



Quelle: * Ministerium für Umwelt und Forsten Rheinland Pfalz (2005); ** HessenEnergie (2007)

2.7.5 Weitere Technologien (Biomasse und PV Freiflächen)

Bei Biomasseanlagen lassen sich kaum allgemeine Aussagen zu Projektdauern treffen. Diese sind insbesondere stark von der Größe der zu bauenden Anlage abhängig. Im Vergleich zu den anderen Technologien sind die gesamten Projektdauern aber insgesamt als eher gering (mehrere Monate bis wenige Jahre) anzusehen.⁴⁵ Somit können auch bei einer Auktion für Biomasseanlagen entsprechend kurze Vorlaufzeiten angesetzt werden.

Für die Auktion von PV-Freiflächenanlagen, welche erstmals im April 2015 durchgeführt wurde, wurde eine Vorlaufzeit von 24 Monaten festgelegt. Das Projekt ‚PV GRID‘⁴⁶ hat typische Realisierungsdauern von 2,5-MW-PV-Freiflächenanlagen durch Umfragen erfasst und einen Erwartungswert von 40 Wochen (also gut neun Monate) ermittelt. Der Sicherheitspuffer für Projekte, die länger zur Fertigstellung benötigen, ist also recht hoch gewählt. Mit der Erfahrung der ersten Auktionen, sowie der zugehörigen fertiggestellten EE-Anlagen kann somit gegebenenfalls eine Anpassung dieser Vorlaufzeiten erfolgen.

2.7.6 Einschätzung der Gutachter

Vorlaufzeiten erfüllen im Rahmen von Auktionen mehrere Aufgaben. Zum einen wird durch sie – in Kombination mit Kautionen/Pönalen und Präqualifikationen – die Realisierungswahrschein-

⁴⁵ Als Beispiel seien hier der Bau des 20-MW_{el}-Biomasseheizkraftwerks Bergkamen sowie eines 600kW_{el}-Biomasse-BHKWs in Templin genannt. Bei ersterem vergingen nach Angaben des durchführenden Ingenieurbüros zwischen Baubeschluss und Inbetriebnahme etwa 3 Jahre, bei letzterem lediglich 10 Monate. Vgl. http://www.vib-bochum.de/vib25/images/stories/pdf/Referenz/Energie_Umwelt/3a_Referenz_HEC_2005.pdf, bzw. <http://www.holzlogistik.iff.fraunhofer.de/media/pdf/2007/2.pdf>.

⁴⁶ Vgl. <http://www.pvgrid.eu/database.html>

lichkeit und damit auch die Zielerreichung gesteuert (vgl. Abschnitt 2.1). Durch entsprechend mittels Kautionen/Pönalen sanktionierte Vorlaufzeiten kann der Auktionator sicherstellen, dass die bezuschlagten Mengen zum gewünschten Zeitpunkt fertiggestellt sind.

Darüber hinaus können durch eine Steuerung der Vorlaufzeiten – in Kombination mit Kautionen/Pönalen – technische Präqualifikationsbedingungen (teilweise) obsolet werden. Bei entsprechend kurzer Vorlaufzeit müssen bestimmte Projektschritte bereits erbracht worden sein, um das Projekt in der geforderten Zeit umzusetzen. Der Auktionator muss also lediglich eine Vorlaufzeit samt ausreichend hoher Kaution/Pönale festlegen, woraus sich implizit eine technische Präqualifikation ergibt. Eine Überprüfung, ob das Projekt tatsächlich bereits so weit fortgeschritten ist, kann entfallen. Die implizite Zusage des Projektierers, dass das Projekt entsprechend weit fortgeschritten ist, wird durch eine Kaution oder Pönale gesichert. Im Gegensatz dazu ist bei der expliziten Festlegung von technischen Präqualifikationen nötig, dass diese spezifiziert und deren Einhaltung explizit überwacht werden. Somit ist der administrative Aufwand bei Vorlaufzeiten geringer als bei (ggf. komplexen) technischen Präqualifikationsanforderungen. Aus Gutachtersicht sollte daher in der Regel eine Festlegung von Vorlaufzeiten gegenüber spezifischen technischen Präqualifikationskriterien bevorzugt werden.

Bei der Festschreibung von Vorlaufzeiten sollten technologiespezifische erwartete Projektdauern realistisch abgebildet werden. Dabei sollten zeitliche Sicherheitspuffer implementiert werden, um Unsicherheiten einzelner Projektschritte und unterschiedlichen Ausgestaltungen verschiedener Projekte Rechnung zu tragen. Falls die tatsächliche Realisierungsquote von der ursprünglich erwarteten zu stark abweicht, können Vorlaufzeiten gegebenenfalls bei später nachfolgenden Auktionen angepasst werden. Wir halten es aus Gutachtersicht für wenig sinnvoll, Ausnahmeregelungen zuzulassen, die eine Zeitüberschreitung der festgelegten Vorlaufzeiten ermöglichen. Sollte dies gewünscht werden, so muss das Missbrauchspotential bei Ausnahmetatbeständen berücksichtigt werden.

2.8 Übertragbarkeit

Um an der Auktion teilnehmen zu können, müssen die Bieter Vorleistungen erbringen (vgl. Abschnitt 2.6). Durch erfolgreiche Teilnahme an der Auktion verpflichtet sich der Bieter, das Projekt, auf welches sich die erbrachten Vorleistungen beziehen, fristgerecht fertigzustellen. Andernfalls droht ein (zumindest teilweiser) Verlust dieser Vorleistungen. Der Auktionator möchte so die Erreichung des Zubauziels steuern. Allerdings ist es aus Sicht des Auktionators zunächst einmal weniger entscheidend, wo genau die Anlage realisiert wird bzw. ob es sich bei der letztendlich fertiggestellten EE-Anlage eins-zu-eins um die bei der Auktion bezuschlagte Anlage handelt. So lange innerhalb der Frist der Zubau in derselben Größe erfolgt und es keine weiteren zu berücksichtigenden ortsspezifischen Besonderheiten, z. B. aufgrund regionaler Quoten, gibt, erscheint dies sekundär. Wird ein solcher Wechsel zugelassen, spricht man von einer Übertragbarkeit der Zuschläge.

Im vorliegenden Fall technologiespezifischer EE-Auktionen können zwei Arten von Übertragbarkeit unterschieden werden: 1) Übertragbarkeit auf andere Standorte des bezuschlagten Investors und 2) Übertragbarkeit auf andere Standorte anderer Investoren.⁴⁷ Im ersten Fall kann ein Investor ein Förderzertifikat, nachdem es in der Auktion erworben wurde, auf andere Projekte in seinem Portfolio übertragen. Das Förderzertifikat ist somit nicht mehr ortsgebunden, sondern von einem Investor ortsunabhängig verwendbar. Im zweiten Fall werden die Möglichkeiten der Übertragbarkeit dahingehend weiter gefasst, dass die Übertragung nicht nur zu einem anderen Standort, sondern auch darüber hinaus zu einem anderen Investor möglich ist.

In beiden Fällen sind die rechtlichen Rahmenbedingungen für Projekte, auf die die Förderzertifikate übertragen werden, dieselben wie bei den ursprünglich bezuschlagten Projekten. Es gelten also beispielsweise dieselben Kautionen und Pönalen und es müssen dieselben Fristen eingehalten werden, die bei der Auktion galten. Im Folgenden werden die Vor- und Nachteile diskutiert, die die beiden oben genannten Alternativen von Übertragbarkeit mit sich bringen.

2.8.1 Vorteile von Übertragbarkeit

Aus ökonomischer Sicht bietet eine Übertragbarkeit von Förderzertifikaten eine Reihe von Vorteilen. Da Bieter im Fall einer (ungeplanten) Nicht-Realisierung ihren Förderanspruch entweder an anderer Stelle nutzen (Alternative 1) oder weiterverkaufen (Alternative 2) können, fallen das finanzielle Risiko und damit die erwarteten Kosten einer solchen Nicht-Realisierung niedriger aus. Ein niedrigeres finanzielles Risiko macht den Markt attraktiver für Bieter. Durch niedrigere erwartete Kosten der Nicht-Realisierung sinken zudem die Risikoaufschläge, welche von den Bietern in ihre Gebote eingepreist werden. Dies gilt insbesondere bei Alternative 2 (Übertragung auf andere Investoren) und dort vor allem bei kleineren Investoren: Fehlen Alternativen zur Übertragbarkeit im eigenen Projektportfolio, können – im Fall eines unwirtschaftlichen oder nicht realisierten Projekts – durch den Verkauf der Förderberechtigung die Verluste begrenzt werden. Daher kann der Risikoaufschlag bei Übertragbarkeit geringer ausfallen.

Die Übertragbarkeit von Förderzertifikaten kann darüber hinaus die Realisierungswahrscheinlichkeit erhöhen. Können Zertifikate nicht übertragen werden, so bedeutet die Nicht-Realisierung eines bezuschlagten Projekts, dass die damit verbundenen Förderzertifikate verfallen und die bezuschlagte EE-Leistung nicht zugebaut wird.⁴⁸ Kann eine Übertragung erfolgen, so gibt es immer noch die Möglichkeit, dass die bezuschlagte Leistung an anderer Stelle zugebaut wird. Wird Übertragbarkeit ermöglicht, können andere Maßnahmen zur Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit (Kautionen/Pönalen, Präqualifikationsbedingungen, siehe Abschnitt 2.6) deshalb unter Umständen geringer ausfallen. Ist eine maximal hohe Realisierungswahr-

⁴⁷ Dass ein gesamtes Projekt – also die Projektgesellschaft – an einen neuen Investor übertragen werden kann, wird als gegeben angenommen. Ebenso gehen wir davon aus, dass bei einer technologiescharfen Ausschreibung keine Übertragung auf andere Technologien möglich sein wird.

⁴⁸ Oder erst über den Umweg einer erneuten Versteigerung wieder aufgenommen wird.

scheinlichkeit gewünscht, so kann eine Übertragbarkeit von Förderzertifikaten also zur Zielerreichung beitragen.⁴⁹

Ein weiterer Vorteil von Übertragbarkeit liegt in einem kostengünstigeren Zubau von EE-Anlagen. So werden bei der Auktion in der Praxis nicht ausschließlich die tatsächlich günstigsten Bieter einen Zuschlag erhalten. Aufgrund von unvollständigen Informationen (beispielsweise über zu erwartende Kosten und Erlöse) kann es passieren, dass Projekte, die aufgrund ihrer Kostenstruktur eigentlich förderungsfähig wären, nicht bezuschlagt werden. Solche Projekte können davon profitieren, dass Förderzertifikate übertragbar sind. Stellt sich nach der Auktion heraus, dass ein Projekt doch günstiger zu realisieren ist als vor der Auktion geplant, so könnte ein entsprechendes Förderzertifikat auf dieses Projekt übertragen werden. Dies führt zu geringeren Kosten für die Bieter und damit zu höherer volkswirtschaftlicher Effizienz.

Ein weiterer Vorteil betrifft gegebenenfalls notwendige Regelungen zur Rückgabe von Förderzertifikaten im Fall einer Nicht-Realisierung. Die Rückgabe von Förderzertifikaten stellt den Auktionator unter anderem vor die Herausforderung, hierfür einen Preis anzusetzen, der für die Rückgabe ausgezahlt wird. Existiert die Möglichkeit, das Förderzertifikat zu übertragen, so wird sich hierfür ein Marktpreis einstellen, welcher den Wert des Förderzertifikats widerspiegelt. Regelungen für die Rückgabe von Förderzertifikaten verlieren also an Bedeutung.

2.8.2 Nachteile von Übertragbarkeit

Neben den erwähnten Vorteilen kann die Übertragbarkeit von Förderzertifikaten jedoch auch Nachteile hervorbringen, die den Zielen von EE-Auktionen entgegenstehen. Im Folgenden werden die wesentlichen Nachteile beleuchtet.

Häufig wird das Argument geäußert, die Handelbarkeit von Förderzertifikaten berge die Gefahr von Spekulationen. Wir sind bereits im wissenschaftlichen Gutachten zum Auktionsdesign für Photovoltaikanlagen⁵⁰ auf die Möglichkeit zum sogenannten ‚Optionsbieten‘ eingegangen und haben dort diskutiert, wie dieses Risiko reduziert werden kann. Vereinfacht gesprochen handelt es sich bei einer Förderberechtigung um eine Option, die das Recht – nicht aber die Pflicht – bietet, EE-Strom vergüten zu lassen. Diese Option ist c. p. umso wertvoller, je geringer die Kosten (Präqualifikation, Kautions/Pönale) sind, je geringer also der Verlust wäre, falls die Option nicht eingelöst würde.⁵¹ Ein ‚Optionsbieter‘ spekuliert also darauf, dass sich nach erfolgreicher Auktion die Kosten für den Bau und Betrieb der EE-Anlage zu seinen Gunsten entwickeln. Er spekuliert also auf sinkende Kosten nach der Auktion. Eine Spekulation auf steigende Kosten ist hingegen nicht sinnvoll und darüber hinaus auch nicht möglich, da dies bedeuten würde, in der Auktion eine höhere Förderung zu bieten, für die man dann keinen Zuschlag bekäme.

⁴⁹ Im aktuellen Marktdesign für PV-Freiflächenanlagen ist zur Zielerreichung eine hundertprozentige Realisierungswahrscheinlichkeit nötig.

⁵⁰ Vgl. Käso und Müsgens (2014), S. 24

⁵¹ Darüber hinaus wird die Option (das Förderzertifikat) umso wertvoller, je länger die Realisierungsfrist bis zur Fertigstellung ist, siehe hierzu auch Abschnitt 2.6.

Dass Investoren ‚Optionsbieten‘ durchführen und damit auf sinkende Kosten spekulieren, erscheint realistisch. Auch für ‚Optionsbieter‘ erhöht sich durch die Möglichkeit der Übertragbarkeit der Wert eines Zuschlags. Die Wertsteigerung ist jedoch für alle Bieter ähnlich. Insbesondere wird das Hauptrisiko des Optionsbieters nicht verändert: Sinken die Kosten für die ersteigerten Projekte nach der Auktion, so erzielt der Spekulant Gewinne. Steigen sie dagegen, erleidet er Verluste. Eine geringe Verbesserung der Spekulationsmöglichkeit infolge von Übertragbarkeit kann darin bestehen, dass ein Spekulant ohne Übertragbarkeit lediglich auf sinkende Kosten seiner eigenen bezuschlagten Projekte spekuliert, im Fall von Übertragbarkeit jedoch auch auf sinkende Kosten von nicht bezuschlagten Projekten, auf die dann das Förderzertifikat übertragen (oder verkauft) werden könnte. Allerdings wäre dies aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht von Nachteil: Die gesamten Förderkosten wären geringer als ohne Übertragbarkeit (denn der Investor hat ja einen niedrigeren Fördersatz geboten als aus reiner Kostensicht geboten) und der Zuschlag würde in diesem Szenario letztlich beim Projekt mit den niedrigsten Kosten realisiert werden – obwohl die Kostenstruktur zum Zeitpunkt der Auktion noch nicht bekannt war.

Als weiteres Argument gegen Übertragbarkeit wird in der aktuellen Diskussion strategisches Verhalten angeführt. Mit strategischem Verhalten ist in diesem Zusammenhang in erster Linie gemeint, dass ein Bieter sich eine marktbeherrschende Stellung verschaffen möchte, indem er zunächst über einen Zeitraum strategisch niedrige (und somit nicht kostendeckende) Gebote abgibt und damit andere Teilnehmer aus dem Markt drängt, bzw. deren Markteintritt verhindert. Nachdem die Konkurrenten erfolgreich vom Markt verdrängt sind, so diese Argumentation, erzielt der strategische Bieter dann hohe Renditen.⁵² Zunächst einmal sollten solche Entwicklungen primär durch geeignete Pönalen in Verbindung mit Kautionszahlungen verhindert werden. Wie bei der oben diskutierten Gefahr von Spekulationen kommt hinzu, dass das Ausmaß dieses Risikos nicht unmittelbar mit Übertragbarkeit zusammenhängt. Ein strategischer Bieter kann auch ohne die Möglichkeit zur nachträglichen Übertragbarkeit versuchen, andere Teilnehmer durch niedrige Preise aus dem Markt zu halten. Darüber hinaus birgt eine derartige Strategie ohnehin große Risiken. Ein strategischer Bieter investiert viel Geld, ohne sicher zu sein, die gewünschte marktbeherrschende Stellung und die damit verbundenen hohen Erlöse später auch zu erlangen. Schließlich ist nicht sicher, dass zu einem späteren Zeitpunkt nicht wieder neue Teilnehmer in den Markt treten und der strategische Bieter zwar die Kosten des Kaufs nicht-kostendeckender Förderberechtigungen realisiert, nicht aber die angestrebten langfristigen Gewinne.

Ein weiterer möglicher Nachteil von Übertragbarkeit besteht im Risiko, dass diese nachteilig für kleine Bieter sein kann. Nach dieser Argumentation würden größere Bieter durch die Möglichkeit der Übertragung von Förderzertifikaten bevorteilt, da sie in der Regel größere Portfolien haben.⁵³ Diese Aussage ist grundsätzlich richtig: Können Förderzertifikate nur auf andere Standorte desselben Unternehmens übertragen werden, ergibt sich hierdurch ein Vorteil für Mehr-

⁵² Teilweise wird an dieser Stelle auch argumentiert, dass z. B. thermische Kraftwerksbetreiber den EE-Zubau verhindern möchten, um auf anderen Märkten (in diesem Fall Strom Großhandel) höhere Renditen zu erzielen.

⁵³ Vgl. beispielsweise BEE (2015), S. 10

projekt-Anbieter.⁵⁴ Dürfen Förderzertifikate jedoch auch zwischen Investoren übertragen werden, verringert sich dieser Nachteil: Da auch kleinere Anbieter ein erworbenes Zertifikat nach der Auktion verkaufen können, können sie die Risiken ebenfalls streuen. Sie können von der Übertragbarkeit sogar profitieren, da sie auch nach einer Auktionsteilnahme ohne Zuschlag nachträglich noch ein Zertifikat erwerben können.

Ein weiteres Argument betrifft ebenfalls eine mögliche Benachteiligung kleiner Bieter. So haben Bieter mit mehreren Zuschlägen durch Übertragbarkeit ggf. die Möglichkeit, Zuschläge auch zwischen bezuschlagten Standorten zu übertragen. Der höchste Zuschlag sollte dann am ertragsstärksten Standort verwendet werden, da sich so die Gesamteinnahmen des Portfolios maximieren ließen. Das Potential zur Erlössteigerung resultiert hier insbesondere aus der Vergütung von Arbeit. Je größer die Unterschiede in den Erzeugungsmengen der Anlagen mit Zuschlag sind, desto stärker ist der Anreiz für diese Art von Optimierung. Allerdings stünde die Möglichkeit zur Gesamterlössteigerung auch kleinen Anbietern offen. Sofern die Übertragbarkeit auch zwischen Bietern zugelassen ist, funktioniert dieses Modell auch dann, wenn die beiden Anlagen nicht den gleichen Besitzer haben. Die Benachteiligung kleiner Bieter würde dadurch zumindest verringert.⁵⁵ Darüber hinaus kann in der Praxis der Anreiz für dieses Verhalten ohnehin durch Pönalen für die Übertragung (analog zum derzeit im PV-Freiflächendesign implementierten Modell) nivelliert werden.

Die Möglichkeit zu Übertragbarkeit erhöht auch den administrativen Aufwand für den Regulator. Sind Förderzertifikate nicht übertragbar, so kann deren Fertigstellung relativ einfach überwacht werden. Mit Übertragbarkeit wird dies schwieriger.

2.8.3 Einschätzung der Gutachter

Aus Gutachtersicht bietet Übertragbarkeit den Vorteil, dass dadurch niedrigere Risikoaufschläge und somit auch niedrigere Gebote ermöglicht werden. Durch die nachträgliche Übertragung von Förderzertifikaten werden somit die Gesamtkosten der Förderung gesenkt. Ein weiterer Vorteil besteht gerade bei Technologien mit geringen einzelnen Anlagengrößen (z. B. PV Dachflächenanlagen). Hier könnte die Förderberechtigung von einem zentralen Vertragspartner (beispielsweise dem örtlichen Stadtwerk) erworben und dann auf die einzelnen Betreiber – ggf. zusammen mit der zu installierenden Anlagen – übertragen werden. Dadurch könnten auch dezentrale Erzeugungsanlagen in EE-Auktionen eingebunden werden.

Die Hauptrisiken bei der Einführung von Übertragbarkeit sehen wir in der Umsetzung der administrativen Prozesse und der damit verbundenen Kosten sowie in den Sorgen um kleinere Bieter bzw. fehlender Akteursvielfalt. Bei der Übertragbarkeit zwischen Standorten desselben Investors betreffen die administrativen Herausforderungen in erster Linie die notwendige Überwachung der fristgerechten Fertigstellung der EE-Anlagen. Soll auch die Übertragbarkeit auf ande-

⁵⁴ Allerdings ist es grundsätzlich auch kleineren Bietern möglich, sich zu Bietergemeinschaften zusammenzuschließen, die die Vermarktung durchführen. Der Vorteil einer Übertragbarkeit im Portfolio ließe sich so (indirekt) auch für kleinere Bieter realisieren.

⁵⁵ Die beteiligten Partner müssten sich lediglich auf eine Gebühr für die Transaktion einigen. Sofern ein liquider Zweitmarkt existiert, der beiden Berechtigungen mit einem Preis versieht, wäre auch das unnötig.

re Investoren ermöglicht werden, erfordert dies die Implementierung eines Sekundärmarktes. Die hiermit verbundenen Kosten müssen zu den damit erzielbaren Kostensenkungen in Beziehung gesetzt und gegeneinander abgewogen werden.

Aus diesem Grund sollte Übertragbarkeit – so sie politisch gewünscht wird – schrittweise eingeführt werden. Zunächst könnte eine Übertragung von Förderzertifikaten auf andere Standorte desselben Investors (Alternative 1) erfolgen. Eine solche Übertragung müsste der zuständigen Behörde gemeldet werden, wodurch der administrative Aufwand der Überwachung und die damit verbundenen Kosten überschaubar blieben. Gleichzeitig sollte der Prozess von einem Monitoring begleitet werden. Dabei sollte überprüft werden, ob die Übertragbarkeit hinsichtlich Akteursvielfalt, Wettbewerb, Realisierungswahrscheinlichkeit und Förderkosten die erwarteten positiven Auswirkungen hat.

Sollte sich zeigen, dass eine solche Lösung in der Praxis erfolgreich betrieben werden kann, kann in einem nächsten Schritt die Übertragbarkeit auf andere Investoren (Alternative 2) ausgeweitet werden. Dabei müssen die oben erwähnten Herausforderungen bezüglich der Umsetzung sowie der entsprechenden Kosten berücksichtigt und mit den zu erwartenden Kostensenkungspotentialen verglichen werden. Eine endgültige Entscheidung hierüber sollte also erst nach Umsetzung und Auswertung der Ergebnisse des ersten Schrittes erfolgen.

2.9 Wettbewerb der Standorte oder Wettbewerb um Standorte

Die Auktionierung von Förderzertifikaten erfolgt in der Regel bezogen auf ein konkretes Projekt, welches an einem bestimmten, zu diesem Projekt gehörigen Standort entwickelt wird. Der Bieter muss somit in seinem Gebot mehrere Erlös- und Kostenkomponenten beachten, welche sich auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage und damit auch auf die Höhe seines Gebots auswirken: Solche Kosten und Erlöse, welche unmittelbar von der technischen Anlage selbst abhängen (z. B. Effizienz bei der Biomasse-Verbrennung oder Kosten für den Generator bei Windkraftanlagen) und damit weitestgehend unabhängig vom Errichtungsstandort sind, als auch solche die vom Standort der Anlage abhängen und damit äußerst projektspezifisch sind.

Beim Design von Ausschreibungen sind auf Basis dieser Überlegungen zwei grundsätzliche Ausgestaltungen möglich: Im ersten Ausgestaltungsfall setzt man EE-Projekte ausschließlich auf Basis ihrer technologischen Eigenschaften in einen Wettbewerb zueinander (‚Wettbewerb um Standorte‘), standortspezifische Kosten- und Erlösbestandteile finden hier keine Berücksichtigung in der Auktion. In einem zweiten denkbaren Ausgestaltungsfall konkurrieren die EE-Projekte unter Berücksichtigung anlagenspezifischer Aspekte zusätzlich um Charakteristika an unterschiedlichen Standorten (‚Wettbewerb der Standorte‘).

Je nach betrachteter Technologie treten unterschiedliche standortbezogene Kostenfaktoren in unterschiedlich starker Ausprägung auf. Hierzu zählen beispielsweise Kosten für Planung, Genehmigung und Errichtung sowie Kosten für den Netzanschluss, aber auch variable Kosten, beispielsweise für den Brennstoff bei Biomasse-Anlagen. Erlöse erzielen die unterschiedlichen EE-

Anlagen einerseits durch die gesetzlich zugesicherte Höhe einer Förderung sowie andererseits aus der Vermarktung der Anlagen an unterschiedlichen Wettbewerbsmärkten.

In einer standortneutralen Ausschreibung („Wettbewerb der Standorte“), müssen, wie bereits erwähnt, alle standort- und nicht-standortspezifischen Kosten- und Erlösfaktoren vom Bieter bei der Bestimmung seines Gebots berücksichtigt werden. Für kostengünstigere Standorte können also c. p. niedrigere Gebote abgegeben werden. Hierdurch wird die komplette Projektentwicklung, inklusive der des Standorts, nach vollkostenbasierten Prinzipien durchgeführt. Dies sorgt für eine gesamtkostenminimale Allokation und somit hohe Effizienz. Dieses ist darüber hinaus explizites Ziel der EE-Ausschreibungen.⁵⁶

In Abhängigkeit des Ausschreibungsdesigns sowie weiterer rechtlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen werden allerdings nicht notwendigerweise alle standortbezogenen Kosten bei der Projektentwicklung auch vom Bieter getragen. Beispielsweise wird bei der Technologie Windenergie auf See der relativ teure erforderliche Netzaufbau und Netzanschluss durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt und auch von diesem finanziert. Somit müssen diese Kosten von den Bietern nicht eingepreist werden.⁵⁷ Die so erreichte Allokation ist also nicht mehr notwendigerweise effizient.

Darüber hinaus ist für einen Wettbewerb der Standorte eine ausreichende Bietervielfalt erforderlich, sprich die Verfügbarkeit ausreichend vieler unterschiedlicher Standorte. Ist dies nicht der Fall, entfällt der Vorteil einer möglichst effizienten Allokation zwischen den Standorten. Wird kein starker Wettbewerb der Standorte erwartet, entfällt die Möglichkeit weitestgehend, durch die Auswahl eines kostengünstigen Standorts die gesamten volkswirtschaftlichen Kosten von zukünftigen EE-Anlagen zu minimieren.

In Abhängigkeit unterschiedlicher Kosten- und Potentialcharakteristika von EE-Projekten kann also die Situation eintreten, bei denen ein Wettbewerb der Standorte die Effizienz der Ausschreibung nicht maßgeblich verbessert. In einer solchen Situation kann auch ein „Wettbewerb um Standorte“ effizient sein. Dies bedeutet, dass die Bieter nicht mehr die freie Auswahl zwischen unterschiedlichen Standorten haben, sondern dass eine zentrale Instanz diese Standorte vorab auswählt. Für jeden Bieter kommen dann nur diese vorab ausgewählten Standorte als mögliche Orte zur Realisierung der gewünschten Projekte in Frage. Die zentrale Instanz kann darüber hinaus die Standorte zu einem bestimmten Grad vorentwickeln. Hierdurch wird die Transparenz für die Bieter erhöht und somit das Risiko gesenkt.

2.9.1 Windenergie auf See

Windenergie auf See unterscheidet sich durch eine Vielzahl von Eigenschaften hinsichtlich der Projektentwicklung von anderen EE-Technologien. Windparks auf See haben mit bis zu 10 Jah-

⁵⁶ Vgl. Ecofys (2015), S. 14f

⁵⁷ Für den Fall, dass nicht genügend Anschlusskapazität für Windenergieanlagen auf See besteht, ist zwar eine Auktion der Netzanschlussleistung vorgesehen. Allerdings erfolgt diese nur, falls tatsächlich physische Knappheit der nötigen Anschlussleistung auftritt. Bei der erstmaligen Umsetzung dieser Vorgabe Ende 2014 kam es aufgrund ausreichender Anschlusskapazität zu keiner solchen Auktion.

ren eine sehr lange Realisierungszeit⁵⁸ und sind darüber hinaus mit im Mittel ca. 3.900 €/kW Investitionskosten sehr kapitalkostenintensiv.⁵⁹

Das verfügbare Flächenpotential in der deutschen Nord- und Ostsee ist zudem begrenzt. Darüber hinaus ist der Netzanschluss kosten- und zeitintensiv. So werden für den Anschluss von Windenergieanlagen auf See mehrere Jahre benötigt.⁶⁰ Aufgrund der langen Dauer des Netzanschlusses muss er daher mit dem restlichen Projektablauf koordiniert werden. Hohe technische Anforderungen auf hoher See in Verbindung mit der erforderlichen Leitungslänge führen darüber hinaus zu hohen Netzanschlusskosten.

Das Potential für einen Wettbewerb der Standorte untereinander erscheint deshalb begrenzt – dies gilt insbesondere bei einer separaten Betrachtung von Nord- und Ostsee⁶¹ mit vergleichbaren Meerestiefen. Darüber hinaus werden alle bereits genehmigten Standorte als erforderlich angesehen, um die mittelfristigen Ausbauziele zu erreichen. Ein Wettbewerb der Standorte untereinander ist auch deshalb schwer zu realisieren.

Das Ziel der Kostensenkung durch eine Auswahl möglichst günstiger Standorte wäre dadurch gefährdet. Darüber hinaus blieben die Kosten des Netzanschlusses als wichtiger Faktor in den gesamten Projektkosten in der Kalkulation unberücksichtigt. Bieter könnten Standorte bevorzugen, welche zwar (für den Bieter) geringe Projektkosten haben, allerdings im Vergleich zu anderen Standorten deutlich höhere Netzanschlusskosten aufweisen. Die Gesamtkosten des Projekts wären damit höher und das Ziel der effizienten Allokation verfehlt.

Eine zentrale Vorentwicklung geeigneter Standorte und ein daraus resultierender Wettbewerb um Standorte können deshalb bei Windenergie auf See sinnvoll sein. Um die Flächenentwicklung und den zugehörigen Netzausbau zu koordinieren, haben die vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland den Netzentwicklungsplan für Windenergie auf See veröffentlicht, der in seiner aktuellsten Version aus dem Jahr 2014 vorliegt.⁶² Dieser bietet einen geeigneten Rahmen, aus dem sich entwicklungsfähige Flächen sowie deren zeitliche Verfügbarkeit ableiten lassen.

Allerdings stellt sich im Fall eines Wettbewerbs um Standorte die Frage, wie – während einer Übergangsphase hin zu EE-Auktionen – mit bereits vor der Auktion teilentwickelten Flächen umzugehen ist. Hierbei haben Bieter das Projekt bereits zu einem bestimmten Grad vorentwickelt. Dieser Vorentwicklungsgrad würde bei zentraler Vorentwicklung der zentralen Instanz zufallen. Sollen diese Projekte ebenfalls an der Auktion beteiligt werden, so müssen die Projekte vor der Auktion an die zentrale Instanz übertragen werden. Die bisherigen Eigentümer werden

⁵⁸ Vgl. Abbildung 2-10 und Ecofys et al., 2015, S. 84.

⁵⁹ Vgl. Tabelle 2-1.

⁶⁰ 35 bis 40 Monate in der Ostsee und rund 60 Monate in der Nordsee, vgl. Ecofys et al. (2015), S. 84.

⁶¹ Aufgrund der unterschiedlichen Windbedingungen in Nord- und Ostsee sind hier zwischen diesen Standorten Kostenunterschiede zu erwarten.

⁶² Vgl. 50Hertz et al. (2014).

hierfür finanziell entschädigt.⁶³ Alternativ können Förderzertifikate für bereits vorentwickelte Projekte in einer (oder mehreren) gesonderten Auktionen versteigert werden.

2.9.2 Einschätzung der Gutachter

Grundsätzlich ist aus Effizienzgründen ein Wettbewerb der Standorte einem Wettbewerb um Standorte vorzuziehen. Um einer effizienten Gesamtallokation möglichst nahe zu kommen, sollten die gesamten Kosten eines Projekts vom Bieter berücksichtigt und in einem wettbewerblichen Verfahren die günstigsten Gesamtprojekte ermittelt werden.

Allerdings kann es in Ausnahmefällen aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vorteilhaft sein, einen Wettbewerb um bereits vorentwickelte Standorte durchzuführen. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Kostenstruktur für Projektvorentwicklung und Netzanschluss derjenigen eines natürlichen Monopols entspricht und damit die zentrale Bereitstellung dieser Projektkomponenten sinnvoll ist. Aus unserer Sicht weist die Technologie Windenergie auf See nach aktuellem Stand entsprechende Charakteristika auf. Aufgrund der Besonderheiten dieser Technologie (begrenzte Flächenverfügbarkeit, hohe Kosten der Vorentwicklung, hohe Kosten des Netzanschlusses) scheint hier ein Wettbewerb um Standorte ein probates Auktionsdesign darzustellen.

Diese Einschätzung stimmt mit dem Eckpunktepapier des BMWi⁶⁴ überein. So soll die Förderhöhe für WEA auf See mit Inbetriebnahme ab 2021 erstmalig durch Ausschreibungen ermittelt werden. Als präferiertes Modell wird ein ‚zentrales Modell‘ für die Vergabe der Windparkpotentiale auf See in Deutschland vorgeschlagen, in dem jeweils vorentwickelte Projekte, die Flächenauswahl sowie die Flächenentwicklung beinhaltenden Vorarbeiten – staatlich organisiert – zentral durchgeführt werden. Die erzielten Erkenntnisse zu den Untersuchungen werden allen an der Ausschreibung interessierten Teilnehmern zur Verfügung gestellt. Somit entfallen ein Teil der Projektierungskosten für alle Marktteilnehmer und es besteht tendenziell die Möglichkeit, dass auch kleinere Akteure mit geringeren finanziellen Möglichkeiten an der Ausschreibung teilnehmen. Aus Sicht der Förderung von Wettbewerb ist ein solches Vorgehen zu begrüßen.

Für bereits genehmigte Windparkprojekte auf See sieht die Bundesregierung im Eckpunktpapier Übergangsregelungen vor. Hintergrund ist hier, dass bereits geleistete Vorarbeiten bei Planung und Genehmigung in einer unter Wettbewerb stattfindenden Ausschreibung als versunkene Kosten anzusehen sind und diese in einer Ausschreibung am Markt nicht eingepreist werden können. Daher steht man hier einem grundsätzlichen Zielkonflikt gegenüber:

- Entweder man schafft ausreichend Wettbewerb, indem weniger vorentwickelte Bestandsprojekte ausgeschrieben werden, als derzeit in der Pipeline sind. Als Konsequenz ist zu erwarten, dass Projektvorleistungen nicht ausreichend im sich ergebenden Marktpreis abgebildet sind

⁶³ Die Höhe der Entschädigung sollte möglichst transparent und auf Basis gängiger Marktwerte erfolgen. Zur Sicherstellung der Richtigkeit kann beispielsweise die Zertifizierung durch eines oder mehrere Wirtschaftsprüfungsunternehmen erfolgen.

⁶⁴ Vgl. BMWi (2015h).

- oder man verhindert Wettbewerb in der Ausschreibung, indem man genauso viele Projekte ausschreibt, wie derzeit in der Pipeline sind.

Aus den derzeitigen Ausführungen des Eckpunktepapiers zu den Übergangsbestimmungen bei den Ausschreibungen für Windparks auf See kann der Grad an Wettbewerb noch nicht abgeleitet werden.

3 Auktionsdesign

Das Auktionsdesign in einem engeren, von uns im Rahmen dieses Gutachtens verwandten Sinn beantwortet die Frage, wie auktioniert wird. Diese Frage ist neben der Ausgestaltung des Produktdesigns eine der zentralen Stellgrößen für den Erfolg von Auktionen. Die Ausführungen in diesem Kapitel analysieren zunächst die Frage der Preisregel. Hier ist unser primäres Ziel, durch eine detaillierte Analyse der wissenschaftlichen Literatur die Diskussion zu EE-Auktionen in Deutschland durch neue Aspekte zu bereichern. Darüber hinaus analysieren wir technologiescharf den zu erwartenden Wettbewerb bei Auktionen zur EE-Förderung, diskutieren die Ausgestaltung einer preiselastischen Nachfragekurve und gehen auf die Rolle von Informationen und Transparenz im Kontext von Auktionen ein.

3.1 Preisregel: Einheitspreis- oder Gebotspreisverfahren

Bei der Erarbeitung eines Auktionsdesigns für erneuerbare Energien⁶⁵ spielt die Preisregel⁶⁶ eine zentrale Rolle. Sie hat Auswirkungen auf das Verhalten der Bieter in der Auktion und damit auch auf das Auktionsergebnis. Die in der Praxis am häufigsten anzutreffenden Preisregeln sind das Einheitspreis- und das Gebotspreisverfahren. Im Einheitspreisverfahren erhalten alle Bieter denselben ‚Einheitspreis‘, der sich meistens aus dem letzten noch akzeptierten Gebot ergibt.⁶⁷ Im Gebotspreisverfahren hingegen wird der Preis entsprechend dem Einzelgebot des jeweiligen Bieters festgelegt. Da beide Verfahren in der Praxis Verwendung finden, stellt sich grundsätzlich die Frage, ob bzw. unter welchen Voraussetzungen eines der beiden Verfahren substantielle Vorteile gegenüber dem anderen besitzt.

Im Kontext der Implementierung von EE Auktionen in Deutschland stellt sich diese Frage natürlich auch. Im Hinblick auf EE-Auktionen hat sich bisher noch kein Konsens als Antwort herausgebildet. Zahlreiche Wissenschaftler und Stakeholder haben sich diesbezüglich für das Einheitspreisverfahren ausgesprochen.⁶⁸ Das Eckpunktepapier (BMW, 2015h) dagegen spricht sich, gestützt auf die wissenschaftlichen Empfehlungen⁶⁹, für ein Gebotspreisverfahren aus (a. a. O., S. 8, S. 20). Das verabschiedete Design für PV-Freiflächenanlagen wechselt zwischen beiden Preisbildungsregeln, um diesbezügliche Erfahrungen zu sammeln.⁷⁰

⁶⁵ Bei EE-Auktionen handelt es sich um ‚Mehrgutauktionen‘, bei denen man mehrere Einheiten eines identischen Gutes (in diesem Fall Förderberechtigungen) handelt.

⁶⁶ In einer Auktion legt die Preisregel fest, welchen Preis ein Bieter nach Zuschlag erhält bzw. bezahlen muss.

⁶⁷ Der Einheitspreis wird zuweilen auch aus dem Preis des ersten nicht mehr bezuschlagten Gebots gebildet. In der Literatur wird deshalb noch zwischen ‚first price‘ und ‚second price‘ Auktionen unterschieden.

⁶⁸ Siehe unter anderem auch Käso und Müsgens (2014).

⁶⁹ Vgl. Ecofys et al. (Hrsg., 2015), S. 74, sowie S. 125f. Die Gutachter schränken auf S. 34 jedoch ein: ‚Eine allgemeine Empfehlung zur Preisregel kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht gegeben werden und ist fallspezifisch zu treffen.‘

⁷⁰ So wurde die erste Auktion für PV Freiflächenanlagen, die am 15. April stattfand, im Gebotspreisverfahren durchgeführt. Die zweite und dritte Auktion (1. August 2015 und 1. Oktober 2015) wurden bzw. werden im Einheitspreisverfahren durchgeführt. Danach ist derzeit wieder ein Wechsel zum Gebotspreisverfahren vorgesehen.

In diesem Umfeld trägt unser Gutachten zur Diskussion bei, indem es einerseits die wesentlichen ökonomischen Zusammenhänge darstellt und andererseits eine Auswertung der vorhanden wissenschaftlichen Literatur vornimmt. Ziel dieses Kapitels ist es, die wesentlichen Elemente der wissenschaftlichen Literatur im Hinblick auf Preisregeln für EE-Auktionen auch für (energie-wirtschaftlich vorgebildete) Nicht-Auktionstheoretiker fassbar zu machen.

3.1.1 Ökonomische Zusammenhänge

Die Darstellung der wesentlichen ökonomischen Zusammenhänge, die sich aus der Wahl der Preisregel ergeben, bereitet den Boden für die Literaturlauswertung. Sie bietet gleichzeitig die Möglichkeit, sich mit einigen verbreiteten Vorurteilen auseinanderzusetzen. So haben sich in der öffentlichen Diskussion im Laufe der Zeit einige Halbwahrheiten bezüglich der Preisregeln als scheinbare Tatsachen verfestigt, die, wenn man sie näher untersucht, keine oder nur eine sehr begrenzt Gültigkeit besitzen. Hierzu zählt z. B. die Ansicht, dass in einer Beschaffungsauktion⁷¹ die Verwendung des Gebotspreisverfahrens gegenüber dem Einheitspreisverfahren grundsätzlich zu einem besseren Auktionsergebnis oder geringeren Beschaffungskosten für den Auktionator führt. Die Aufarbeitung der entsprechenden Fachliteratur zeigt jedoch, dass dies nicht als gesichert angesehen werden kann. Vielmehr existieren mindestens genauso starke Argumente, die eine umgekehrte Auffassung zu lassen.

Akteursvielfalt

Eine in der Literatur weitgehend akzeptierte Meinung (vgl. z. B. Kahn et al., 2001; Cramton und Stoft, 2007) ist, dass das Einheitspreisverfahren für kleinere Bieter vorteilhaft ist: Kleineren Bietern fällt es möglicherweise schwerer, die eigenen spezifischen Kosten und Risiken ihres Vorhabens einzuschätzen. Dazu zählen beispielsweise die Baukosten der Anlage, Kosten für die Altlastenbeseitigung auf Konversionsflächen oder die erwartete Stromproduktion. Für einen Erfolg im Gebotspreisverfahren kommt neben der Einschätzung der eigenen Kosten aber noch die Anforderung hinzu, auch die Kosten der Konkurrenz abzuschätzen. Die Gebotsabgabe gestaltet sich entsprechend schwieriger. Hier haben größere Bieter einen Vorteil, da sie in der Regel über eine bessere Marktübersicht, einschließlich der Kosten der Konkurrenz, verfügen. Hinzu kommt, dass kleinere Bieter eine Fehleinschätzung möglicherweise schlechter kompensieren können.

Damit besteht die Gefahr, dass sie im Gebotspreisverfahren als Bieter im Laufe der Zeit aus dem Markt verdrängt werden. Zudem wird aufgrund des schwierigeren Auktionsumfelds die Teilnahme kleinerer (neuer) Bieter an weiteren Auktionen gehemmt. Dies behindert zwar nicht zwingend die Effizienz der Auktion (ggf. sind größere Bieter besser geeignet, die Projekte zu verwirklichen), läuft aber unter Umständen wie beschrieben dem Ziel der Akteursvielfalt zu wider. Das Einheitspreisverfahren hingegen enthält wie beschrieben einen impliziten Risikopuffer, der Fehleinschätzungen seitens der Bieter teilweise kompensieren kann.

⁷¹ Hierzu zählen beispielsweise die EE-Auktionen. Der Auktionator (Staat) ‚beschafft‘ sich mit ihrer Hilfe den Zubau von EE.

Neben der spezifischen Kosten- und Risikoschätzung gibt es auch unsichere Aspekte, die mit einer ähnlichen Wahrscheinlichkeit und in einem ähnlichen Umfang alle Auktionsteilnehmer betreffen können. Hierzu gehören z. B. die plötzliche Nichtrealisierbarkeit eines geplanten Projektes aufgrund von Umweltschutz oder Anwohnerprotest, Risiken während der Errichtungsphase (Bauverzögerungen, Steigerung der Baukosten, ...), regulatorische Risiken (Vergütungskürzungen, neue zusätzliche Abgaben, ...) oder die Abschätzung des Wertes der Anlage am Ende der Förderdauer (Lebensdauer, Strompreisniveau, ...). Die Unterschätzung solcher gemeinsamer Unsicherheiten kann ebenfalls zu nichttragfähigen Geboten führen. In der Fachliteratur wird dies als ‚Fluch des Gewinns‘⁷² bezeichnet. Die Auswirkungen dieser Fehleinschätzungen sind vergleichbar mit denen, die sich aus den eigenen spezifischen Kosten- und Risikoschätzungen ergeben. Überträgt man die dazu angestellten Überlegungen der vorangegangenen Abschnitte, sollte der ‚Fluch des Gewinns‘ in einem Einheitspreisverfahren ebenfalls weniger stark zum Tragen kommen. Dies bestätigt auch die wissenschaftliche Literatur. In ihr kommt man sogar zu dem Ergebnis, dass der ‚Fluch des Gewinns‘ durch das Einheitspreisverfahren signifikant reduziert werden kann (Friedman, 1959; Milgrom und Weber, 1982; Ausubel, 1997). Dies konnte auch empirisch nachgewiesen werden (Bolten, 1973; Archibald et al., 1995) und gilt mehrheitlich als anerkannte Eigenschaft des Einheitspreisverfahrens. Berücksichtigt man weiter, dass kleinere Bieter wie auch schon zuvor tendenziell stärker vom ‚Fluch des Gewinns‘ betroffen sind, ist auch in diesem Fall das Einheitspreisverfahren aus der Perspektive des Wettbewerbs und der Akteursvielfalt zu präferieren.

Die beschriebenen Effekte sind nicht pauschal als gute oder schlechte Eigenschaft des jeweiligen Verfahrens zu bewerten, sondern hängen in erster Linie von den Zielen des Auktionators ab. Strebt der Auktionator eine Bereinigung des Marktes zugunsten der leistungsfähigen Akteure an, ist tendenziell das Gebotspreisverfahren zu bevorzugen. Steht eher die Stärkung kleiner Bieter im Fokus des Auktionators, ist das Einheitspreisverfahren zu favorisieren.

Strategisches Verhalten und Kollusion

Strategisches Verhalten beschreibt das Ausüben von Marktmacht in einer Auktion, so dass die Preise sich von den Grenzkosten der Bieter entfernen. Dies führt zu Ineffizienzen. Im Zusammenhang mit EE-Auktionen erhöhen sich darüber hinaus auch die Beschaffungskosten in der Auktion und damit die Stromrechnungen der Verbraucher. Dies ist insbesondere dann möglich, wenn der Markt wenig wettbewerblich ist, also beispielsweise nur wenige (große) Bieter umfasst oder – möglicherweise auch durch schlechtes Auktionsdesign gefördert – Kollusion der Bieter ermöglicht. Kollusion⁷³ ist definiert als explizite oder implizite Absprache zwischen den Teilnehmern eines Marktes, mit dem Ziel ihre Profite zu erhöhen. Auch Märkte, die als Auktionen organisiert werden, entziehen sich dieser Problematik nicht. Es wird allerdings von einigen Autoren (vgl. z. B. Kahn et al., 2001; Cramton und Stoft, 2007) argumentiert, dass im Hinblick auf

⁷² Oft wird auch die englische Bezeichnung ‚Winner’s Curse‘ verwendet.

⁷³ Vom lateinischen *collusio*: geheimes Einverständnis.

die Preisbildungsregel das Einheitspreisverfahren zumindest verhindert, dass primär die großen Akteure von der Ausübung von Marktmacht profitieren.

Besonders Kollusion als spezielle Ausprägung strategischen Verhaltens wird in Zusammenhang mit Auktionen oft untersucht. Dabei wird häufig die Auffassung vertreten, dass das Einheitspreisverfahren anfälliger für kollusives Verhalten ist als das Gebotspreisverfahren. Diese Aussage wurde in einer Reihe von analytischen Grundlagenartikeln diskutiert. Hierzu zählen z. B. Bikhchandani und Huang (1993); Daripa (2001); Klemperer (2001) und (2002) oder Nyborg and Strebulaev (2004). Zudem gibt es auch experimentelle Erfahrungen (Goswami et al., 1996; Sade et al., 2006), die die Ansicht stützen, dass das Gebotspreisverfahren in dieser Hinsicht Vorteile besitzt.

Obwohl Borenstein et al. (2002) darauf hinwiesen, dass es in den meisten Elektrizitätsmärkten günstige Bedingungen für Kollusion gibt, wurde diesen Arbeiten im spezifischen Kontext von Elektrizitätsmärkten nur wenig Aufmerksamkeit geschenkt (vgl. dazu Dechenaux und Kovenock, 2007). Eine Ausnahme ist die Arbeit von Fabra (2003). In der oft zitierten Arbeit vergleicht die Autorin die Anfälligkeit des Gebots- und des Einheitspreisverfahrens für implizite Kollusion.⁷⁴ Unter starken Voraussetzungen⁷⁵ konnte sie zeigen, dass kollusives Verhalten innerhalb einer Einheitspreisauktion etwas profitabler ist als bei einem Gebotspreisverfahren. Sie folgert daraus, dass das Einheitspreisverfahren unter diesen Umständen eine erhöhte Anfälligkeit gegenüber Kollusionen aufweist. Demgegenüber gibt es im Hinblick auf Elektrizitätsmärkte aber auch Autoren, die dem widersprechen. Kahn et al. (2001) schreiben beispielsweise ausdrücklich, dass das Gebotspreisverfahren nicht zu mehr Wettbewerb und niedrigeren Preisen führt. Insbesondere haben sie Zweifel daran, dass sich durch Gebotspreisverfahren implizite Kollusion vermindern lässt. Ihre Argumentation trug maßgeblich dazu bei, dass es an der Kalifornischen Strombörse⁷⁶ nicht zu einem Wechsel des Auktionssystems vom Einheitspreis- hin zu einem Gebotspreisverfahren kam.

In überwiegend jüngeren analytischen und empirischen Arbeiten findet man folgende Aussage: Andere Auktionsregeln, wie z. B. die Einführung einer preiselastischen Nachfrage, haben einen größeren Einfluss auf das Auftreten von strategischem und / oder kollusivem Verhalten als die Preisregel (Back und Zender, 2001; Kremer und Nyborg, 2004a, 2004b; Keloharju et al., 2005; McAdams, 2007; Damianov und Becker, 2010; Damianov et al., 2010). Welche Auswirkungen die exakte Ausgestaltung der Auktionsdetails auf diesen Diskussionspunkt haben können, zeigt Fabra et al. (2006). Die Autoren demonstrieren, dass die früher gefundene Anfälligkeit des Einheitspreisverfahrens gegenüber Kollusion aus der Verwendung einer kontinuierlichen Gebots-

⁷⁴ Hierbei kommt es nicht zu einer direkten Absprache zwischen den beteiligten Parteien. Dies ist aber auch nicht immer notwendig. Oft reicht es zur Steigerung der Profite aus, den anderen Parteien sein Vorhaben zu signalisieren.

⁷⁵ Sie geht von einem Bertrand-Edgeworth Duopol aus in dem die zwei Firmen mit identischen und konstanten Produktionskapazitäten ausgestattet sind. Das Problem bei starken (mathematischen) Voraussetzungen ist, dass die daraus abgeleiteten Aussagen schon bei kleinen Änderungen der Voraussetzungen nicht mehr zutreffen müssen. Ein Beispiel sind die Arbeiten von Fabra (2003) und Dechenaux und Kovenock (2007).

⁷⁶ California Power Exchange

funktion resultiert. Wie auch schon zuvor gezeigt (vgl. hierzu z. B. Wilson, 1979; Back und Zender, 1993 und Wang und Zender, 2002) erhält man in diesem Fall ein Kontinuum an Wettbewerbsgleichgewichten, von denen einige zu sehr schlechten Ergebnissen für den Auktionator und damit zu übermäßig hohen Zahlungen an die Bieter führen. Geht man aber von einer kontinuierlichen zu einer diskreten Gebotsfunktion über, d. h. beschränkt man die Gebote auf eine endliche Zahl an Preis-Mengen-Paaren, so verschwindet diese Eigenschaft (vgl. z. B. auch Kremer und Nyborg, 2004b).

In der Praxis finden üblicherweise diskrete Gebotsfunktionen Verwendung. Aus diesem Grund werden einige der analytisch motivierten Bedenken gegenüber dem Einheitspreisverfahren und seiner Anfälligkeit für Kollusionen fundamental abgeschwächt. In Fabra et al. (2006) liest man dazu: ‚... Hence the concerns expressed in the literature that uniform auctions may lead to ‘collusive-like’ outcomes, even in potentially competitive periods when there is considerable excess capacity, are likely misplaced.‘

Kosten der Bieter, Gebotshöhe und Beschaffungskosten

Eine weit verbreitet und sich hartnäckig haltende Annahme ist, dass das Gebotspreisverfahren in einer Auktion im Vergleich zum Einheitspreisverfahren zu niedrigeren Beschaffungskosten führt. Diese Annahme beruht unter anderem auf dem Gedanken, dass in einem Gebotspreisverfahren jedem Bieter nur sein eigenes Gebot bezahlt wird. Dahingegen bekommen Bieter im Einheitspreisverfahren (mit Ausnahme des Grenzbieters in einer ‚first price‘-Auktion) einen Aufschlag auf ihr Gebot, welcher zu höheren Beschaffungskosten führt. Bei genauerer Betrachtung zeigt sich schnell, dass diese Argumentation nicht haltbar ist.

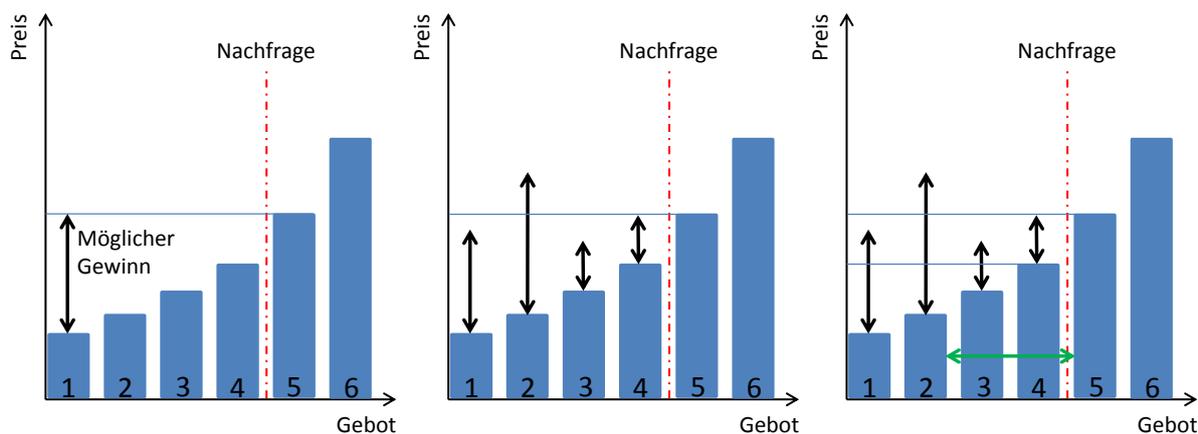
Das wesentlichste Argument gegen geringere Beschaffungskosten in einem Gebotspreisverfahren beruht auf der Überlegung, dass die Bieter in diesem Verfahren einen hohen Anreiz haben nicht ihre wahren Kosten zu bieten. Besonders in wiederholten Auktionen wird den Bietern sehr schnell bewusst, dass ihnen unter Umständen beachtliche Gewinne entgehen (vgl. Abbildung 3-1, linkes Teilbild). Sie würden die Auktion nämlich auch dann gewinnen, wenn ihr Gebot nur wenig unterhalb des ersten nicht mehr bezuschlagten Teilnehmers (in der Abbildung mit der Nummer 5) liegen würde. In der Folge versucht jeder Bieter sein Gebot so abzuschätzen, dass es diesem Grenzgebot möglichst nahe kommt.⁷⁷ Dieses mit Unsicherheit behaftete Vorgehen wird in treffender Weise als ‚Rate das Grenzgebot‘ bezeichnet⁷⁸ und ist im mittleren Teilbild von Abbildung 3-1 dargestellt. Dieser Mechanismus hat zwei bedeutende Auswirkungen, die im rechten Teilbild veranschaulicht sind. Zum einem können aus dem Gebotspreisverfahren, im Gegensatz zur Ausgangsthese, durchaus höhere Beschaffungskosten resultieren. Wie aus der Darstellung hervorgeht, versuchen die Bieter den Preis des ersten nicht mehr bezuschlagten Gebots zu erraten und ihr eigenes Gebot dicht darunter zu platzieren. Dieses kann aber deutlich höher sein als der Einheitspreis, welcher in der Regel durch das letzte noch bezuschlagte Gebot gegeben ist. In

⁷⁷ Ein solches Verhalten ist wahrscheinlich, folgt es doch dem Bestreben die Gewinne zu maximieren und bestehende Risiken abzusichern.

⁷⁸ Vgl. hierzu auch Müsgens und Ockenfels (2011).

Summe können die so erzeugten Beschaffungskosten höher sein, wengleich die erwartete Differenz zwischen den zwei Grenzgeboten⁷⁹ unter einer hohen Teilnehmerzahl und einem dynamischen Wettbewerb in der Regel klein ist. Zum anderen ist es denkbar, dass ein Bieter das Grenzgebot überschätzt. In Abbildung 3-1 ist das durch Bieter 2 dargestellt, der daraufhin seinen Platz mit dem Bieter Nummer 5 tauschen muss und folglich keinen Zuschlag mehr bekommt. An seiner Stelle erbringt jetzt Bieter 5 die bezuschlagte Leistung, diese jedoch zu unnötig hohen Kosten. Volkswirtschaftlich gesehen ist das äußerst ineffizient und führt im Rahmen von EE-Auktionen zu höheren Förder- und damit zu höheren Verbraucherkosten.

ABBILDUNG 3-1: ‚RATE DAS GRENZGEBOT‘ IM GEBOTSPREISVERFAHREN



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting

3.1.2 Literaturlauswertung nach Kategorien

Die vorangegangene Argumentation verdeutlicht, dass insbesondere über-simplifizierte, in der öffentlichen Diskussion aber oft vernommene Argumente für das Gebotspreisverfahren nicht haltbar sind. Es gibt stattdessen ökonomische Argumente für eine höhere Effizienz im Einheitspreisverfahren. Zur Klärung der Frage, ob das Einheits- oder das Gebotspreisverfahren zu empfehlen ist, haben wir darüber hinaus eine umfangreiche Sichtung der wissenschaftlichen Literatur vorgenommen. Um die Übersicht zu verbessern, haben wir die wissenschaftlichen Artikel nach Kategorien gegliedert.

Dabei lässt sich die große Anzahl wissenschaftlicher Beiträge, die sich mit Preisbildungsregeln befasst, in die drei Kategorien analytische Artikel, empirische Artikel und experimentelle Artikel untergliedern. Analytische Artikel sind Artikel, die in der Tendenz mit hohem Abstraktionsgrad theoretische Modelle verwenden, um unter bestimmten Annahmen eindeutige Aussagen mathematisch herzuleiten. Der Vorteil dieses Ansatzes liegt darin, dass die jeweiligen Ergebnisse i. d. R. eine analytische Lösung haben, d. h. mathematisch eindeutig sind. Es handelt sich um Artikel, die eher in den Bereich der Grundlagenforschung fallen.⁸⁰ Empirische Arbeiten dagegen

⁷⁹ Hier sind das letzte noch und das erste nicht mehr bezuschlagte Gebot gemeint.

⁸⁰ Zuweilen ist die Handhabung dieser Modelle nur noch numerisch (mit einem entsprechenden Verlust an Allgemeingültigkeit) möglich. Streng genommen würde man in einem solchen Fall nicht mehr von einem rein analytischen

analysieren real existierende Märkte unter Verwendung beobachteter Daten. Häufig wird dabei mit statistischen Verfahren gearbeitet. Der Vorteil dieser Artikel ist die Nähe zur Praxis. Dafür steht jedoch die Allgemeingültigkeit, d. h. die Übertragbarkeit auf andere Zeiträume, Regionen, Produkte etc. immer in Frage. Experimentelle Artikel hingegen werten die unter Laborbedingungen gefundenen Auktionsergebnisse aus. Der größte Vorteil dabei sind die gut zu definierenden Auktionsparameter, die gleichzeitig kontrollierbar sind. So können die Auswirkungen einzelner Auktionselemente gezielt untersucht werden. Im Folgenden werden wir empirische und experimentelle Arbeiten gemeinsam betrachten.

A n a l y t i s c h e F o r s c h u n g

Um einen besseren Überblick über die hier zur Argumentation herangezogene analytische Literatur zu geben, haben wir eine Recherche der relevanten Artikel durchgeführt und diese dahingehend ausgewertet, welches Verfahren jeweils als vorteilhaft erachtet wird.

Dabei fällt auf, dass die analytische Literatur uneinheitlich ist. So sehen die Arbeiten von Back und Zender (1993), Bikhchandani und Huang (1993), Binmore and Swierzbinski (2000), Daripa (2001), Dechenaux und Kovenock (2007), Fabra (2003), Harris and Raviv (1981), Klemperer (2001 und 2002), LiCalzi and Pavan (2005), Nyborg und Strebulaev (2004), Viswanathan and Wang (2000), Wang und Zender (2002) sowie Wilson (1979) das Gebotspreisverfahren unter ihren jeweils getroffenen Annahmen vor. Andere Autoren dagegen sprechen sich im Kontext analytischer Analysen für das Einheitspreisverfahren aus. Hierunter fallen Ausubel (1997), Cramton und Stoft (2007), Friedman (1959), Kahn et al. (2001) sowie Milgrom und Weber (1982). Einige weitere Autoren beschäftigen sich zwar ebenfalls mit der Preisregel, kommen jedoch nicht zu einem eindeutigen Urteil bzw. sehen keine Vorteile bei einem der Verfahren. In diese Kategorie fallen die Arbeiten von Ausubel und Cramton (2002), Back und Zender (2001), Damianov und Becker (2010), Damianov et al. (2010), Fabra et al. (2006), Kremer und Nyborg (2004a und 2004b) sowie McAdams (2007).

In absoluten Zahlen wird von den analytischen Arbeiten das Gebotspreisverfahren also häufiger bevorzugt. Dies ist insbesondere auf die Arbeiten zurück zu führen, die Kollusion untersuchen. Allerdings ist erneut darauf hinzuweisen, dass analytische Arbeiten häufig unter restriktiven Annahmen arbeiten, die in der Realität nicht erfüllt sein müssen. Beispielsweise ergibt sich in einigen Arbeiten (Wilson, 1979; Back und Zender, 1993 und Wang und Zender, 2002) die erhöhte Anfälligkeit des Einheitspreisverfahrens aus der Verwendung kontinuierlicher Gebotsfunktionen. Diese sind in der realen Ausgestaltung einer Auktion jedoch leicht zu vermeiden (und werden in der Praxis auch selten beobachtet). Darüber hinaus wird in mehreren Arbeiten deutlich, dass durch – häufig kleine – Anpassungen der Zuteilungsregeln, wie z. B. eine preiselastische Nachfrage, beide Verfahren gleichwertig im Hinblick auf strategischen und kollusiven Verhaltens sind (vgl. zur preiselastischen Nachfrage auch unsere Ausführungen in Abschnitt 3.3).

schen Problem sprechen. Der Einfachheit halber werden jedoch in diesem Gutachten beide Fälle zusammengefasst.

Bei den Themen Akteursvielfalt und ‚Fluch des Gewinnens‘ ist das Ergebnis unserer Betrachtung relativ eindeutig. Hier wird in der analytischen Literatur das Einheitspreisverfahren durchgängig präferiert. Dies gilt besonders dann, wenn man im Kontext von EE-Auktionen den positiven Einfluss einer im Einheitspreisverfahren abgeschwächten ‚Fluch des Gewinnens‘-Problematik auf die Akteursvielfalt berücksichtigt.

E m p i r i s c h e u n d e x p e r i m e n t e l l e F o r s c h u n g

Eine analoge Auswertung haben wir auch für empirische und experimentelle Forschungsarbeiten durchgeführt. Allerdings haben wir dabei mit den Auktionen für Staatsanleihen eine Untergruppe von Artikeln eingeführt, sich bei der Versteigerung von Staatsanleihen einige Parallelen zu EE-Auktionen bestehen.

Betrachtet man zunächst die Forschungsartikel, die nicht in das danach folgende Fallbeispiel ‚Versteigerung von Staatsanleihen‘ fallen, so ergibt sich folgendes Bild:

Die Artikel von Evans und Green (2002), Goswami et al. (1996) sowie Sade et al. (2006) sehen Vorteile im Gebotspreisverfahren. Die Artikel von Archibald et al. (1995), Bolten (1973), Keloharju et al. (2005) sowie Rassenti et al. (2003) sehen Vorteile im Einheitspreisverfahren. Relevante Artikel, die jedoch nicht zu einer klaren Einschätzung gelangen, stammen von Bower (2002), Fabra und Toro (2003) sowie Newbery (2003).

Für diese Papiere ist das Ergebnis im Hinblick auf die Preisbildungsregel damit relativ ausgeglichen. In diesem Zusammenhang ist jedoch eine detailliertere Auswertung möglich, da einige Papiere sich mit dem gleichen Markt beschäftigen, nämlich mit der Reform des Elektrizitätsmarktes in England und Wales Ende der 1990er Jahre.

Diese Reform ist ein gut untersuchtes empirisches Beispiel für eine energiewirtschaftliche Auktion, bei der die Preisregel gewechselt wurde. Im britischen Strommarkt beobachtete man seit der Einführung des Einheitspreisverfahrens im Jahre 1990 steigende Großhandelspreise für Strom. Die britische Regulierungsbehörde (Ofgem) sah die Ursache dafür in strategischem Verhalten großer Händler und in der Verwendung des Einheitspreisverfahrens. Sie nahmen dabei an, dass ein Einheitspreisverfahren diesen strategischen Einflüssen stärker unterworfen sei als ein Gebotspreisverfahren (Fabra et al., 2006). In der Folge wechselte man im Zuge der Reform im März 2001 auf das Gebotspreisverfahren. Daraufhin fielen im Zeitraum von März 2001 bis Februar 2002 die Großhandelspreise für Strom um 19 %. Gegenüber den Preisen zu Beginn der Reform 1998 gingen die Preise sogar um 40 % zurück. Nach diesem Anfangserfolg stiegen die Großhandelspreise jedoch wieder an und erreichten schließlich das Niveau, welches vor der Reform beobachtet werden konnte. Die britische Regulierungsbehörde Ofgem begründet die anfänglich fallenden Preise mit ihrer Änderung des Marktdesigns, was aber von der Fachwelt kontrovers betrachtet wird. Evans und Green (2002) unterstützen Ofgem und sehen die niedrigeren Preise primär als Folge der Vermeidung von Kollusion. Bower (2002) und Newbery (2003) hingegen sehen die Ursache für die beobachtete Preisentwicklung in diesem Zeitraum in einer geringeren Marktkonzentration, steigenden Importen und wachsenden Überkapazitäten. Fabra and Toro (2003) positionieren sich zwischen beiden Parteien und legen nahe, dass all

diese Faktoren zur Erklärung herangezogen werden sollten. Auch hier ergibt sich somit kein vollkommen einheitliches Bild.

Fallbeispiel: Versteigerung von Staatsanleihen

Die Versteigerung von Staatsanleihen ist, insbesondere für den US-amerikanischen Markt, eine überdurchschnittlich gut erforschte Auktion. Die entsprechenden Arbeiten sind für die Versteigerung von EE-Auktionen insofern besonders interessant, als beide Auktionen deutliche Parallelen aufweisen. Bei der Versteigerung von Staatsanleihen fragt der Auktionator (Staat) eine gewisse Menge an Geld nach. Die Auktionsteilnehmer (Investoren) bieten daraufhin eine individuelle Geldmenge sowie einen zugehörigen Zinssatz, zu dem sie bereit wären, dieses Geld an den Staat zu verleihen. Die Bieter möchten naturgemäß möglichst hohe Zinsen für ihr Geld, wohingegen der Staat an niedrigen Zinsen interessiert ist.

Anstelle der Nachfrage nach Geld fragt der Staat bei EE-Auktionen eine gewisse EE-Leistung nach. Die Bieter zeigen daraufhin in ihren Geboten an, welche Leistung sie zu welchem Fördersatz installieren würden. Die Bieter zielen auf eine möglichst hohe Förderung ab, wohingegen der Staat an geringen Förderkosten interessiert ist.

In beiden Fällen soll nun eine Auktion einen angemessenen Zins- bzw. Fördersatz bestimmen. Wir haben deshalb die vorliegende Literatur zum Verkauf von Staatsanleihen hinsichtlich der Beschaffungskosten für den Auktionator (Staat) analysiert. Die Resultate sind eindeutig: sechs von acht analysierten Papieren sehen das Einheitspreisverfahren vorn (Archibald et al., 1995, Berg et al., 2000, Heller und Lengwiler, 2001, Kim et al., 2004, Tsao und Vignola, 1977, sowie Umlauf, 1993). Nur ein Papier sieht Vorteile im Gebotspreisverfahren (Simon, 1994), ein Papier kommt nicht zu einer eindeutigen Aussage (Nyborg und Sundaresan, 1996).

Das Einheitspreisverfahren wird in der empirischen Literatur bei einer Versteigerung von Staatsanleihen also klar bevorzugt. Ähnlich gelagerte Beobachtungen hinsichtlich der Auktionserlöse wurden auch in anderen Märkten gemacht. Tenorio (1993) analysierte z. B. den Währungshandel (Sambia; USD) in den Jahren 1985–1987. Feldman und Reinhart (1996) betrachteten im Zeitraum von 1976–1980 den Goldmarkt (IMF⁸¹). In beiden Fällen erwies sich ebenfalls das Einheitspreisverfahren als vorteilhaft.

3.1.3 Einschätzung der Gutachter

Die untersuchte Literatur ist sich weitgehend einig, dass kleine Bieter im Einheitspreisverfahren besser abschneiden. Dies gilt sowohl für die analytischen Beiträge als auch für die empirisch/experimentellen Artikel.

Die Argumente in Bezug auf eine höhere Anfälligkeit des Einheitspreisverfahrens für strategisches Verhalten und Kollusionen ließen sich im Hinblick auf das praktische Auktionsdesign nicht erhärten. Zwar gibt es analytische Papiere, die hier Vorteile im Gebotspreisverfahren sehen, diese sind aber in den meisten Fällen nicht unmittelbar auf die EE-Auktionen zu übertragen. So

⁸¹ International Monetary Fund

basieren einige Papiere auf der Annahme, dass Bieter eine kontinuierliche Gebotsfunktion abgeben können. Dies erscheint im Kontext von EE-Auktionen in Deutschland derzeit unwahrscheinlich. Dagegen zeigen empirische Artikel in der Mehrzahl Vorteile für das Einheitspreisverfahren auf. Letzteres gilt für Auktionen von Staatsanleihen, die einerseits gut erforscht sind und andererseits einige Parallelen zur EE-Auktion aufweisen.

Generell lässt sich festhalten, dass analytische Artikel tendenziell Situationen analysieren, in denen das Gebotspreisverfahren Vorteile aufweist, während empirische und experimentelle Arbeiten tendenziell Situationen analysieren, in denen das Einheitspreisverfahren Vorteile aufweist.

Zusammenfassend empfehlen wir im Rahmen der EE-Auktionen in Deutschland das Einheitspreisverfahren. Es liefert unter der Grundvoraussetzung eines ausreichenden Wettbewerbs mit hoher Wahrscheinlichkeit angemessene Förderkosten bei vergleichsweise hoher Akteursvielfalt. Nach unserer Analyse ist das Einheitspreisverfahren im Kontext der vorgeschlagenen Implementierung von EE-Auktionen im Vergleich zum Gebotspreisverfahren, wenn überhaupt, nicht substantiell anfälliger für Kollusion.

3.2 Wettbewerb

Ein Grund für die Einführung von EE-Ausschreibungen ist auch die Erwartung, dadurch die insgesamt ausbezahlten jährlichen Fördersummen für erneuerbare Energien zu stabilisieren bzw. sogar zu senken. Damit verbunden wäre eine Entlastung oder zumindest ein vergleichsweise geringerer Anstieg der Endverbraucherstrompreise in der mittleren Zukunft. Erreicht werden soll dies durch die wettbewerbliche Bestimmung der Förderhöhen. Insbesondere die Konkurrenzsituation zwischen den EE-Projekten sorgt im Wettbewerb dafür, dass nur die günstigsten EE-Projekte zur Erfüllung einer jährlichen Zielzubaumenge realisiert werden.

Diese Vorteile von EE-Ausschreibungen kommen aber nur dann zum Tragen, wenn in der Auktion eine ausreichende Anzahl von Bietern mit vielen unterschiedlichen EE-Projekten miteinander konkurriert. Aus diesem Grund evaluieren wir das Ausschreibungssystem auch anhand des Kriteriums ‚Wettbewerb‘, welches die zu erwartende Wettbewerbsintensität in den jeweiligen Auktionsrunden bewertet.

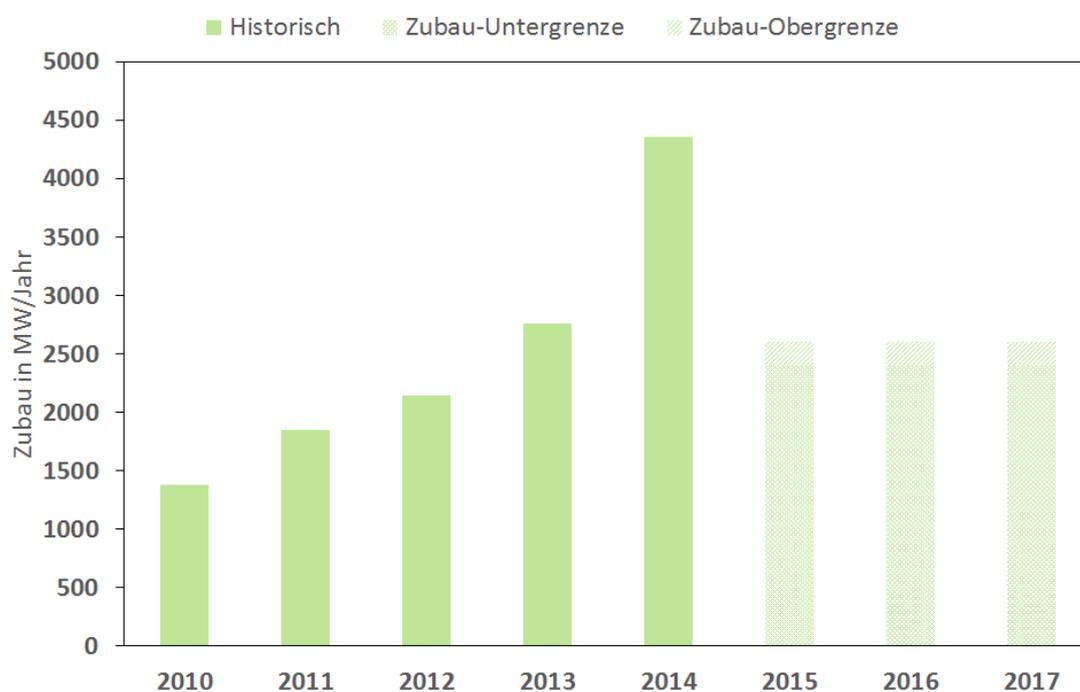
Zur Bewertung des Kriteriums ‚Wettbewerb‘ analysieren wir Daten über jährliche historische Zubaumengen von EE-Anlagen im Verhältnis zu geplanten zukünftigen Ausschreibungsmengen, Marktanalysen aus Sekundärquellen und qualitative Überlegungen zur Marktstruktur und Projektvielfalt. Die Ergebnisse und hier dargestellten Argumente sind in Arbeitssitzungen mit unterschiedlichen Akteuren der Branche im Rahmen von Workshops beim Auftraggeber diskutiert worden. Dabei wurden alle Technologien analysiert, für die derzeit Auktionen geplant werden.

3.2.1 Windenergie an Land

In Abbildung 3-2 ist der historische Zubau von Windenergieanlagen an Land in Deutschland seit dem Jahr 2010 dargestellt. Darüber hinaus ist der im EEG₂₀₁₄ festgeschriebene Ausbaukorridor (Netto-Zubau) für die Jahre 2015 bis 2017 in Höhe von 2,5 GW und Jahr abgetragen. Die Abbildung zeigt, dass der geplante Zubaukorridor seit 2010 nur in den Jahren 2013 und 2014 erreicht

bzw. überschritten wurde. Zudem muss berücksichtigt werden, dass in den kommenden Jahren bis 2020 für einen Anteil der Windenergieanlagen die gezahlte Festpreisvergütung auf die Grundvergütung zurückfällt und dadurch ggf. ein Stilllegungs- bzw. Repowering-Anreiz induziert wird. Um die Ziele der Bundesregierung zu ermöglichen, sind also in den Auktionen des zukünftigen Ausschreibungsmodells darüber hinaus Ausschreibungsmengen aufzunehmen, die diese Rückbauten kompensieren. Der angestrebte Nettozuwachs an installierter Leistung von Windenergieanlagen an Land für die nächsten drei bis fünf Jahre kann daher als ambitioniert bezeichnet werden. Wie der realisierte (Netto-)Zubau 2014 in Höhe von rund 4,5 GW jedoch zeigt, sind WEA-Neuerrichtungen – zumindest einmalig – auch deutlich oberhalb des angestrebten Netto-Zubaus von 2,5 GW umsetzbar. Deshalb kann festgehalten werden: Der zukünftige Bedarf an Leistung von Windenergieanlagen an Land ist - gemessen an historischen Zubauzahlen - ambitioniert, er erscheint aber realisierbar.

ABBILDUNG 3-2: WINDENERGIE AN LAND – ZUBAUMENGEN UND AUSBAUKORRIDOR



Quelle: BMWi (2015a), BMWi (2015b), eigene Berechnungen

Der Markt zur Errichtung von Windenergieanlagen an Land in Deutschland ist trotz zunehmender Tendenzen hinsichtlich Unternehmensübernahmen⁸², überregionalen Kooperationen sowie eines zunehmenden Engagements seitens größerer Energieversorgungsunternehmen nach wie vor heterogen. So dominiert auch weiterhin eine hohe Zahl von kleineren und mittleren regionalen Unternehmen das Geschäft. Die Marktanalysen des BMWi zeigen ebenfalls in diese Richtung: Derzeit sind rund 15 % des Anlagenbestands Individualanlagen und rund 60 % befinden sich in

⁸² Beispielhaft erwähnt seien hier die Übernahmen der Mehrheit an Windwärts und juwi durch die MVV Energie AG.

kleinen Parks mit weniger als sechs Anlagen.⁸³ Obschon in der jüngsten Vergangenheit der Anteil der zugebauten Individualanlagen (rund 12 %) leicht unterdurchschnittlich war, kann man zumindest mittelfristig davon ausgehen, dass eine ausreichende Zahl an Unternehmen ihre WEA-Projekte in einer Ausschreibung anbieten werden.

Einschätzung der Gutachter - Windenergie an Land

Eine Auswertung historischer Zubauzahlen von Windenergieanlagen an Land zeigt, dass der im EEG angelegte Zubaukorridor von rund 2.500 MW netto jährlich zwar ambitioniert aber realisierbar erscheint. Insbesondere die Erfahrung des Jahres 2014 mit einem Netto-Zubau von 4,5 GW beweist, dass sowohl Projektierer als auch Anlagenhersteller in der Lage sind, entsprechende Produktionskapazitäten für den deutschen Markt zu Verfügung zu stellen, wenn die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und das Flächenangebot dies zulassen. Um der Gefahr mangelnden Wettbewerbs bei einzelnen Auktionen entgegen zu wirken – beispielsweise aufgrund von WEA-Stillegungen im Kontext von Repowering – können einmalig auftretende Ausschreibungsspitzen über mehrere aufeinanderfolgende erhöhte Auktionsmengen geglättet werden. Dies wirkt auch einmaligen Preisspitzen entgegen und erhöht dadurch die langfristige Planbarkeit für alle beteiligten Akteure im System. Darüber hinaus erscheint eine maßgebliche Änderung der Marktstruktur im Bereich Projektentwicklung und Betrieb von Windenergieanlagen in näherer Zeit als unwahrscheinlich. Dies bedeutet insbesondere, dass in den ersten anstehenden Ausschreibungen ausreichend Wettbewerbspotentiale zu erwarten sind, sofern die Ausschreibungen richtig ausgestaltet werden.

Die Frage nach der Ausgestaltung stellt sich dabei bei allen Parametern. Letztlich kann das Verfahren nur als Ganzes bewertet werden (vgl. Abschnitt 2.1). Relevant wird dabei beispielweise die Frage sein, wie sich die vorgeschlagene ‚späte Ausschreibung‘ des Eckpunktepapiers auf den Wettbewerb auswirkt. Die geforderte hohe physikalische Präqualifikation führt im Falle einer (wiederholten) Auktionsteilnahme ohne Zuschlag zu hohen versunkenen Kosten. Es drohen deshalb Investitionszyklen: Investoren entwickeln viele Projekte, der Wettbewerb ist hoch, die Preise niedrig und es gibt Projekte, die lange auf einen Zuschlag warten. Dadurch wird die Investition unattraktiv, Neuinvestoren bleiben aus, der Wettbewerb ist niedrig, die Preise hoch und nahezu alle Projekte erhalten einen schnellen Zuschlag. Der Zyklus beginnt von vorn.

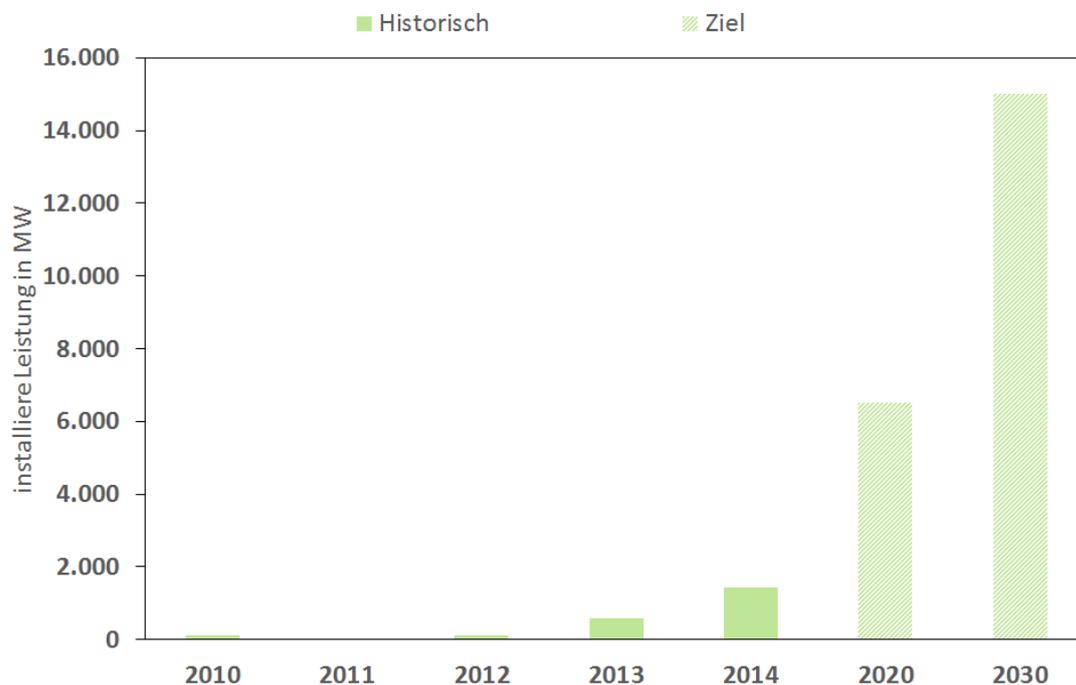
Mittel- bis langfristig erwarten wir eine weitergehende Konsolidierung der Branche, wodurch sich die Anzahl der Akteure insbesondere im Bereich des Betriebs und der Vermarktung von WEA an Land reduzieren wird. Im Bereich der Projektentwicklung sehen wir in der dezentralen Anbieterstruktur weiterhin Geschäftsvorteile in einer stark regionalen Unternehmensausrichtung aufgrund der notwendigen Vor-Ort-Kenntnisse bei Planung und Errichtung der Anlagen. In diesem Marktsegment wirkt dies der insgesamt erwarteten zunehmenden Konsolidierung der Branche entgegen.

⁸³ Vgl. BMWi (2015d).

3.2.2 Windenergie auf See

In Abbildung 3-3 ist der historische sowie der Zielzubau von Windenergieanlagen auf See in der deutschen Nord- und Ostsee dargestellt. Darin lässt sich erkennen, dass der Zubau von WEA auf See seit dem Jahr 2013 mit zunehmender Dynamik erfolgt. In regelmäßigen Abständen werden seit diesem Zeitpunkt Anlagen in Betrieb genommen, so dass momentan davon ausgegangen werden kann, dass die wesentlichen Anfangsschwierigkeiten bei der Planung und der Errichtung der Windparks zunächst überwunden sind und ein weiterer Zubau erwarten werden kann. Im Jahr 2014 lag der Zubau bei rund 530 MW.⁸⁴ Für 2015 wird ein Zubau von rund 2.000 MW erwartet.⁸⁵ Eine abschließende Aussage über die tatsächliche Aufbaukapazität der Branche bei der Installation von Neuanlagen kann jedoch aufgrund des noch zu kurzen Beobachtungszeitraums nicht getroffen werden. Auf eine Festsetzung eines verbindlichen jährlichen Zubaukorridors für Windenergieanlagen auf See ist daher auch im EEG₂₀₁₄ verzichtet worden. Stattdessen sind mittelfristige Zielzahlen für die installierte Leistung von Windenergie auf See festgeschrieben worden. Sie liegen für das Jahr 2020 bei 6.500 MW und im Jahr 2030 bei 15.000 MW. Geht man von einer installierten Leistung von rund 3.000 MW Ende des Jahres 2015 aus, so ergäbe sich daraus bis Ende 2020 noch ein jährlicher Zubaubedarf von rund 700 MW. Von ähnlichen Zahlen gehen auch die wissenschaftlichen Empfehlungen zum Eckpunktepapier aus.⁸⁶

ABBILDUNG 3-3: WINDENERGIE AUF SEE – HISTORISCHE UND GEPLANTE INSTALLIERTE LEISTUNG



Quelle: BMWi (2015a), BMWi (2015b), eigene Berechnungen

⁸⁴ Vgl. BMWi (2015e).

⁸⁵ Vgl. BMWi (2015e).

⁸⁶ Vgl. Ecofys et. al (2015).

Windparkprojekte auf See stellen im Vergleich zu anderen EE-Projekten hohe Anforderungen an die Finanzierungseite, die nicht durch jedes Unternehmen umzusetzen sind. Insbesondere sollten Erfahrungswerte mit kapitalintensiven Großprojekten vorliegen. Einerseits ist der Kreis potentieller Anbieter in einer Auktion von Windparks auf See im Vergleich zu anderen EE-Technologien gering. Andererseits ist derzeit eine gewisse Anbieterpluralität im Offshore-Segment zu beobachten. Kaum ein Unternehmen verfolgt mehr als zwei Windparkprojekte in der deutschen Nord- und Ostsee. Der Markt ist international, so dass sich sowohl im Anlagenbau als auch auf Seiten der Kapitalgeber neben nationalen auch internationale Akteure beteiligen und positiv zum Wettbewerb beitragen. Im Rahmen von Ausschreibungen muss aber, unterstützt durch das jeweilige Ausschreibungsformat, regelmäßig überprüft werden, ob die bei Windparkprojekten auf See inhärent höheren Projektrisiken die Anbieterzahl zu sehr beschränken.

Wie in Abschnitt 2.9 detaillierter dargestellt wird, kann es bei Windenergie auf See zielführend sein, dass – im Gegensatz zum jetzigen Modell – der Standort als ein Teil des Projekts nicht vom Investor, sondern von einer zentralen Instanz vorentwickelt wird. Die Ausschreibung würde dann konkrete Flächen betreffen. Dadurch würden sich das (nach der Auktion notwendige) Genehmigungsverfahren und auch der gesamte vom Bieter durchzuführende Projektablauf verkürzen. Zwar wäre die Kapitalintensität nach wie vor sehr hoch, sowohl die Komplexität der Projektdurchführung als auch das Risiko, welches bei der Projektvorentwicklung auftritt, wären jedoch geringer. Hierdurch könnten WEA-auf-See-Projekte attraktiver für bisher in diesem Markt nicht in Erscheinung getretene Akteure werden.

Eine wesentliche Determinante für den zu erwartenden Wettbewerb bei Ausschreibungen für Windparks auf See ist in den zur Verfügung stehenden Potentialen mit vergleichbaren zu erwartenden Kostenstrukturen anzunehmen. Diese bestimmen auch die natürliche Anzahl an Anbietern und Projekten, die in einer potentiellen Auktion um das wirtschaftlichste Projekt konkurrieren und daher auch die zu erwartende Wettbewerbsintensität mit. In ihrer neuesten Publikation geht die Bundesregierung von einem wirtschaftlich vergleichbaren Potential (sogenannte Zone 1 und Zone 2) in Höhe von 17.000 MW im Jahr 2030 aus, davon sollen nach derzeitigem Planungsstand zwischen 8.500 MW und 12.000 MW ausgeschrieben werden.⁸⁷ Dies entspräche einem jährlichen Zubau von zwischen 850 MW und 1.200 MW.

In einer Übergangsphase vom derzeitigen System mit staatlich festgelegten Förderhöhen auf ein ausschreibungsbasiertes System für Windparks auf See ist zu beachten, dass einige weitere Bestandsprojekte in der Pipeline sind, für die in die Projektierung bereits investiert wurde. Aufgrund längerer Projektierungs- und Realisierungszeiträume ist es möglich, dass diese Projekte in einer Ausschreibung auf komplett neue Projekte treffen, die ihre Investitionsrechnung unter den neuen, gänzlich anderen Randbedingungen des Ausschreibungssystems durchführen. Dies schränkt den Wettbewerb in der Auktion nicht ein; aufgrund unterschiedlicher Kalkulations-

⁸⁷ Die Werte ergeben sich aus 15 GW installierte Leistung als Zielzahl im Jahr 2030. Davon sind bis Ende 2015 bereits 3 GW zugebaut (= 12 GW obere Abschätzung). 8,5 GW (= untere Abschätzung) wenn lediglich der Planzubau ab dem Jahr 2021 ausgeschrieben wird.

grundlagen findet der Wettbewerb allerdings unter ‚verzerrten Randbedingungen‘ statt. Gerade weit fort geschrittene Projekte könnten gezwungen sein, ihre Projektierungskosten als ‚versunken‘ anzusehen und entsprechende Abschläge in die Auktion einstellen. Alternativ könnten bereits vorentwickelte Projekte auch in eine (oder mehrere) eigene Auktion überführt oder von einer zentralen Stelle gegen Entschädigung übernommen werden. Auf diesen Punkt gehen wir in Abschnitt 2.9 genauer ein.

Einschätzung der Gutachter - Windenergie auf See

Der deutsche Markt für WEA auf See war im Zeitraum 2005 bis ungefähr 2012 gekennzeichnet durch das Sammeln von Erfahrungen. Es wurden Pilotprojekte errichtet und getestet, wobei Lernkurveneffekte mit unterschiedlichen Bauformen, Materialien und Anlagenauslegung erreicht wurden. Erst ab dem Jahr 2013 erreichte der Zubau signifikante Dimensionen, so dass seitdem auch Erfahrungswerte in der Massenerrichtung von Anlagen auch in größeren Meerestiefen vorliegen. Für eine generelle Fortschreibung dieser Erfahrungswerte in die Zukunft ist die Datenbasis deshalb noch zu dünn.

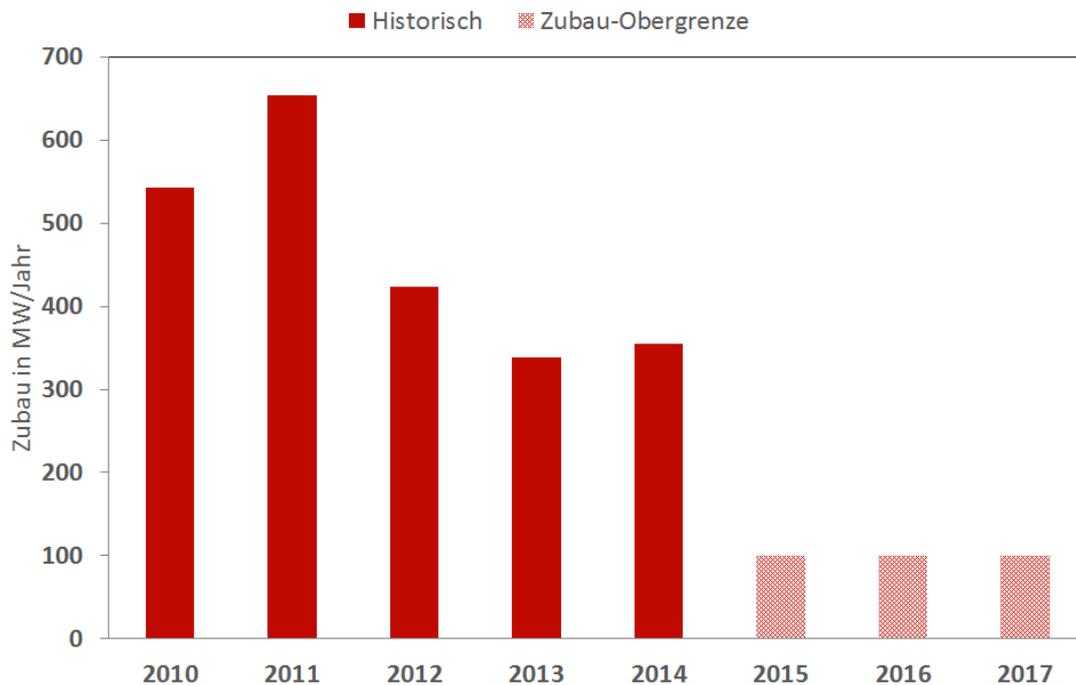
Auch der Wettbewerb ist schwer abzuschätzen, da einerseits das kapitalintensive, spezialisierte Geschäft besondere Kenntnisse erfordert, es sich andererseits aber um einen Markt handelt, auf dem heimische Unternehmen mit ausländischen Unternehmen konkurrieren. Letzteres erhöht zwar tendenziell den Wettbewerb über zusätzliche Anbieter, führt aber zu unmittelbaren Rückwirkungen mit den Förderregimes (und den erwarteten Deckungsbeiträgen) in anderen Ländern, da europa- oder weltweit tätige Investoren naturgemäß in den Märkten investieren, die das beste Risiko-Rendite-Profil bieten.

Im Hinblick auf die weitere Ausgestaltung des Ausschreibungssystems für Windenergie auf See sei auf Kapitel 2.9 verwiesen.

3.2.3 Biomasse

In Abbildung 3-4 ist der jährliche Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse/Biogas/Bioölbasis seit dem Jahr 2010 dargestellt. In diesem Zeitraum erfolgten Zubauraten zwischen rund 300 MW und 650 MW netto p. a. Im EEG₂₀₁₄ ist ein jährlicher Zielzubau in Höhe von 100 MW brutto festgelegt.

ABBILDUNG 3-4: BIOMASSE – ZUBAUMENGEN UND AUSBAUKORRIDOR



Quelle: BMWi (2015a), BMWi (2015b), eigene Berechnungen

Die geplante Zubaumenge liegt damit erheblich unter den historischen Zubauten, was ein Indiz für einen hohen Wettbewerb ist. Allerdings ist die Marktstruktur bei Biomasse heterogen. Übergeordnet können die Erzeugungsanlagen auf Basis Bioenergie in Anlagen mit fester, gasförmiger und flüssiger Bioenergieverbrennung unterteilt werden. Sie differenziert sich innerhalb dieser Kategorien weiter über den jeweils eingesetzten Biobrennstoff. Darüber hinaus gibt es Unternehmen, die z. B. aus anderen Geschäftsbereichen oder aufgrund regionaler Besonderheiten günstigeren Zugang zum jeweiligen Brennstoff haben. In Summe ist die Heterogenität über Kosten und Potentiale unterschiedlicher Bioenergien erheblich.

Für die Einschätzung der weiteren Entwicklung der Wettbewerbssituation im Bereich der Biomassestromerzeugung ist ein Blick auf die verbleibenden wirtschaftlich nutzbaren Potentiale sinnvoll, die sich hauptsächlich aus der Verfügbarkeit von Brennstoffen sowie politischen Randbedingungen ergeben. Gemäß Potentialstudien des BMWi⁸⁸ sind im Bereich Altholz, Speiseabfälle, biogener Müll und Zellstoffe die wirtschaftlichen Potentiale weitgehend erschlossen. In diesem Marktsegment erscheint ein Markteintritt neuer Akteure daher unwahrscheinlich. Im Bereich der Nutzung energetischer Pflanzen in der Stromerzeugung wird die zunehmende Nutzungskonkurrenz zur landwirtschaftlichen Nahrungsmittelproduktion vielfach als problematisch bezeichnet. Auch dieses potentielle Hemmnis für den weiteren Ausbau kann die zukünftige Anbieterzahl beschränken. Mögliche zukünftige Betätigungsfelder im Bereich Biomassestromer-

⁸⁸ Vgl. BMWi (2015i).

zeugung liegen laut den Marktanalysen im Auftrag des BMWi⁸⁹ in landwirtschaftlichen Betrieben (Nutzung von Gülle und Stroh aus kleineren und mittleren Tierbeständen) und bei Anlagen zur Verfeuerung von Bioenergieimporten mit hoher Energiedichte (Holzpellets, Pflanzenöl). Die Mitverbrennung von Bioenergie kann ebenfalls noch ein weiteres Feld für neue Anbieter im Markt sein.

Einschätzung der Gutachter - Biomasse

Gemessen an den historischen Zubauzahlen von Biomasseanlagen, die in den letzten Jahren zwischen 300 und 700 MW pro Jahr lagen, ist davon auszugehen, dass der im EEG₂₀₁₄ angelegte jährliche Zubau von 100 MW brutto auf Hersteller- und Betreiberseite umsetzbar ist. Die oft geringe Leistung der einzelnen Anlagen sowie die Heterogenität der Unternehmen, die in Biomasseanlagen investieren, lassen auch mittelfristig auf ausreichend Wettbewerb schließen. Nachteilig für den Wettbewerb sind die unterschiedlichen Kostenstrukturen der verschiedenen Formen der Biomasseverstromung (fest, flüssig, gasförmig). Schon unter der Annahme perfekten Wettbewerbs kann es dadurch zu hohen Produzentenrenten kommen. Diese verringern zwar nicht die Effizienz der Auktion, können jedoch die politische Akzeptanz reduzieren. Darüber hinaus können auch Preissetzungsspielräume für die Auktionsteilnehmer entstehen.

Insbesondere bei einer innerhalb der Technologieklasse Biomasse nicht diskriminierenden Auktion liegt mit der im Verhältnis zum historischen Zubau geringen Ausschreibungsmenge ein starkes Indiz dafür vor, dass insgesamt hinreichender Wettbewerb zu erwarten ist. Aus Wettbewerbssicht besteht somit auf Basis unserer ökonomischen Analysen kein Grund, Biomasse als Technologie vollständig von der Ausschreibung auszunehmen (vgl. dazu auch unsere Ausführungen in Kapitel 2.4). Die Höhe des Zubaukorridors in Höhe von 100 MW brutto jährlich im EEG₂₀₁₄ lässt jedoch vermuten, dass sich bei dieser im Verhältnis zu den Zubaumengen der letzten Jahre kleinen Menge die Diversifizierung der zugebauten Biomasseformen reduzieren wird.

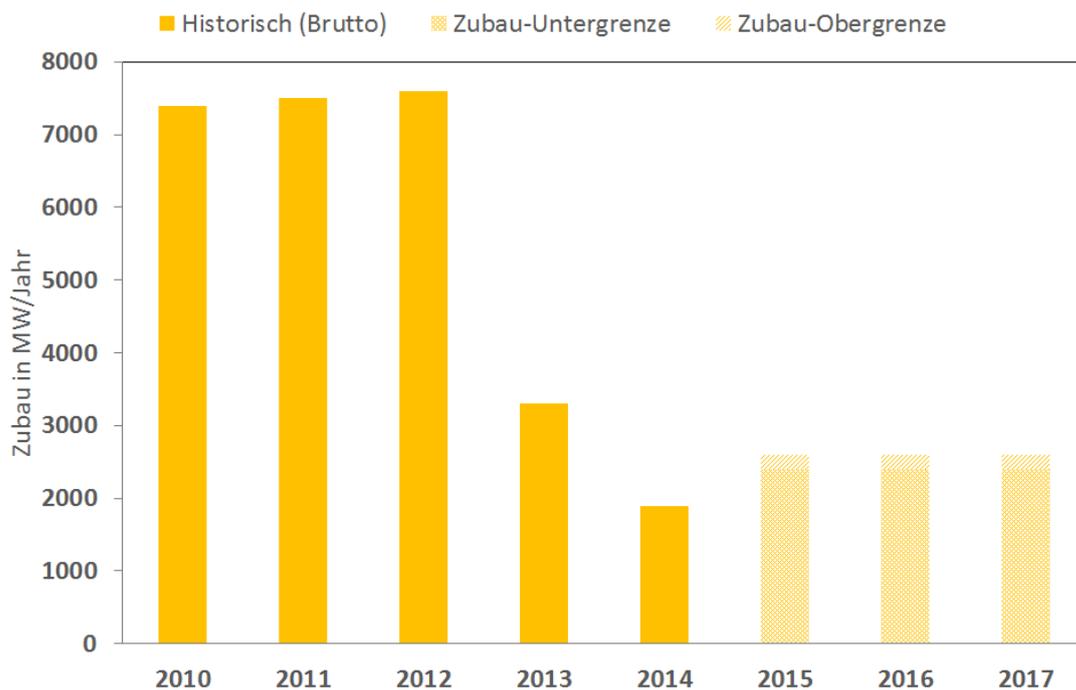
3.2.4 PV-Dachanlagen und bauliche Anlagen

In Abbildung 3-5 ist der historische Zubau an Photovoltaikanlagen auf Freiflächen und Dächern sowie der geplante Zubaukorridor für PV in Höhe von 2.500 MW brutto im EEG abgetragen. Wie die Abbildung zeigt, wuchs die installierte Leistung dieser Anlagen in den Jahren 2010 bis 2012 in Deutschland im Durchschnitt um über 7.000 MW pro Jahr. Mit der EEG-Novelle in 2012 reduzierte sich der Zubau auf rund 3.000 MW im Jahr 2013 und 1.900 MW im Jahr 2014. Der geplante Zubau an PV-Anlagen in den nächsten fünf Jahren liegt demzufolge deutlich unterhalb von bereits realisierten Zubauten vergangener Jahre. Gemäß der Marktanalysen des BMWi⁹⁰ lag der PV-Dachflächenanteil am gesamten Zubau in diesen Jahren zwischen 55 % (Jahr 2012) und 78 % im Jahr 2010. Im Jahr 2014 lag der Zubau an PV-Dachflächenanlagen mit rund 1.400 MW bei 73 % des gesamten PV-Zubaus in Deutschland.

⁸⁹ Vgl. BMWi (2015i).

⁹⁰ Vgl. BMWi (2015f).

ABBILDUNG 3-5: PV-ANLAGEN – ZUBAUMENGEN UND AUSBAUKORRIDOR



Quelle: BMWi (2015b), BSW-Solar (2015), eigene Berechnungen

Gemäß des Zubaukorridors für PV-Anlagen im EEG sollen im Zeitraum bis 2017 jährlich PV-Anlagen in Höhe von 2.500 MW brutto errichtet werden. Davon sind zwischen 300 und 500 MW für Freiflächenanlagen reserviert, so dass für PV-Dachflächen und bauliche Anlagen wie Depo-nien ein jährlicher Bruttozubau zwischen 2.000 MW und 2.200 MW resultiert. Dieser Zubau liegt im unterdurchschnittlichen Bereich für den Zeitraum 2010 bis 2014 und erscheint vor diesem Hintergrund realistisch umsetzbar.

Die derzeitige Betreiberstruktur von PV-Dachanlagen ist aufgrund der Kleinteiligkeit der Anlagen sehr breit gefächert. So sind über 70 % der Anlagen mit einem Anteil von 30 % der installierten PV-Dachflächenleistung kleiner als 10 kW. Diese Anlagen werden hauptsächlich von Privatpersonen mit Gebäudeeigentum betrieben. Rund 60 % der PV-Dachflächenleistung, die rund 95 % aller PV-Dachanlagen abdecken, weisen eine installierte Leistung unter 40 kW auf. Neben privaten Wohnhäusern werden diese Anlagen auch auf landwirtschaftlichen und kleineren Gewerbegebäuden sowie kleineren Verwaltungseinheiten und Schulen betrieben. Die restlichen PV-Dachanlagen (> 40 kW) sind auf größeren landwirtschaftlichen und gewerblichen Gebäudeeinheiten sowie Fabriken installiert. PV-Dachanlagen mit einer installierten Leistung größer einem Megawatt umfassen rund 4 % der PV-Dachflächenleistung und machen weniger als 0,5 % der Anlagen aus. Insgesamt nehmen Unternehmen nahezu aller Wirtschaftszweige und Unternehmensgrößen, Privatpersonen und auch spezialisierte Projektgesellschaften am PV-Dachanlagenmarkt teil.

Einschätzung der Gutachter - PV-Dachanlagen

Die im EEG angelegten und im Vergleich zur Historie unterdurchschnittlichen Zubauraten an PV-Dachanlagen von ca. 2.000 MW lassen den grundsätzlichen Schluss zu, dass auf Seiten der Hersteller und Installateure ausreichend Produktionskapazitäten zu Verfügung stehen, um potentiellen Betreibern von PV-Dachanlagen die Errichtung einer Anlage zu ermöglichen. Allerdings muss bei der Interpretation dieser historischen Daten berücksichtigt werden, dass die sehr hohen Zubauraten in den Jahren 2010 bis 2012 auf äußerst günstige Marktconstellationen (deutlich rückläufige Marktpreise für PV-Module) zurückzuführen waren. Im Vergleich zum aktuellen Zubau von rd. 1.400 MW in 2014 erscheinen die geplanten Zubauraten ambitionierter. Dennoch erscheint es wahrscheinlich, dass zumindest mittelfristig die geplanten PV-Zubauten bei hinreichender Wettbewerbsintensität realisiert werden können. Dieses Entscheidungskriterium allein widerspricht einer Einführung von Ausschreibungen für diese Anlagen also nicht.

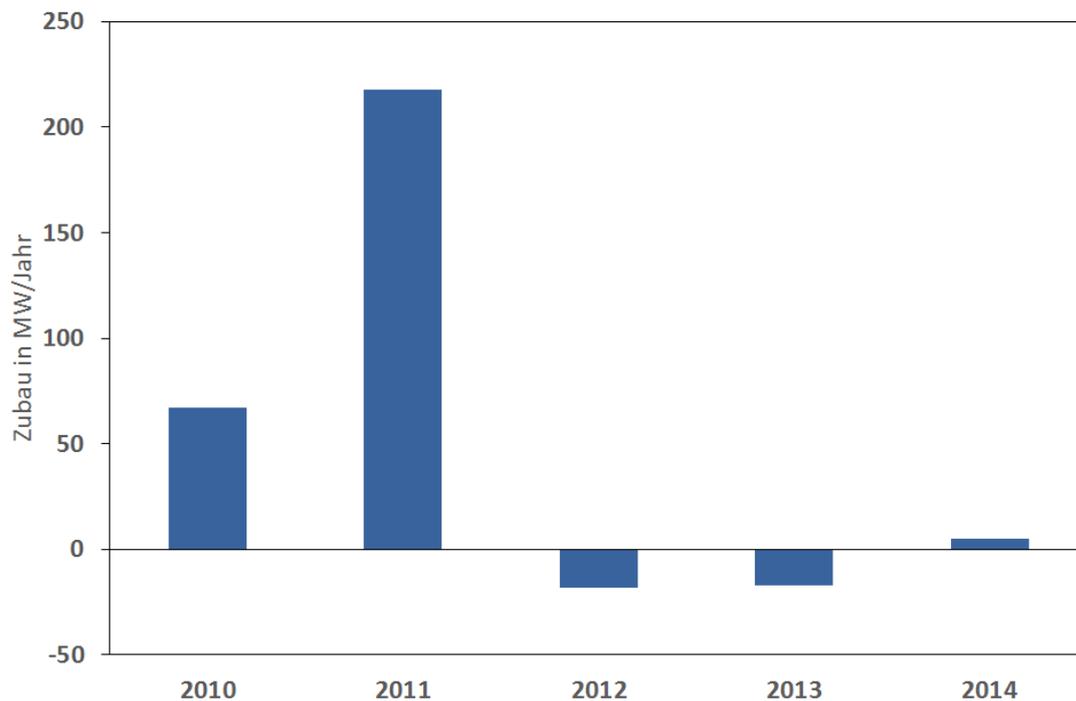
Im Eckpunktepapier des BMWi⁹¹ für die geplanten Ausschreibungen für PV-Dachflächenanlagen wird von einer Ausschreibungslösung für PV-Dachflächenanlagen mit einer installierten Leistung kleiner einem Megawatt abgesehen. Auch Anlagen größer 1 MW mit einer geplanten Eigenverbrauchsnutzung sind von der Ausschreibung ausgenommen. Dadurch werden die im Ausschreibungsverfahren kontrahierten Zubaumengen an PV-Dachflächenanlagen deutlich eingeschränkt. Eine geplante jährliche Zubauhöhe für Anlagen größer 1 MW ohne Eigenverbrauchsnutzung wird im Eckpunktepapier nicht genannt. Das dem Eckpunktepapier zu Grunde liegende wissenschaftliche Gutachten nennt allerdings eine Erhöhung der derzeitigen PV-Freiflächenausschreibungsmengen um rund 200 MW pro Jahr an der dann auch die großen PV-Dachflächenanlagen teilnehmen können.

3.2.5 Wasserkraft

In Abbildung 3-6 ist der Nettozubau an EEG-geförderten Wasserkraftanlagen im Zeitraum 2010 bis 2014 in Deutschland dargestellt. Er betrug im Spitzenjahr 2011 knapp 220 MW und war in den darauf folgenden Jahren 2012 und 2013 sogar leicht negativ. Im Jahr 2014 erfolgte dann wiederum ein leichter Anstieg der installierten Leistung bei diesen Anlagen. Im derzeitigen EEG sind keine quantitativen Ziele konkretisiert, aus denen sich ein weiteres Zubauziel der Bundesregierung herleiten ließe. Aussagen zur erwartenden zukünftigen Wettbewerbsintensität lassen sich in Anbetracht dieser Unsicherheiten nicht ableiten.

⁹¹ Vgl. BMWi (2015h).

ABBILDUNG 3-6: WASSERKRAFT- HISTORISCHE ZUBAUMENGEN



Quelle: BMWi (2015a), eigene Berechnungen

Gemäß den Marktanalysen des BMWi⁹² können maximal noch rund 1 GW zusätzliche Leistung an Wasserkraftanlagen in Deutschland realisiert werden. Der Großteil dieses Potentials liegt im Aus- und Umbau bestehender Anlagen, insbesondere bei Anlagen größer einem Megawatt, was ungefähr 440 Anlagen beträfe. Der zukünftige Markt für komplett neu errichtete Anlagen wird in den Marktanalysen des BMWi aufgrund mangelnden Potentials auch aus genehmigungsrechtlicher Perspektive als gering eingeschätzt.

Die Betreiberstruktur von Wasserkraftwerken untergliedert sich einerseits in regionale und überregionale Energieversorgungsunternehmen, die hauptsächlich Anlagen größer einem Megawatt betreiben. Im Rahmen der Marktanalysen des BMWi⁹³ konnten den rund 400 Anlagen dieser Größenklasse rund 80 % zu 97 konkreten Betreibern zugeordnet werden. Kleinere Anlagen (< 1 MW) werden andererseits von kleineren und mittelgroßen Unternehmen, Privatpersonen sowie lokalen Energieversorgern betrieben.

Einschätzung der Gutachter - Wasserkraft

Die Marktaktivitäten im Bereich Aus- und Umbau von Wasserkraftanlagen waren in den vergangenen Jahren gering. Dies lag einerseits an den beschränkten Potentials in diesem Bereich und andererseits an einer mangelnden Wirtschaftlichkeit der Projekte unter den geltenden Rahmenbedingungen. Einerseits erscheint das wirtschaftliche Potential bei Wasserkraftanlagen zum derzeitigen Zeitpunkt beschränkt. Andererseits kommen viele potentielle Bieter für die Auktion

⁹² Vgl. BMWi (2015c).

⁹³ Vgl. BMWi (2015c).

in Frage. Auch über die ausgeschriebene Menge kann bei der Wasserkraft der Wettbewerb gesteuert werden, da derzeit kein Zubauziel im EEG quantifiziert ist.

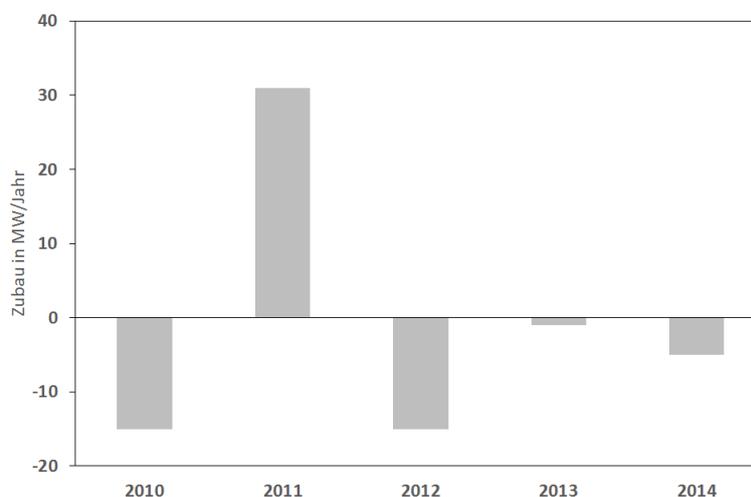
Sofern eine adäquate Bemessung einer zukünftigen jährlichen Zubauzahl für Wasserkraftanlagen gelingt, kann mit ausreichendem Bieterwettbewerb bei den Auktionsteilnehmern gerechnet werden, da die Betreiber- und Investorenstruktur bei kleinen Wasserkraftanlagen bei dementsprechend kleinen Investitionsprojekten auch zukünftig verhältnismäßig kleinteilig bleiben wird.

Laut Eckpunktepapier des BMWi plant die Bundesregierung auf Ausschreibungen von Wasserkraftanlagen zukünftig zu verzichten. Als Begründung hierfür wird insbesondere auf die Gefahr eines mangelnden Wettbewerbs hingewiesen: ‚Bei Wasserkraft und Geothermie ist schon jetzt absehbar, dass das Wettbewerbsniveau gering sein dürfte und sich eine Ausschreibung deshalb nicht anbietet.‘⁹⁴ Wir sehen hier dagegen weiteren Forschungsbedarf und verweisen auf unsere Ausführungen in Kapitel 2.4).

3.2.6 Gase

In Abbildung 3-7 ist der historische Zu- und Rückbau von Deponie-, Klär- und Grubengasen im Zeitraum 2010 bis 2014 abgebildet. In diesem Fünfjahreszeitraum ist nur 2011 ein Nettozubau zu verzeichnen, der mit gut 30 MW moderat ausfiel. In allen anderen Jahren fand ein Rückbau statt. In Summe blieb die installierte Leistung seit 2010 praktisch konstant.

ABBILDUNG 3-7: DIVERSE GASE – HISTORISCHE ZUBAUMENGEN



Quelle: BMWi (2015a), eigene Berechnungen

Ein stetiger Rückgang der installierten Leistung bei Deponiegasanlagen, der sowohl aus der beschränkten Genehmigungsfähigkeit von neuen Deponien als auch aus einer Ausgasung bestehender Deponien resultiert, ist für diese insgesamt wenig dynamische Entwicklung verantwortlich. In absehbarer Zeit wird davon ausgegangen, dass Deponiegasanlagen gänzlich den deut-

⁹⁴ Vgl. BMWi (2015h), S. 22

schen Strommarkt verlassen.⁹⁵ Im Bereich der Klärgasanlagen beträgt gemäß EEG-Mittelfristprognose⁹⁶ die nach EEG förderfähige installierte Leistung rund 120 MW und stellt daher einen relativ kleinen Markt dar. Ein maßgebliches Zubaupotential dieser Form der Stromerzeugung wird nicht gesehen.⁹⁷ Gemäß Mittelfristprognose sind derzeit rund 260 MW an Grubengasanlagen installiert. Laut dieser Quelle betrug der Nettozubau bei diesen Anlagen im Zeitraum 2010 – 2013 rund 5 MW. Das wirtschaftliche Potential für weitere Anlagen wird als gering eingeschätzt. Für die diversen Gase definiert das EEG keinen expliziten Zubaukorridor, so dass keine direkten quantitativen Rückschlüsse zwischen historischen Zubauten und zukünftigen Ausschreibungsmengen möglich sind.

Das Eckpunktepapier (BMWi 2015h, S. 22) sieht keine Ausschreibungen für Gase vor: ‚Bei Klär-, Deponie- und Grubengas ist ebenfalls eine Ausschreibung nicht sinnvoll, da die Potentiale weitestgehend erschlossen sind und Zubau lediglich in geringem Umfang erfolgt.‘

Einschätzung der Gutachter - Gase

Insgesamt zeigen die Analysen zu den historischen Zubauzahlen bei den diversen Gasen für die Jahre 2010 bis 2014, dass es sich um einen kleinen Markt handelt, der zukünftig wahrscheinlich weiter rückläufig sein wird. Zwar bestehen noch Potentiale im Bereich der Nutzung von Klärgasen, die auszuschreibenden Mengen wären allerdings gering. Im Rahmen dieses Gutachtens wurde keine Prüfung vorgenommen, welcher Wettbewerbsgrad sich bei einer Ausschreibung dieser geringen Mengen einstellen würde. Der spezifische Aufwand von Ausschreibungen scheint in Anbetracht der geringen Mengen im Vergleich zu anderen EE-Technologien eher hoch.

3.2.7 Geothermie

In Abbildung 3-8 ist der historische Zubau an Geothermieranlagen in Deutschland in den Jahren 2010 bis 2014 dargestellt. In diesem Zeitraum erfolgte ein Zubau im Jahr 2012 in Höhe von 13 MW (netto) und im Jahr 2013 in Höhe von 6 MW (netto). Ende 2014 waren damit in Deutschland insgesamt acht Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 36 MW installiert.⁹⁸

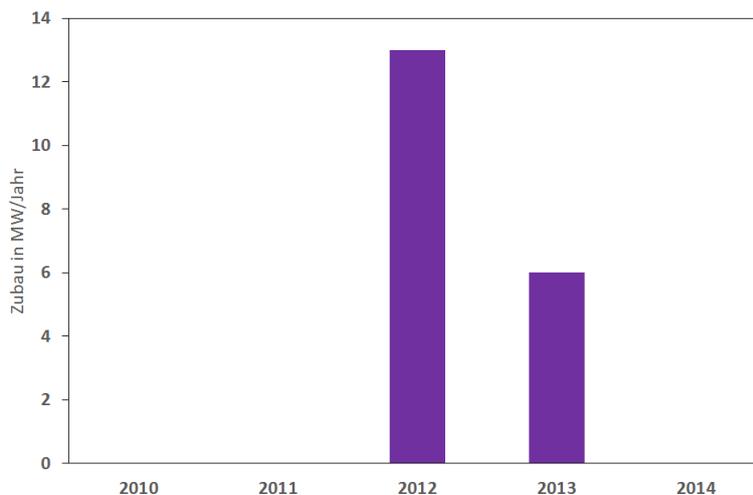
⁹⁵ Vgl. BMWi (2015i).

⁹⁶ Vgl. IE Leipzig (2014).

⁹⁷ Vgl. BMWi (2015i).

⁹⁸ Vgl. BMWi (2015h).

ABBILDUNG 3-8: GEOTHERMIE – HISTORISCHE ZUBAUMENGEN



Quelle: BMWi (2015a), eigene Berechnungen

Für die zukünftige Entwicklung der Geothermie nennt das derzeitige EEG keine jährlichen Zubauziele. Das Eckpunktepapier spricht sich gegen eine Auktionierung von Geothermie aus (BMWi 2015h, S. 22).

Einschätzung der Gutachter - Geothermie

Analog zum Marktsegment Gase ist auch das Marktsegment Geothermie kurz- und mittelfristig klein. Hohe finanzielle Anforderungen für Bohrungen sowie aufwändige Genehmigungsprozesse, insbesondere in den Anfangsphasen der Projekte, bilden Barrieren für potentielle Anbieter im Markt. Ein effektiver Wettbewerb unter vergleichbaren Projekten in einer Ausschreibung für diese Anlagen erscheint daher fraglich.

3.3 Mengensteuerung

Die ausgeschriebene Menge ist eine zentrale Stellgröße für den Erfolg einer Auktion. Wir haben bereits in Kapitel 2.1 darauf hingewiesen, dass die ausgeschriebene Menge zusammen mit der Realisierungswahrscheinlichkeit bestimmt, welcher Zubau letztlich realisiert wird und wie nah dieser am Ziel des Gesetzgebers, d. h. am Zubaukorridor der jeweiligen Technologie, liegt. Das Eckpunktepapier des BMWi geht davon aus, dass die Zielmenge des Zubaukorridors auch ausgeschrieben wird (korrigiert lediglich ex-post um nicht verwirklichte Projekte vorangegangener Ausschreibungen) und die Realisierungswahrscheinlichkeit dementsprechend nahe 100 % liegen sollte (vgl. Abschnitt 2.1).

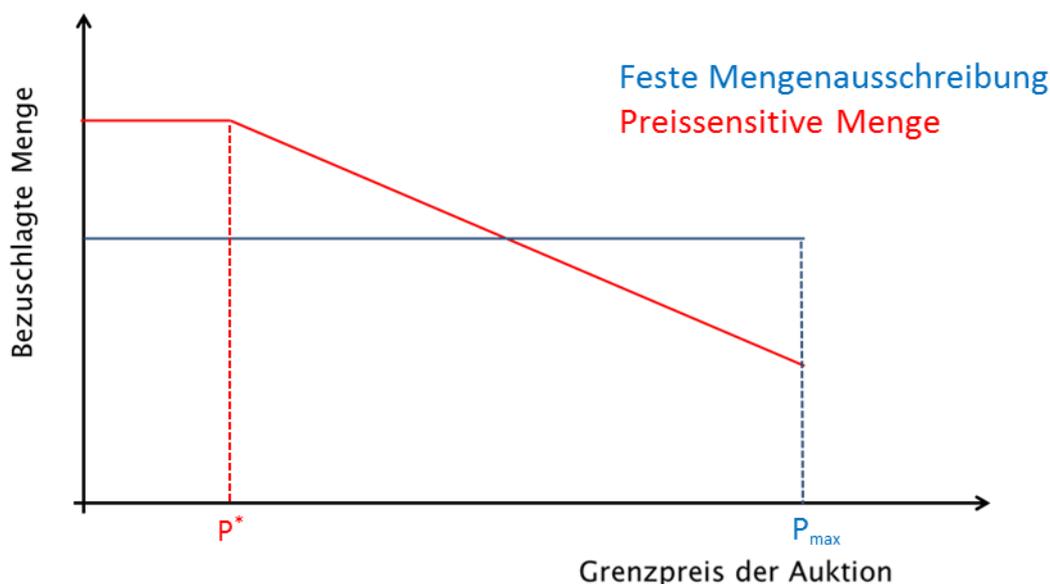
Darüber hinaus ist jedoch auch festzulegen, ob die Zubaumenge preisunabhängig, d. h. fest, oder preissensitiv gestaltet werden soll. Die Unterschiede sind wie folgt:

- **Feste Ausschreibungsmenge:** Die Ausschreibungsmenge wird im Vorhinein für jede Auktionsrunde festgelegt. Der höchste Zuschlagspreis (Grenzpreis) ergibt sich in der Auktion unter freier Preisbildung in der Höhe des höchstens Gebots, das gerade noch zum Erreichen der ausgeschriebenen Menge benötigt wird.

- **Preissensitive Ausschreibung:** Bei dieser Alternative wird keine exakte Zuschlagsmenge festgelegt. Stattdessen wird eine Funktion vorgegeben, die die bezuschlagte Menge in Abhängigkeit der Preise setzt, die aus der Auktion resultieren. Dabei gilt grundsätzlich: Je höher der Preis, desto niedriger die Menge.

Eine vollständig fixe Ausschreibungsmenge würde also den Verzicht auf einen Höchstpreis bedeuten. Das derzeit wahrscheinlich erscheinende Modell mit einem Höchstpreis, oberhalb dessen keine Zuschläge erfolgen, ist dagegen bereits ein Beispiel für eine preissensitive Nachfrage. Eine weiter gehende Preissensitivität würde beispielsweise das abrupte Abknicken der Nachfrage beim Höchstpreis abmildern und durch einen stetigen Funktionsverlauf ersetzen. Sowohl ein Höchstpreis als auch der Fall eines stetigeren Funktionsverlaufs sind in Abbildung 3-9 dargestellt, in der die bezuschlagte Menge gegen den Grenzpreis (Preis des höchsten bezuschlagten Gebots) einer Auktion abgetragen ist. Die blaue, flache Funktion stellt den Fall der Ausschreibung einer festen Menge mit Höchstpreis dar. Diese Variante ist derzeit z. B. im aktuellen Design der Pilot-Ausschreibungen für PV-Anlagen implementiert. Unterhalb des Maximalpreises entspricht in diesem Fall die bezuschlagte Menge genau der ausgeschriebenen Menge.⁹⁹ Der Grenzpreis der Auktion bildet sich dabei frei im Wettbewerb zwischen den Bietern.

ABBILDUNG 3-9: PRINZIP PREISABHÄNGIGER AUSGESCHRIEBENER MENGE



Quelle: r2b energy consulting GmbH

Die rote Funktion in Abbildung 3-9 stellt das Modell der preissensitiveren Ausschreibung dar. Bei dem Konzept wird typischer Weise eine relativ hohe Maximalmenge ausgeschrieben, die bei Preisen unterhalb eines vom Auktionator festgelegten, relativ niedrigen Preises p^* (vgl. Abbildung 3-9) auch vollständig bezuschlagt wird. Übersteigt der Grenzpreis der Auktion diesen Preis, nimmt die bezuschlagte Menge mit steigendem Grenzpreis ab.

⁹⁹ Dabei wird vereinfachend davon ausgegangen, dass in jedem Fall die Gebotsmenge mindestens der Ausschreibungsmenge entspricht.

Das Modell mit preissensitiverer Mengensteuerung hat gegenüber der festen Menge bis zum Höchstpreis zwei Vorteile: Erstens erschwert die preissensitive Menge die Ausübung von Marktmacht: Sofern die Bieter durch strategisches Verhalten die Preise erhöhen, verringert sich die Menge. Insbesondere die Gefahr von Kollusion unter Verwendung des Höchstpreises als Koordinationssignal wird verringert. Zweitens kann argumentiert werden, dass das Gut ‚EE-Strom‘ einen bestimmten Wert hat, angenähert z. B. durch externe Effekte. Sofern die Produzenten das Gut unerwartet günstig zur Verfügung stellen können, sollte auch mehr beschafft werden. Sind die Kosten dagegen unerwartet hoch, so könnte die Nachfrage eingeschränkt werden. Auch die Gesamtförderkosten können so besser geplant werden.

E i n s c h ä t z u n g d e r G u t a c h t e r

Das Modell mit bis zum Höchstpreis fixer Ausschreibungsmenge ist einfach. Gerade bei der Neueinführung eines Ausschreibungssystems ist dies ein Vorteil. Andererseits hat insbesondere der Höchstpreis den Nachteil, dass er bei unzureichendem Wettbewerbsgrad der Auktion als Koordinationssignal dienen kann.

Wir schlagen deshalb vor, zunächst mit einer bis zum Höchstpreis fixen Ausschreibungsmenge Erfahrungen zu sammeln. Danach empfehlen wir einen Wechsel. Dieser sollte forciert betrieben werden, wenn sich (moderate) Probleme mit dem Wettbewerbsgrad zeigen und sich z. B. eine Koordination in Richtung des Höchstpreises abzeichnet. Im Hinblick auf die Parametrisierung wird empfohlen, sich beim Wechsel an den derzeitigen EEG-Fördersätzen als Schnittpunkt zwischen altem und neuem Modell (in Abbildung entsprechend blaue und rote Kurve) zu orientieren.

3.4 T r a n s p a r e n z

Durch die Teilnahme an EE-Auktionen gehen Bieter ein Risiko ein. Dieses Risiko ergibt sich – genau wie bei anderen Investitionsprojekten – aus der Unsicherheit über zukünftige Kosten und Erlöse. Bei Auktionen über Förderzertifikate wird dieses Risiko dahingehend verschärft, dass – falls das Projekt nicht fristgerecht fertiggestellt werden kann – zusätzliche Kosten auftreten können. Darunter fallen sowohl Pönalen als auch der Verlust oder die Verringerung des Förderanspruchs. Diese können unter Umständen dazu führen, dass das Projekt gar nicht fertiggestellt werden kann.

Investoren preisen diese Risiken in Form eines Risikoaufschlags in ihre Gebote ein. Je höher die Risiken, die aus den beschriebenen Unsicherheiten resultieren, umso höher sind die Risikoaufschläge und damit auch die Gebote. Durch zusätzliche Informationen lässt sich die Unsicherheit reduzieren und damit die Risikoaufschläge verringern.

Eine mögliche Quelle solcher Informationen sind Daten aus der Auktion selbst. Da die anderen Auktionsteilnehmer ebenfalls über Informationen bezüglich der Werte ähnlicher Projekte verfügen, lassen deren Gebote Schlüsse über die tatsächlichen Kosten und Erlöse des eigenen Projektes zu. Der Informationsgehalt dieser Gebote hängt – neben dem Ausmaß der eigenen Unsicherheit – davon ab, wie umfangreich die Kosten- und Erlösanteile sind, die alle Bieter gleichermaßen oder zumindest in ähnlichem Ausmaß betreffen. Hierzu zählen beispielsweise die Unsicher-

heit über Kostensteigerungen des (Biomasse-)Brennstoffs, das Risiko der Nicht-Realisierung aufgrund von Anwohnerprotesten und die Wahrscheinlichkeit und Höhe von Einnahmen am Stromgroßhandelsmarkt, falls der Strompreis oberhalb der Grundvergütung im Referenztragsmodell liegt.

Informationen aus der Auktion stellen also einen Wert dar, mit Hilfe dessen die Bieter ihre Projekte besser bewerten und damit ihre Gebote mit geringeren Risikoaufschlägen festlegen können. Eine möglichst realistische Einschätzung des Werts des eigenen Projekts ist im Sinn einer effizienten Gesamtallokation wünschenswert. Gleichzeitig reduziert sich hierdurch der ‚Fluch des Gewinns‘.¹⁰⁰ Da kleinere Bieter in der Regel über weniger Informationen verfügen als große Bieter, kann der Informationsvorsprung der großen Bieter durch Bereitstellung zusätzlicher Informationen durch den Auktionator verringert werden.

Allerdings besteht aus Sicht des Auktionators das Risiko, dass die zusätzliche Information von den Bietern für Kollusion genutzt wird.¹⁰¹ Im Folgenden wird diskutiert, welche Informationen aus diesem Gesichtspunkt heraus veröffentlicht werden können und sollten.

3.4.1 Wirkungen der Veröffentlichung von Informationen

Grundsätzlich können den Bietern vor, während und nach der Auktion Informationen zur Verfügung gestellt werden. Da der wesentliche Wert einer Informationsbereitstellung nach einer Auktion darin besteht, die Gebote späterer Auktionen zu erleichtern, behandeln wir diesen Punkt zusammenhängend mit den Informationen vor einer Auktion.

Im Fall von EE-Auktionen in Deutschland ist die Bereitstellung von Informationen *vor der Auktion* bei der Einführung von Auktionen zunächst relativ gering, nimmt dann aber schnell deutlich zu, da bei den meisten Technologien mehrere Auktionen pro Jahr durchgeführt werden – und vor einer Auktion wesentliche Ergebnisse der bereits durchgeführten Auktionen bekannt sein werden.

Vor der ersten Auktion einer Technologie sind, neben den Erfahrungen bereits bei anderen Technologien durchgeführten Auktionen, natürlich die Auktionsregeln bekannt. Diese umfassen letztlich im Wesentlichen die in diesem Report behandelten Aspekte. Dies reicht von der Preisregel über die ausgeschriebene Menge bis zum Höchstpreis. Bei letzterem ist jedoch zu prüfen, inwieweit dieser offengelegt wird. Es ist auch möglich, einen Höchstpreis nicht zu kommunizieren, jedoch anzukündigen, dass ein solcher existiert. Wird dieser jedoch explizit veröffentlicht, besteht die Gefahr, dass sich Bieter an diesem orientieren und ihr Gebot auf eine ähnliche Höhe legen – selbst wenn ihre eigenen Kosten deutlich niedriger liegen.

Ein wichtiger Informationszuwachs findet jedoch statt, wenn die ersten Auktionen durchgeführt sind. Insbesondere dem Grenzgebot der letzten Auktionen kommt eine hohe Bedeutung zu. Dieses Grenzgebot gibt den Gebotspreis an, welcher in der jeweiligen vergangenen Auktion für einen Zuschlag hätte unterboten werden müssen. Hieraus lassen sich Aussagen darüber ableiten,

¹⁰⁰ Siehe Abschnitt 3.1

¹⁰¹ Vgl. hierzu ebenfalls Abschnitt 3.1 sowie Käso und Müsgens (2014).

welche Höhe ein erfolgreiches Gebot in der nächsten Auktion haben sollte. Neben dem Grenzgebot enthalten individuelle Gebote vergangener Auktionen weitere Informationen. Durch die (anonymisierte) Veröffentlichung dieser Gebote lassen sich weitere Rückschlüsse über die Kostenstrukturen der anderen Marktteilnehmer ableiten. Allerdings lassen diese Informationen – auch bei einer anonymisierten Veröffentlichung – Rückschlüsse über das Gebotsverhalten der anderen Bieter zu und ob sie sich beispielsweise wettbewerblich oder strategisch verhalten haben. Hierdurch kann strategisches Verhalten gefördert werden. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn der Wettbewerbsgrad der Auktion moderat ist und die Bieter dies erwarten. Die Information über den Wettbewerbsgrad lässt sich z. B. daraus ableiten, wie groß der Angebotsüberhang war, d.h. wie groß die bezuschlagte Menge im Vergleich zur Gebotsmenge war. Auch diese Information kann somit Kollusion und strategisches Verhalten fördern.

Die Frage, welche Informationen der vergangenen Auktionen den Bietern zur Verfügung gestellt werden, muss daher bezogen auf die spezifische Auktion (erwarteter Wettbewerbsgrad, Anbieterstruktur, Ausmaß der Unsicherheit der jeweiligen Technologie, ...) gesondert analysiert werden. Beispielsweise wurden bei der PV-Freiflächenauktion neben dem Grenzpreis weiterer Informationen (niedrigster und höchster Gebotspreis, Grenzpreis, Anzahl und Struktur der Anbieter, regionale Verteilung der bezuschlagten Anbieter, Menge an angebotener Leistung) veröffentlicht.

Die Informationsbereitstellung *während der Auktion* wird voraussichtlich niedrig sein: Bei den bisher durchgeführten Auktionen für PV-Freiflächen und auch bei den für die anderen Technologien bisher diskutierten Vorschlägen handelt es sich um Einrundenauktionen. Dabei geben die Bieter ihre Gebote ab und die Zuschläge der Auktion werden dann unmittelbar auf Basis dieser Gebote ermittelt.¹⁰² Dieses Auktionsformat stellt den Bietern weniger Informationen zur Verfügung als eine Mehrrounauktion. Gleiches gilt für das derzeit diskutierte Preisfindungsverfahren: im Gebotspreisverfahren ist die einzige Rückkopplung, die das Gebot eines Bieters mit den anderen Geboten erfährt, die Frage der Zuschlagserteilung. Bei der Einheitspreisauktion kommt die Anpassung des Preises auf das Grenzgebot hinzu.

3.4.2 Einschätzung der Gutachter

Wir empfehlen, das Grenzgebot vorangegangener Auktionen technologiespezifisch zu veröffentlichen. Insbesondere im Gebotspreisverfahren ist dieses auch für die Effizienz der Folgeauktionen von Bedeutung. Bezüglich der (anonymisierten) Veröffentlichung bezuschlagter Gebote muss für jede Technologie eine Abwägung zwischen dem Nutzen (Verringerung von Informationsasymmetrie und Senkung der Bieterisiken) und dem möglichen Schaden (Förderung von Kollusion) abgewogen werden. Insbesondere bei Auktionen mit geringem Wettbewerb sollte von einer Veröffentlichung abgesehen werden, da hierdurch Kollusion gefördert werden kann. Gleiches gilt in besonderem Maße für die Veröffentlichung nicht bezuschlagter Gebote sowie weiterer Informationen, aus denen auf das Ausmaß des Wettbewerbs geschlossen werden kann.

¹⁰² Bei Mehrrounauktionen haben die Bieter dagegen die Möglichkeit, während der Auktion ihre Gebote anzupassen.

Die Veröffentlichung des technologiespezifischen Höchstpreises sollte dahingehend überwacht werden, ob eine kollusive Koordination in diese Richtung stattfindet. Sofern dies eintritt, sollte die Einführung einer preisabhängigen Nachfragefunktion geprüft werden (vgl. Abschnitt 3.3).

4 Fazit

Das vorliegende Gutachten untersucht die Ausgestaltung von Auktionen für EE-Anlagen in Deutschland. Dabei wird sowohl auf die relevanten Aspekte des Produktdesigns (Was wird auktioniert?) als auch auf das Auktionsdesign (Wie wird auktioniert?) eingegangen.

Beim Produktdesign wird zunächst der Zusammenhang der einzelnen Faktoren diskutiert. So lässt sich die Zielerreichung einer Auktion über das Zusammenspiel von Kauttionen/Pönalen, Präqualifikationsbedingungen, Fristen/Vorlaufzeiten und Übertragbarkeit steuern. Wird beispielsweise die Vorlaufzeit erhöht, kann zum Erreichen derselben Realisierungswahrscheinlichkeit die Kauttion gesenkt werden. Die Ausgestaltung der einzelnen Faktoren darf also nicht unabhängig voneinander erfolgen, sondern muss im Gesamtzusammengang gesehen werden.

Die anzusetzenden Fristen/Vorlaufzeiten sollten sich an für die jeweilige Technologie typischen Projektdauern orientieren, welche im Gutachten vorgestellt werden. Ähnliches gilt für Kauttionen/Pönalen, die auf Basis technologiespezifischer Investitionskosten abgeleitet werden können. Präqualifikationsanforderungen sind, in enger Abstimmung mit Pönalen und Kauttionen, für die Steuerung des Mengziels erforderlich. Sie haben gegenüber Pönalen den Nachteil, dass sie als versunkene Kosten auch ohne Zuschlag in der Auktion zumindest teilweise verloren sind. Sollte eine Übertragbarkeit von Förderzertifikaten gewünscht werden, so schlagen wir eine schrittweise Einführung vor.

Darüber hinaus werden im Gutachten weitere Aspekte des Produktdesigns diskutiert. Das Gutachten untersucht kurz die grundsätzliche Frage, ob Leistung oder Arbeit (oder gegebenenfalls eine Kombination aus beiden) ausgeschrieben und/oder vergütet werden sollte. Dabei gehen wir jedoch davon aus, dass zunächst eine Ausschreibung von Leistung und eine Vergütung von Arbeit politisch gesetzt sind. In der Regel sollten Standorte aus Effizienzgründen in der Auktion miteinander konkurrieren. Abweichungen hierfür werden für die Technologie Windenergie auf See diskutiert. Falls eine bestimmte regionale Verteilung des EE-Ausbaus politisch erreicht werden soll, bevorzugen wir die Verwendung des Referenzertragsmodells gegenüber einer Regionalkomponente von 40 % für südliche Bundesländer und diskutieren Anpassungsvorschläge im Referenzertragsmodell.

Bei der Darstellung und Diskussion der Elemente des Auktionsdesigns wird zunächst ausführlich auf den Preisbildungsmechanismus eingegangen. Hierbei werden die Vor- und Nachteile eines Einheitspreisverfahrens („uniform pricing“) auf der einen und eines Gebotspreisverfahrens („pay-as-bid“) auf der anderen Seite dargestellt. Nach Abwägung dieser Vor- und Nachteile empfehlen wir das Einheitspreisverfahren für die Auktion.

Wir betonen zunächst die zentrale Bedeutung von Wettbewerb für erfolgreiche Auktionen. Nach unseren Analysen gehen wir davon aus, dass bei den meisten Technologien nicht ex-ante wegen mangelnden Wettbewerbs auf eine Auktion verzichtet werden sollte. Bezüglich der ausgeschriebenen Menge schlagen wir vor, zunächst mit einer bis zum Höchstpreis fixen Ausschreibungsmenge Erfahrungen zu sammeln. Später (insbesondere bei Auktionsergebnissen nahe dem

Höchstpreis) kann auf eine preisabhängige Menge (bei der die ausgeschriebene Menge mit steigendem Preis sinkt) umgestellt werden.

Wir schlagen für alle Technologien nach erfolgter Auktion die Veröffentlichung des Grenzgebots vor. Die Veröffentlichung weiterer Informationen muss im Einzelfall geprüft werden und sollte nur dann erfolgen, wenn hierdurch keine Kollusion gefördert wird.

5 Literaturverzeichnis

- 50Hertz, Amprion, TenneT, EnBW (2014). Offshore-Netzentwicklungsplan 2014, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber
- Archibald, C. M., Flynn, S. T. und Malvey, P. F. (1995). Uniform-Price Auctions: Evaluation of the Treasury Experience, Office of Market Finance, U.S. Treasury Manuscript.
- Agora Energiewende (2014). Ausschreibungen für Erneuerbare Energien. Abgerufen am 11.08.2015 von http://www.agora-energien.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Ausschreibungsmodelle/Agora_Ausschreibungen_fuer_Erneuerbare_Energien_web.pdf
- Ausubel, L. M. (1997). An Efficient Ascending-Bid Auction for Multiple Objects, University of Maryland, Department of Economics, Working Papers No. 97-06.
- Ausubel, L. M. und Cramton, P. (2002). Demand Reduction and Inefficiency in Multi-Unit Auctions, University of Maryland, Department of Economics, Working Papers No. 98 wpdr.
- Back, K. und Zender, J. F. (1993). Auctions of Divisible Goods: On the Rationale for the Treasury Experiment, Review of Financial Studies, 6 (4), S. 733–764.
- Back, K. und Zender, J. F. (2001). Auctions of divisible goods with endogenous supply, Economics Letters, 73 (1), S. 29–34.
- BEE (2015). Stellungnahme für das Anhörungsverfahren des BMWi zum Verordnungsentwurf für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Berlin. 21.01.2015
- Berg, S. A., Boukai, B., Landsberger, M. und Lengwiler, Y. (2000). Market Demand for Treasury Securities, Norges Bank Manuscript.
- Bikhchandani, S. und Huang, C. (1993). The Economics of Treasury Securities Markets, The Journal of Economic Perspectives, 7(3), S. 117–134.
- Binmore, K. und Swierzbinski, J. (2000). Treasury auctions: Uniform or discriminatory?, Review of Economic Design, 5 (4), S. 387–410.
- BMWi (2015a). Energiedaten: Gesamtausgabe. Abgerufen am 30.07.2015 von <http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html>
- BMWi (2015b). Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2014). Abgerufen am 30.07.2015 von http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=73930
- BMWi (2015c). Marktanalyse Wasserkraft. Abgerufen am 30.07.2015 von <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=692934.html>
- BMWi (2015d). Marktanalyse Windenergie an Land. Abgerufen am 30.07.2015 von <https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/erfahrungsbericht>

- BMWi (2015e). Marktanalyse Windenergie auf See. Abgerufen am 30.07.2015 von <https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/erfahrungsbericht>
- BMWi (2015f). Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen. Abgerufen am 30.07.2015 von <https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/erfahrungsbericht>
- BMWi (2015g). Marktanalyse tiefe Geothermie. Abgerufen am 30.07.2015 von <https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/erfahrungsbericht>
- BMWi (2015h). Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen – Eckpunktepapier. Abgerufen am 11.08.2015 von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/ausschreibungen-foerderung-erneuerbare-energien-anlage,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- Bolten, S. (1973). Treasury bill auction procedures: an empirical investigation, *The Journal of Finance*, 28 (3), S. 577–585.
- Borenstein, S., Bushnell, J., und Wolak, F. (2002). Measuring Market Inefficiencies in California’s Wholesale Electricity Industry.” *American Economic Review*, 42, S. 1376–1405.
- Bower, J. (2002). Why Did Electricity Prices Fall in England & Wales: Market Mechanism or Market Structure?, Working Paper no. EL02, Oxford Institute for Energy Studies.
- BSW-Solar (2015). Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Abgerufen am 18.06.2015 von http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2015_4_BSW_Solar_Faktenblatt_Photovoltaik.pdf
- Clearingstelle EEG (2014). EEG-Erfahrungsbericht 2014 zum EEG 2012. Abgerufen am 30.07.2015 von <https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/erfahrungsbericht>
- Cramton, P. und Stoft. S. (2007). Why We Need to Stick with Uniform-Price Auctions in Electricity Markets, *The Electricity Journal*, 20 (1), S. 26-37.
- Damianov, D. S. und Becker, J. G. (2010). Auctions with variable supply: Uniform price versus discriminatory, *European Economic Review*, 54 (4), S. 571–593.
- Damianov, D. S., Oechssler und J., Becker, J. G. (2010). Uniform vs. discriminatory auctions with variable supply–experimental evidence, *Games and Economic Behavior*, 68 (1), S. 60–76.
- Daripa, A. (2001). A theory of treasury auctions, *Journal of International Money and Finance*, 44(0), S. 7–15.
- Dechenaux, E. und Kovenock, D. (2007). Tacit collusion and capacity withholding in repeated uniform price auctions, *RAND Journal of Economics*, 38 (4), S. 1044–1069.
- Ecofys et al. (2015). Ausschreibungen für erneuerbare Energien – Wissenschaftliche Empfehlungen. Abgerufen am 11.08.2015 von http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/ausschreibungen-fuer-erneuerbare-energien-wissenschaftliche-empfehlungen.pdf?__blob=publicationFile&v=4

- Evans, J. und Green, R. (2002). Why Did British Electricity Prices Fall After 1998?, Research Memorandum no. 35, Uni-versity of Hull.
- Fabra, N. (2003). Tacit collusion in repeated auctions: uniform versus discriminatory, *The Journal of Industrial Economics*, LI (3), S. 271-293.
- Fabra, N. und Toro, J. (2003). The Fall in British Electricity Prices: Market Rules, Market Structure or Both?, Mimeo, Universidad Carlos III de Madrid.
- Fabra, N., von der Fehr, N.-H. und Harbord, D. (2006). Designing electricity auctions, *RAND Journal of Economics*, 37 (1), S. 23-46.
- Fachagentur Windenergie an Land (2015). Dauer und Kosten des Planungs- und Genehmigungsprozesses von Windenergieanlagen an Land. Abgerufen am 30.07.2015 von [tp://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Analyse_Dauer_und_Kosten_Windenergieprojektierung_01-2015.pdf](http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Analyse_Dauer_und_Kosten_Windenergieprojektierung_01-2015.pdf)
- Feldman, R. A. und Reinhart, V. (1996). Auction Format Matters: Evidence on Bidding Behavior and Selling Revenue, *IMF Staff Papers*, 43 (2), S. 395-418.
- Friedman, M. (1959). Testimony in Employment, Growth, and Price Levels, Joint Economic Committee, 86th Congress, 1st Session, October 30.
- Frontier Economics (2014). Studie ‚Technologieoffene Ausschreibungen für Erneuerbare Energien‘ – Ein Bericht für EFET Deutschland.
- Goswami, G., Noe, T. H. und Rebello, M. J. (1996). Collusion in Uniform-Price Auctions: Experimental Evidence and Implications for Treasury Auctions, *The Review of Financial Studies*, 9 (3), S. 757-785.
- Harris, M. und Raviv, A. (1981). Allocation Mechanisms and the Design of Auctions, *Econometrica*, 49 (6), S. 1477-1499.
- Heller, D. und Lengwiler, Y. (2001). Should the Treasury Price-Discriminate? A Procedure for Computing Hypothetical Bid Functions, *Journal of Institutional and Theoretical Economics*, 157, S. 413-429.
- HessenEnergie (2007). 2. Tiefengeothermie – Forum, TU Darmstadt: Rahmenbedingungen für das Geothermiewerk Landau. Abgerufen am 30.07.2015 von http://www.hessenenergie.de/Downloads/DI-Nach/dln-tgf/tgf-07/tgf-07-pdfs/12-Votr-Menzel_07.pdf
- IRENA und CEM (2015). Renewable Energy Auctions – A Guide to Design.
- Kahn, A. E., Cramton, P. C., Porter, R. H. und Tabors, R. D. (2001). Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond, *The Electricity Journal*, 14 (6), S. 70-79.
- Käso, M. und Müsgens, F. (2014). Auktionsdesign für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen, Abgerufen am 11.08.2015 von https://www-docs.tu-cottbus.de/energiwirtschaft/public/files/Bericht_Auktionsdesign_final_BTU_CS.pdf

- Keloharju, M., Nyborg, K. G. und Rydqvist, K. (2005). Treasury Auctions Strategic Behavior and Underpricing in Uniform Price Auctions: Evi-dence from Finnish Treasury Auctions, *The Journal of Finance*, 60 (4), S. 1865–1902.
- Kim, G.-R., Oh, S., und Ryu, K. (2004). Discriminatory vs Uniform Price Auction: Auction Revenue Comparison in the Case of the Korean Treasury Auction Market, Working Paper.
- Klemperer, P. (1999). Auction Theory: A Guide to the Literature, *Journal of Economic Surveys*, 13(3), S. 227–286
- Klemperer, P. (2001). Why Every Economist Should Learn Some Auction Theory, *Advances in Economics and Econometrics: Invited Lectures to The Eighth World Congress of the Econometric Socie-ty* (M. Dewatripont, L. Hansen and S. Turnovksy eds.), Cambridge UK: Cambridge Univer-sity Press.
- Klemperer, P. (2002). What Really Matters in Auction Design, *Journal of Economic Perspectives*, 16, S. 169-190.
- Koesrindartoto, D. (2004). Treasury Auction, Uniform or Discriminatory?: An Agent-Based Approach, Iowa State University, Department of Economics, Working Paper No. 04013.
- Kremer, I. und Nyborg, K. G. (2004a). Divisible-good auctions: the role of allocation rules, *The RAND Journal of Economics*, 35 (1), S. 147–159.
- Kremer, I. und Nyborg, K. G. (2004b). Underpricing and market power in uniform price auctions, *Review of Financial Studies*, 35 (1), S. 147-159.
- LiCalzi, M. und Pavan, A. (2005). Tilting the supply schedule to enhance competition in uniform-price auctions, *European Economic Review*, 49 (1), S. 227–250.
- McAdams, D. (2007). Adjustable supply in uniform price auctions: Non-commitment as a strategic tool, *Eco-nomics Letters*, 95 (1), S. 48–53.
- Mester, L. J. (1995). There’s more than one way to sell a security: The Treasury’s Auction Experiment, *Federal Reserve Bank of Philadelphia Business Review*.
- Milgrom, P. R. und Weber, R. J. (1982). A Theory of Auctions and Competitive Bidding. *Econometrica*, 50 (5), S. 1089–1122.
- Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg Vorpommern. Offshore Wind – Energiewende aus Mecklenburg Vorpommern. Abgerufen am 30.07.2015 von http://service.mvnet.de/_php/download.php?datei_id=127577
- Ministerium für Umwelt und Forsten Rheinland Pfalz (2005). Leitfaden für Geothermieprojekte im rheinland-pfälzischen Teil des Oberrheingrabens. Abgerufen am 30.07.2015 von <http://www.wald-rlp.de/fileadmin/website/fawfseiten/projekte/downloads/Geothermieleitfaden.pdf>
- Mittel- und süddeutsche Bundesländer (2014). Länderpositionspapier zum ausgewogenen Ausbau der Windenergie 20.05.2015. Abgerufen am 11.08.2015 von https://www.thueringen.de/mam/th8/tmlfun/aktuell/beitraege/landerpositionspapier_wind.pdf

- Monostori, Z. (2014). Discriminatory versus uniform-price auctions, MNB Occasional Papers 111, Publikation in Originalsprache: Diszkriminatív áras és egyenáras aukciók, Közgazdasági Szemle, 10 (60), S. 1048-1074.
- Müsgens, F. und Ockenfels, A. (2011). Design von Informationsfeedback in Regelenenergiemärkten. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 35 (4), S. 249-256.
- Newbery, D. (2003). The Effect of NETA on Wholesale Electricity Prices, Working Paper no. 59854, Department of Applied Economics, Cambridge University.
- Nyborg, K. B. und Strebulaev, I. A. (2004). Multiple unit auctions and short squeezes, Review of Financial Studies, 17 (2), S. 545–580.
- Nyborg, K. G. und Sundaresan, S. (1996). Discriminatory versus uniform Treasury auctions: Evidence from when-issued transactions, Journal of Financial Economics, 42, S. 63–104.
- Rassenti, S., Smith, V. und Wilson, B. (2003). Discriminatory Price Auctions in Electricity Markets: Low Volatility at the Expense of High Price Levels, Journal of Regulatory Economics, 23, S. 109–123.
- REN21 (2015). Renewables 2015 - Global Status Report.
- r2b energy consulting (2014). Leitstudie Strommarkt, Endbericht Arbeitspaket ‚Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen‘. Im Auftrag des BMWi. Köln.
- Sade, O., Schnitzlein, C. und Zender, J. F. (2006). Competition and Cooperation in Divisible Good Auctions: An Experimental Examination, Review of Financial Studies, 19 (1), S. 195–235.
- Simon, D. P. (1994). The Treasury’s Experiment with Single-Price Auctions in the Mid-1970s: Winner’s or Taxpayer’s Curse?, The Review of Economics and Statistics, 76 (4), S. 754–760.
- Tenorio, R. (1993). Revenue Equivalence and Bidding Behavior in a Multi-Unit Auction Market: An Empirical Analysis, The Review of Economics and Statistics, 75 (2), S. 302–314.
- Theolia (2015). Completing a wind project. Abgerufen am 30.07.2015 von <http://www.theolia.com/en/lenergie-eolienne/realisation-dun-projet-eolien>
- Tsao, C. S. und Vignola, A. J. (1977). Price Discrimination and the Demand for Treasury’s Long Term Securities, U.S. Department of Treasury Manuscript.
- Umlauf, S. R. (1993). An empirical study of the Mexican Treasury bill auction, Journal of Financial Economics, 33 (3), S. 313–340.
- Viswanathan, S. und Wang, J. J. D. (2000). Auctions with when-issued trading: a model of the US Treasury markets, Duke University Manuscript.
- Wang, J. und Zender, J. (2002). Auctioning Divisible Goods, Economic Theory, 19, S. 673–705.
- Wilson, R. (1979). Auctions of Shares, Quarterly Journal of Economics, 93, S. 675–689.