

discussion papers

Fakultät für Wirtschaftswissenschaft Universität Witten/Herdecke

Neue Serie 2010 ff. Nr. 34 / 2015

**Ausschreibungen in der Förderung erneuerbarer Energien
–Wie die Erneuerbaren erwachsen werden können**

Kai Riewe

discussion papers

Fakultät für Wirtschaftswissenschaft Universität Witten/Herdecke
www.uni-wh.de/wirtschaft/discussion-papers

Adresse der Verfasser: Kai Riewe

kai.riewe@fh-dortmund.de

Für den Inhalt der Papiere sind die jeweiligen Autoren verantwortlich.

Kai Riewe

Ausschreibungen in der Förderung erneuerbarer Energien

– Wie die Erneuerbaren erwachsen werden können.

1. Wettbewerb: Warum die erneuerbaren Energien nicht von einer marktwirtschaftlichen Selbstverständlichkeit ausgenommen bleiben sollten.

Deutschland hat sich mit der Energiewende Enormes vorgenommen. Die deutsche Energiepolitik verfolgt das Ziel, den durch erneuerbare Energien gedeckten Anteil am nationalen Stromverbrauch bis 2025 auf 40 bis 45 Prozent und bis 2050 sogar auf mindestens 80 Prozent zu steigern.¹ Obwohl es in den vergangenen 15 Jahren gelungen ist, den Anteil des Stroms aus regenerativen Energien von nur 5 Prozent im Jahr 1998 auf rund 25 Prozent in 2013 zu erhöhen, bleibt das Ziel, fossile und nukleare Energieträger in der Stromerzeugung weitgehend zu ersetzen, ambitioniert.² Sicher ist aber, dass sich die erneuerbaren Energien (EE) durch die staatliche Förderung von einer Nischentechnologie zur dominierenden Technologie des deutschen Strommarkts wandeln.

Allerdings ist die staatliche, gesetzgeberische Festlegung von Marktanteilen für bestimmte Technologien ein Fremdkörper im Ordnungssystem einer Marktwirtschaft. Der deutsche Gesetzgeber begründet seinen Eingriff daher allgemein mit Interessen des Klima- und Umweltschutzes. Konkretes Ziel ist es, Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu fördern und langfristig negative externe Effekte konventioneller Energieversorgung zu vermeiden.³ Aus volkswirtschaftlicher Sicht gibt es durchaus begründete Zweifel, ob von nationalen Maßnahmen zum Umbau des deutschen Strommarkts (insbesondere in der Wechselbeziehung mit dem europäischen Emissionshandelssystem) letztlich überhaupt posi-

¹ Die Zielvorgaben des im Dezember 2013 unterzeichneten Koalitionsvertrags von Union und SPD sind seit dem 1. August 2014 auch in § 1 (Zweck und Ziel) des novellierten Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014) festgeschrieben. Sie haben dort die (mit den neuen Zielen vereinbaren) Zwischenziele des Energiekonzepts der vorherigen christlich-liberalen Bundesregierung aus dem Jahr 2010 ersetzt, die sich an entsprechender Stelle im EEG in der Fassung von 2012 fanden.

² Vgl. zur Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien BDEW (2015), S. 15.

³ Vgl. § 1 Absatz 1 EEG 2014.

tive Nettowirkungen für Klima- und Umweltschutz ausgehen können.⁴ Das nationale Ausbauziel für erneuerbare Energien bis zum Jahr 2050 wird im Folgenden jedoch als legitimes Ergebnis politischer und gesellschaftlicher Meinungsbildung akzeptiert.

Doch auch, wenn die Grundsatzdiskussion über globale Klimawirkungen nationaler Energiepolitiken nicht geführt werden soll, ist trotzdem zu fordern, dass das politisch gesetzte Ausbauziel für EE-Strom so effizient wie möglich erreicht wird.⁵ Diese Forderung ist aus ökonomischer Sicht eine Selbstverständlichkeit und auch die gesellschaftliche Unterstützung für die Energiewende ist sicher nicht unabhängig von den Kosten für diesen Prozess. Die Bundesregierung hat daher folgerichtig mit der Novelle des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien im August 2014 (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG 2014) explizit festgelegt, dass die Zielerreichung zukünftig „stetig und kosteneffizient“ erfolgen soll.⁶ Dazu werden die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien durch die Einführung einer **verpflichtenden Direktvermarktung** im EEG 2014 erstmals an die Preissignale des Strommarkts herangeführt. Die Pflicht zur Direktvermarktung zwingt die Betreiber von EE-Anlagen, sich mit dem Absatz des von ihnen erzeugten Stroms zu befassen. Im bisherigen Fördersystem wurde die Produktion völlig unabhängig von den Bedürfnissen des Strommarktes von den dazu verpflichteten Stromnetzbetreibern abgenommen. Die Produzenten erneuerbaren Stroms erhielten in der Regel für einen Zeitraum von 20 Jahren einen unveränderlich festen Garantiepreis für jede erzeugte Kilowattstunde Strom – völlig unabhängig von Strommarktpreisen. „Unternehmerisches“ Handeln wurde so auf *Invest-and-Forget* reduziert. Anreize, EE-Anlagen markt- und energiesystemgerecht zu betreiben, gab es nicht.

Ein weiterer, entscheidender Schritt zu wettbewerblichem Verhalten der Produzenten von EE-Strom ist jedoch, dass gemäß der EEG-Novelle ab 2017 die Höhe der (im Grundsatz auch zukünftig für notwendig erachteten) staatlichen Förderung durch **Ausschreibungen** ermittelt werden soll.⁷ Die EE-Produzenten werden damit zu einem Zeitpunkt, zu dem sie bereits mehr als ein Viertel des deutschen Strombedarfs decken werden, erstmals in eine marktliche Wettbewerbssituation geführt und ein Stück aus der schützenden Alimentierung des Staates entlassen. Dieser Schritt hin zur Normalsituation jedes Unternehmers in einer Marktwirt-

⁴ Vgl. zu dieser grundsätzlichen Kritik etwa SACHVERSTÄNDIGENRAT (2013), Zf. 801 und 814 f., MONOPOLKOMMISSION (2013), Zf. 177 ff., RWI (2012), S. 16 ff. oder HAUCAP/KÜHLING (2012), S. 2.

⁵ Vgl. etwa HAUCAP/KÜHLING (2012), S. 3 f. oder KOPP ET AL. (2013), S. 7 ff.

⁶ Einfügung in § 1 Absatz 2 Satz 1 EEG 2014.

⁷ Die Marktintegration wird in § 2 Absätze 1 und 2 EEG 2014 grundsätzlich festgelegt, die wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe durch Ausschreibungen in § 2 Absatz 5 EEG 2014.

schaft wurden von heftigen Protesten seitens der Interessensverbände der erneuerbaren Energien begleitet: Insbesondere gefährde der (vermeintlich gar nicht kostensenkende) Übergang zu wettbewerblichen Ausschreibungen die Ausbauziele des EEG und durch die befürchtete Verdrängung sogenannter *Bürgerenergie* reduziere sich die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende.⁸ Diese Bewertung steht in klarem Widerspruch zur ökonomischen Analyse: Die Wirtschaftstheorie sieht Wettbewerb nicht als Selbstzweck, der im Gegensatz zu anderen Zielen steht. Die Forderung nach Wettbewerb basiert vielmehr auf der Überzeugung, dass erst durch Wettbewerb und Preissignale gesellschaftlich vorteilhafte Effizienzsteigerungen bzw. Kostensenkungen erreicht und Innovationen dauerhaft angereizt werden. Diese Auffassung ist Grundlage unseres Wirtschaftssystems und sollte grundsätzlich auch für erneuerbare Energien gelten. Wenn diese in wenigen Jahren die überwiegende Stromquelle der deutschen Wirtschaft sein sollen, müssen die Anbieter von Strom aus regenerativen Energien „erwachsen“ werden und unternehmerisch verantwortlich unter Beachtung wirtschaftlicher Signale handeln. Eine dauerhafte staatliche Subventionierung ist dagegen (soweit sie durch wettbewerbliche Gestaltung vermeidbar ist) abzulehnen, da sie eine unnötige gesellschaftliche Belastung darstellt.⁹

Die Untersuchung geht daher im Folgenden der Hypothese nach, dass Ausschreibungen für die Akteure im Bereich der erneuerbaren Energien, die bislang an ein schützendes staatliches Subventionssystem gewöhnt waren, einen geeigneten Weg eröffnen, um ökonomisch selbstständig zu werden. Ausschreibungen können die EE-Produzenten schrittweise an die marktwirtschaftliche Selbstverständlichkeit „Wettbewerb“ heranführen. Dazu wird zunächst diskutiert, warum auch zukünftig überhaupt eine staatliche Förderung notwendig sein wird, um die Ausbauziele des EEG zu erreichen (Abschnitt 2). Anschließend wird gezeigt, dass für diese Förderung mehr oder weniger marktnahe Instrumente zur Verfügung stehen, sich der Gesetzgeber aber mit der EEG-Novelle 2014 zu Recht für eine zukünftig zunehmend wettbewerbliche Gestaltung in Form von Ausschreibungen (bzw. in der ökonomischen Terminologie: Auktionen) entschieden hat (Abschnitt 3). Die ökonomischen Erwartungen an Ausschreibungen (Abschnitt 4) sowie die Sorgen und Risiken, die mit der Nutzung dieses Instruments verbunden sind, werden diskutiert (Abschnitt 5). Es wird gezeigt (Abschnitt 6), dass den Risiken durch eine entsprechende Ausgestaltung des Auktionsdesigns begegnet werden kann.

⁸ Vgl. exemplarisch die Reaktion des Bundesverbandes Erneuerbare Energien in IZES (2014) bzw. BEE (2014).

⁹ Diese Kritik trifft gleichermaßen die gegenwärtige Subventionierung der erneuerbaren Energien wie auch in der Vergangenheit die Subventionierung etwa der Steinkohle.

2. Politische Ausbauziele, Stromgestehungskosten und Grenzkostenpreisbildung ohne Grenzkosten: Warum die erneuerbaren Energien weiterhin staatliche Förderung benötigen.

Wenn die von der Politik gesetzten Ausbauziele erreicht werden sollen, wird eine staatliche Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien unumgänglich bleiben. Denn erstens sind die Durchschnittskosten (in der Terminologie der Energiewirtschaft wird von Stromgestehungskosten gesprochen) des EE-Stroms im Vergleich zu konventionell erzeugtem Strom unverändert zu hoch. Um ihre Kosten für eine Kilowattstunde Strom zu decken, benötigen die Anbieter erneuerbarer Energien einen höheren Marktpreis, als die Anbieter von konventionellem Strom. In der Folge ist EE-Strom am Markt nicht konkurrenzfähig und würde sich ohne staatliche Einflussnahme erst gar nicht behaupten können.¹⁰ Zweitens sind die Grenzkosten, die dem Betreiber einer bestehenden Wind- oder Photovoltaik-Anlage durch die Produktion einer weiteren Kilowattstunde Strom entstehen, nahezu null. Daher wäre auch in einem Markt, auf dem zuvor künstlich eine Dominanz erneuerbarer Energien geschaffen wurde, kein kostendeckendes Angebot von EE-Strom möglich: In Konstellationen, in denen die Marktnachfrage von erneuerbaren Energien gedeckt werden könnte, würden sich die Anbieter so lange unterbieten, bis nur noch ein sehr geringer Marktpreis gilt, der keine Deckung der Fixkosten mehr erlaubt.¹¹ Diese elementaren Ergebnisse mikroökonomischer Kosten- und Preistheorie werden nachfolgend genauer erläutert.

Die **Gestehungskosten (Durchschnittskosten)** für Strom aus erneuerbaren Energien sind in den allermeisten Fällen trotz der erheblichen Lernkurveneffekte der Technologien in den vergangenen 15 Jahren immer noch höher als die Gestehungskosten der konkurrierenden fossilen Energieträger.¹² Abbildung 1 belegt dies anhand der durchschnittlichen Kosten, die nach Berechnungen des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) in Deutschland für die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom aus einem im Jahr 2013 neu errichteten Kraftwerk mit typischer Technologie und Kostenstruktur aufzubringen gewesen wären. Demnach ermöglicht die Stromerzeugung aus Braunkohle mit Durchschnittskosten zwischen

¹⁰ Dies gilt zumindest, sofern die Nachfrager keine erheblich höhere Zahlungsbereitschaft für Strom aus erneuerbaren Energien zeigen. Es gibt zwar am Endverbrauchermarkt für Haushalte sogenannte *Ökostromtarife*, an den Großmärkten wird Strom aber im Wesentlichen als homogenes Gut gehandelt.

¹¹ Schon die zunehmende Marktdurchdringung der Erneuerbaren senkt den Preis für Strom, da jeweils die Anbieter mit den höchsten Grenzkosten aus dem Markt ausscheiden (sogenannter *Merit-Order-Effekt*).

¹² Alle nachfolgend genannten Stromgestehungskosten sind ISE (2013) entnommen. Durchschnittliche Stromgestehungskosten sind nicht unstrittig, die hier dargestellten Werte liegen aber im typischen Rahmen der energiewirtschaftlichen Diskussion, so lange diese auf die am Markt bewerteten Kosten beschränkt bleibt.

3,8 und 5,3 Cent pro Kilowattstunde (je nach Größe und Laststunden des Kraftwerks) das günstigste Angebot. Nur EE-Strom aus Onshore-Windkraftanlagen, die an windstarken (und inzwischen nur noch begrenzt verfügbaren) Küstenstandorten errichtet werden, kann zu vergleichbaren Stromgestehungskosten angeboten werden. Diese Konkurrenzfähigkeit ist allerdings nur unter der Voraussetzung gegeben, dass sich die Produzenten von EE-Strom mit einer Rendite ihres eingesetzten Eigenkapitals von 9 Prozent begnügen, während für die Eigentümer von Braunkohlekraftwerken eine geforderte Eigenkapitalrendite von 13,5 Prozent unterstellt ist. Auch die Fremdkapitalkosten (typisch sind Fremdkapitalquoten von bis zu 70 Prozent) können mit 4,5 Prozent für EE-Anlagen im Vergleich zu 6,0 Prozent für konventionelle Kraftwerke niedrig angesetzt werden, da die staatlich garantierte Vergütung im EEG Risiken nahezu ausschließt und so eine günstigere Finanzierung ermöglicht. Im Ergebnis ist auch nach 15 Jahren staatlicher Förderung selbst die kostengünstigste Technologie zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien also nur dann wettbewerbsfähig, wenn die EE-Produzenten verhältnismäßig geringe Gewinne fordern und zugleich ihr unternehmerisches Risiko durch staatlich garantierte Abnahmepreise auf die Gesamtgesellschaft überwältigt ist.

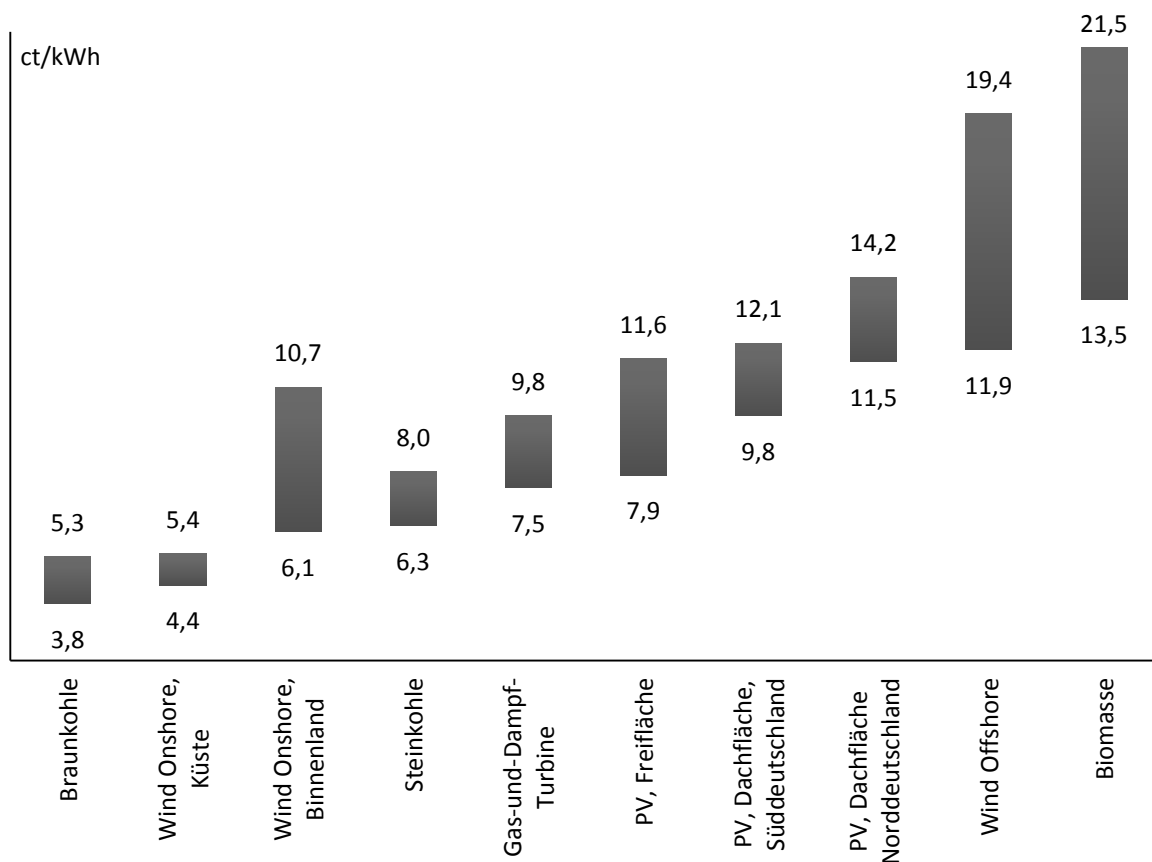


Abbildung 1: Durchschnittliche Stromgestehungskosten, Deutschland 2013

Eigene Darstellung nach ISE (2013).

Dabei bleibt sogar unbeachtet, dass es in Deutschland eine Reihe von älteren Braunkohlekraftwerken gibt, deren Kapitalkosten bereits abgeschrieben sind, die aber weiterhin einsatzbereit sind und daher mit deutlich geringeren Durchschnittskosten produzieren können.

EE-Strom aus neuen Windkraftanlagen im Binnenland kann günstigenfalls (6,1 ct/kWh) noch mit Strom aus neuerrichteten Steinkohlekraftwerken konkurrieren, ungünstigere Binnenlandstandorte (bis 10,7 ct/kWh) wären auch gegenüber Steinkohlekraftwerken mit ungünstigen Kraftwerksgrößen bzw. Einsatzzeiten nicht mehr wettbewerbsfähig.¹³ Bei der Errichtung neuer Steinkohlekraftwerke zeigen die auf eine Finanzierung am Markt angewiesenen Energieversorger zurzeit große Zurückhaltung, da eine marktliche Kostendeckung nicht gewährleistet ist: Am *Intra-Day*-Spotmarkt der Leipziger Strombörse betrug der durchschnittliche Grundlastpreis 2013 nur noch 3,8 ct/kWh. Für Spitzenlasten wurden 4,3 ct/kWh am Spotmarkt bzw. 5,0 ct/kWh am Terminmarkt für einjährige Forwards erzielt. Höhere Preise waren nur im längerfristigen außerbörslichen Handel für gesicherte Grund- und Spitzenlast sowie im Regelenergiemarkt zu erzielen. An diesen Märkten spielen die erneuerbaren Energien mit ihrer dargebotsabhängig schwankenden Produktion aber eine nur untergeordnete Rolle.¹⁴ Die Investitionszurückhaltung der Energieversorger wird dadurch verstärkt, dass die Preisentwicklung auf allen Märkten schon über einen längeren Zeitraum nach unten gerichtet ist.

Zusammenfassend können zumindest Technologien mit Stromgestehungskosten oberhalb von Steinkohlekraftwerken derzeit am Markt nur mit Verlusten betrieben werden. Dies trifft bereits die hocheffizienten und flexiblen Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, deren durchschnittliche Kosten (minimal 7,5 ct/kWh) noch deutlich niedriger sind als die Kosten von Photovoltaik (minimal 7,9 ct/kWh für große Freiflächenanlagen im sonnigen Süddeutschland sowie minimal 9,8 bzw. 11,5 ct/kWh für kleinere Dachflächenanlagen in Süd- bzw. Norddeutschland).¹⁵ Die Kosten der Offshore-Windenergie und der Biomasseverstromung sind mit Gestehungskosten von bis zu 21,5 ct/kWh schließlich sogar um ein Vielfaches höher.¹⁶

¹³ Wie zuvor wurden unterschiedliche Kapitalkosten und Renditeerwartungen unterstellt.

¹⁴ Im außerbörslichen *Over-the-Counter*-Handel decken die Energielieferanten große Teile ihres Strombedarfs, am Regelenergiemarkt versorgen sich die Netzbetreiber mit kurzfristig verfügbarem Strom zum jederzeitigen physikalischen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage. Zur Preisentwicklung vgl. BDEW (2014a).

¹⁵ Dieses ungünstige Ergebnis ergibt sich, obwohl für PV-Dachanlagen eine nochmals geringere Eigenkapitalforderung von nur 6 Prozent unterstellt ist und (aufgrund der Verfügbarkeit staatlicher KfW-Förderkredite) auch der Fremdkapitalzins nochmals niedriger ist.

¹⁶ Dabei sind in den Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergie die sehr hohen Netzanschlusskosten noch nicht berücksichtigt, da diese nicht von den EE-Anlagen-Betreibern, sondern von den Netzbetreibern zu tragen sind. Analog sind auch die energiewirtschaftlichen Kosten, die durch die vermehrte Einspeisung von Windkraft und Photovoltaik für den Ausbau von Hochspannungs- und Verteilnetzen anfallen, nicht be-

Insgesamt belegt dies deutlich, dass Erneuerbare zurzeit im Strommarkt ohne staatliche Förderung unverändert gar nicht oder nur äußerst eingeschränkt wettbewerbsfähig wären.

Gestützt auf die staatliche Protektion wird sich die relative Wettbewerbsfähigkeit der Erneuerbaren in den nächsten 15 Jahren trotzdem weiter zu Lasten der fossilen Energieträger erhöhen. Insbesondere wird durch den gesetzgeberisch vorgegebenen Ausbau des EE-Stroms die Laststundenzahl fossiler Kraftwerke (also die Anzahl der Stunden, die diese Strom produzieren) trotz des zeitgleichen Ausstiegs aus der Kernenergie weiter sinken, was deren durchschnittlichen Kapitalkosten erhöht. Darüber hinaus ist zu erwarten (und aus volkswirtschaftlicher Sicht eindeutig zu begrüßen), dass der europäischen Politik die Internalisierung der externen Kosten des CO₂-Ausstoßes fossiler Kraftwerke mittelfristig wieder besser gelingt und die Kosten der ETS-CO₂-Emissionszertifikate von aktuell kaum 5 Euro auf über 40 Euro pro Tonne CO₂ im Jahr 2030 ansteigen.¹⁷ In der Folge wird die relative Wettbewerbsfähigkeit der Onshore-Windenergie gefestigt, obwohl diese selbst nur noch geringes Kostensenkungspotential besitzt. Gegenüber den verteuerten fossilen Energieträgern könnte auch die Photovoltaik um das Jahr 2030 wettbewerbsfähig sein. Allerdings müssten dafür auch in den nächsten 15 Jahren die Investitionskosten für PV-Anlagen mit einer ungewöhnlich hohen Rate fallen: Erforderlich wäre eine Kostensenkung von 15 Prozent bei jeder Verdoppelung der kumulierten installierten Kapazität. Es ist umstritten, ob tatsächlich (etwa durch die Verlängerung der durchschnittlichen Lebensdauer einer PV-Anlage auf 30 Jahre) noch ein solches Kostensenkungspotential besteht.¹⁸ Die zukünftige Kostenentwicklung bei der aktuell sehr teuren Offshore-Windenergie scheint kaum belastbar zu prognostizieren. Die ebenfalls mit hohen Kosten verbundene Biomasseverstromung dürfte dagegen mangels weiterer Potentiale zur Effizienzsteigerung kaum wettbewerbsfähig werden.¹⁹

rücksichtigt. In der vorliegenden Untersuchung nicht betrachtet werden Wasserkraftanlagen (für die in Deutschland faktisch keine Zubaumöglichkeiten mehr bestehen) sowie Stromerzeugung aus Geo- und Solarthermieranlagen, deren technologische Entwicklung noch weit von einer Marktreife entfernt ist.

¹⁷ Vgl. ISE (2013), S. 14 f. Auch bei den Brennstoffkosten für Steinkohle und Gas wird ein Preisanstieg um bis zu 50% bis 2030 erwartet, während die Kosten für Braunkohle vermutlich unverändert bleiben. Dem stehen nur noch geringe Steigerungen des Wirkungsgrads (der Effizienz) bei neuerrichteten konventionellen Kraftwerken zwischen 5% (Gas) und 10% (Steinkohle) im Gesamtzeitraum gegenüber.

¹⁸ Vgl. im Detail die Prognosen zu Stromgestehungskosten bzw. zur Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien bei ISE (2013), S. 14 ff. und VKU (2013), S. 10 f.

¹⁹ Dies gilt zumindest, solange der Strommarkt als *Energie-Only*-Markt organisiert bleibt und damit nur die Arbeit (die produzierten Kilowattstunden) entgolten wird. Als einzige regelbare erneuerbare Energie würde die Biomasseverstromung dagegen von einer zusätzlichen Vergütung von gesicherter Kapazität profitieren bzw. könnte eine verbesserte Wirtschaftlichkeit durch die Partizipation an hohen Preisausschlägen erfahren, die beim Auftreten von Knappheiten am Strommarkt (sog. *Peak-Load-Pricing*) zu erwarten sind.

Aber selbst dann, wenn Windenergie- und PV-Anlagen im Jahr 2030 Strom zu vergleichbaren **Durchschnittskosten** produzieren wie Braun- und Steinkohlekraftwerke, wird eine staatliche Förderung beibehalten werden müssen. Denn die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien ist (mit Ausnahme der Stromerzeugung aus Biomasse) dadurch gekennzeichnet, dass nahezu keine **Grenzkosten** vorliegen, da zwar hohe fixe (Kapital-)Kosten, aber kaum variable Betriebskosten entstehen. Der Preis am Strommarkt wird jedoch wie im mikroökonomischen Grundlagenlehrbuch durch die Grenzkosten des marginalen Anbieters bestimmt: Nur die zusätzlichen Kosten (ohne die allemal zu tragenden Fixkosten), die der letzte für die Markträumung noch benötigte Produzent für die Herstellung der letzten Einheit aufwendet, bestimmen den Preis für alle Marktteilnehmer. Würde ein höherer Preis verlangt, könnte dieser marginale Anbieter vom Produzenten mit den nächsthöheren Grenzkosten unterbieten und verdrängt werden. In Zeiträumen, in denen die Stromnachfrage durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann, machen sich diese also selbst „den Preis kaputt“. In der Folge können die EE-Produzenten keine ausreichenden Beiträge zur Deckung ihrer Fixkosten erwirtschaften – ein wirtschaftlicher Betrieb von EE-Anlagen nur aus der Vergütung für Arbeit (erzeugte Kilowattstunden) am Strommarkt wäre unverändert unmöglich.²⁰

Die zuvor skizzierte Situation wird zukünftig häufiger auftreten, denn die Angebotsmenge der Erneuerbaren ist naturgemäß *dargebotsabhängig fluktuierend*, also von Wind und Sonne abhängig und nur begrenzt regelbar. Um die vom Gesetzgeber geforderten Anteile der Erneuerbaren am Strommarkt im Durchschnitt zu erreichen, müssen die installierten maximalen EE-Kapazitäten also erheblich höher sein als die durchschnittliche Angebotsmenge. Damit werden die Anbieter von EE-Strom die Gesamtnachfrage über längere Zeiträume allein befriedigen, dabei jedoch aufgrund der niedrigen Preise keine positiven Deckungsbeiträge erwirtschaften. Bereits heute ist der preissenkende Einfluss der regenerativen Energien als *Merit-Order*-Effekt am Strommarkt zu beobachten.²¹ In den Zeiträumen, in denen die Stromnachfrage aufgrund der Wetterlage nicht durch die Erneuerbaren gedeckt werden kann, wird es dagegen (sofern keine weiteren staatlichen Eingriffe in die Preisgestaltung am Strommarkt erfolgen) zunehmend zu teils extremen Preisspitzen kommen. Denn es drohen Angebotslücken, da die vollständige Deckung der Residuallast durch konventionelle Kraftwerke immer unwahrscheinlicher wird, wenn deren Laststundenzahl im Zuge der EEG-Um-

²⁰ Vgl. KOPP ET AL. (2013), S. 13 f.

²¹ Vgl. SACHVERSTÄNDIGENRAT (2013), Zf. 784 oder BDEW (2015), S. 58 ff.

setzung sinkt und daher keine Ersatz- und Neuinvestitionen mehr erfolgen. In diesen Zeiträumen werden sich die auf Strom angewiesenen (industriellen) Nachfrager gegenseitig überbieten, um bevorzugt Lieferungen am temporär faktisch rationierten Strommarkt zu erhalten. Dieses sogenannte *Peak-Load-Pricing* in Phasen drohender *Black-Outs* wird den verbliebenen konventionellen Kraftwerken, die ein dargebotsunabhängiges Angebot leisten oder sogar kurzfristig ihre Produktion erhöhen können, die Deckung der Fixkosten ermöglichen. Die Produzenten von EE-Strom aus Wind und Sonne können von diesem Effekt dagegen nicht profitieren, da das ausgefallene Angebot von EE-Strom ja gerade ursächlich für die Preissteigerung ist. Im Ergebnis bleiben die Erneuerbaren aufgrund ihrer Kostenstruktur auch bei zunehmender Marktdurchdringung weiterhin auf staatliche Förderung angewiesen.²²

3. Von festen Einspeisevergütungen zu mehr Wettbewerb: Wie der Gesetzgeber auf die eigene Überforderung und die daraus resultierende Überförderung der Erneuerbaren reagiert.

Zur Schließung der Deckungslücke bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind also Subventionen erforderlich, deren Höhe bestimmt werden muss. Diese Festlegung kann entweder durch den Staat oder durch wettbewerbliche Prozesse geschehen. Im Folgenden sollen Instrumente gegenübergestellt werden, die das denkbare Spektrum von „mehr Staat“ bis „mehr Markt“ abbilden: Die feste Einspeisevergütung, das Marktprämienmodell, das Auktionsmodell sowie ein Quotenmodell mit handelbaren Grünstromzertifikaten. Gleichzeitig wird gezeigt, warum der Gesetzgeber sich mit der EEG-Novelle 2014 für einen Richtungswechsel hin zu einer zunehmend marktlichen Gestaltung entschieden hat.

Die **feste Einspeisevergütung** prägt bislang das deutsche EEG. Sie verzichtet vollständig auf wettbewerbliche Elemente: Der Staat legt administrativ einen Betrag fest, der den Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien unabhängig von Marktentwicklungen für jede Kilowattstunde gezahlt wird. Die Erzeuger erhalten diesen Garantiepreis von den Netzbetreibern, die zur Abnahme und zentralen Vermarktung des EE-Stroms verpflichtet sind. Die Stromverbraucher tragen den Fehlbetrag (die sogenannten Differenzkosten), der zwischen den von den Netzbetreibern erzielten Markterlösen und der an die EE-Anlagen-Betreiber gezahlten Einspeisevergütung verbleibt, über die sogenannte EEG-Umlage. Der Anstieg dieser Umlage zum Jahresbeginn 2013 bzw. 2014 war jeweils Auslöser intensiver öffentlicher Debatten.

²² Dieses Ergebnis ist in der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur unstrittig, vgl. u.a. KOPP ET AL. (2013), S. 19, BOFINGER (2013), S. 8 oder SACHVERSTÄNDIGENRAT (2013), Zf. 800.

Die feste Einspeisevergütung wird den EE-Anlagen-Betreibern in Deutschland bislang regelmäßig für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme einer Anlage garantiert. Die Höhe des Garantiepreises ist nach Technologien und Anlagegrößen differenziert. So erhalten nach dem EEG 2012²³ geförderte Produzenten von Strom aus Biomasse je nach Größe der Anlage eine Grundvergütung zwischen 6,0 und 14,3 ct/kWh, dazu kommen Zusatzvergütungen für die Aufbereitung des Gases auf Erdgasqualität von bis zu 3,0 ct/kWh sowie für die Nutzung bestimmter Einsatzstoffe von bis zu 8,0 ct/kWh.²⁴ Nach dem EEG 2012 geförderte Produzenten von Strom aus Onshore-Windkraft erhalten zunächst eine *Anfangsvergütung* von 8,93 ct/kWh, die von einer *Grundvergütung* in Höhe von 4,87 ct/kWh abgelöst wird, die bis zum Ende des zwanzigjährigen Garantiezeitraums gilt. Die höhere *Anfangsvergütung* wird je nach Ertrag des Anlagenstandorts für mindestens 5 Jahre, in der Regel aber deutlich länger gezahlt: Je windreicher ein Standort ist, desto kürzer ist die Phase, in der die *Anfangsvergütung* gilt (sogenanntes Referenzertragsmodell). Ein küstennaher Standort, der 120% des Referenzertrages erzeugt, kann die höhere *Anfangsvergütung* dennoch für etwa 11 Jahre erwarten, ein windschwacher Binnenstandort mit nur 90% des Referenzertrages für sogar 18 Jahre. Dazu kommen Zusatzvergütungen für Windkraftanlagen, deren technische Ausgestaltung die Netzstabilität erhöht (Systemdienstleistungsbonus) sowie ein sogenannter *Repoweringbonus* für Anlagen, die bestehende Windkraftanlagen am gleichen Standort mit deutlich erhöhter Leistung ersetzen. Der erwarteten Investitionskosten senkung versuchte der Gesetzgeber im EEG 2012 Rechnung zu tragen, indem die Vergütung für neu errichtete Anlagen jährlich um 1,5 Prozent für Onshore-Windkraft bzw. um 2,0 Prozent für Biomasse-Anlagen abgesenkt wurde (sogenannte Degression).²⁵

Schon dieser unvollständige Ausschnitt aus den Vergütungsregeln des EEG 2012 gibt einen Eindruck von der Komplexität der staatlichen Entscheidungen, die in einem System fester Einspeisevergütungen erforderlich sind.²⁶ Nur, wenn der Gesetzgeber bei der Festlegung der Garantiepreise über ein immenses Wissen bezüglich technologie- und größenspezifischer

²³ Die Einspeisevergütungen bleiben für Bestandsanlagen (Anlagen, die Ende Juli 2014 schon in Betrieb sind bzw. Anlagen, deren Errichtung schon vor der ersten Kabinettsberatung Ende Januar 2014 genehmigt war) auch nach der EEG-Novelle zum 01.08.2014 unverändert gültig (Vertrauensschutz), vgl. §§ 100 ff. EEG 2014.

²⁴ Vgl. §§ 27 ff. EEG 2012. Bei Vergärung von Gülle beträgt die Vergütung pauschal 25 ct/kWh. Das EEG des Jahres 2009 sah eine weitere Differenzierung und zusätzliche Vergütungen auch für die Nutzung bestimmter innovativer Technologien, für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe, für Anlagen, die neben der Stromerzeugung auch Wärme erzeugten (KWK-Anlagen) sowie für Biogasanlagen, die bei der Stromproduktion den Ausstoß des Treibhausgases Formaldehyd minimieren, vor.

²⁵ Vgl. zur Vergütung der Windkraftanlagen §§ 29 ff. EEG 2012, zur Vergütungsabsenkung § 20 EEG 2012.

²⁶ BDEW (2015), S. 62, identifiziert zum Ende 2014 insgesamt über 4.300 verschiedene EEG-Einspeisetarife.

Investitionskosten, zu externen Nutzen und v.a. über zukünftige technologische Entwicklungen verfügen würde, könnte er administrativ eine angemessene Subventionierung der erneuerbaren Energien festlegen. Wenig überraschend zeigen die Erfahrungen mit den Garantiepreisen des EEG, dass der Staat die erforderliche Subventionshöhe oft fehlerhaft schätzt und nachjustieren muss, um Überrenditen bei einzelnen Technologien zu beseitigen.²⁷

Besonders deutlich erkennbar wird diese Überforderung des Gesetzgebers anhand der Überförderung der Photovoltaik durch die EEG-Einspeisevergütung in den Jahren 2009 bis 2012. Die Systempreise für PV-Dachanlagen (also die Investitionskosten, die der EE-Anlagen-Betreiber für eine fertig montierte Anlage aufbringen musste) fielen in diesen Jahren unerwartet stark. Alleine in 2009 gingen die Kosten um 25,6 Prozent zurück, nachdem der Rückgang im vorangehenden Jahr nur 3,2 Prozent betragen hatte.²⁸ Diese (durch Fortschritte in der Produktion von Solarmodulen und v.a. durch das günstige Angebot chinesischer Hersteller ausgelöste) Entwicklung hatte der Gesetzgeber nicht antizipiert. In der Folge kam es zu einem sprunghaften Anstieg des jährlichen Zubaus der PV-Kapazität von weniger als 2.000 MW in 2008 auf über 7.000 MW in 2010. Auch mehrere Kürzungen der Fördersätze konnten die Anreize zur raschen Ausdehnung der PV-Kapazitäten nicht mindern, da die Kürzungen aufgrund unterschiedlicher Auffassungen von Bund und Ländern erst mit erheblicher zeitlicher Verzögerung und in reduziertem Umfang verabschiedet wurden. Die privaten Betreiber von PV-Anlagen reagierten also deutlich schneller auf die technologischen Entwicklungen als die staatlichen Akteure. Erst mit der im August 2012 verkündeten PV-Novelle des EEG gelang es, die Entwicklung der PV-Vergütung mit einer einmaligen Garantiepreissenkung um 30 Prozent und einer anschließenden monatlichen Degression von 1,0 bis 2,8 Prozent (je nach Zubau in den Vormonaten, sogenannter *atmender Deckel*) wieder näherungsweise an die Kostenentwicklung der PV-Technologie anzupassen. Für Anlagen, die in den Jahren zuvor errichtet wurden, bleibt es aber über 20 Jahre bei den unnötig hohen Subventionen, da der Vertrauensschutz der Investoren zu gewährleisten ist. In der Folge entfielen im Jahr 2013 53,4 Prozent der jährlichen EEG-Auszahlungen auf die Photovoltaik, obwohl diese nur 21,0 Prozent zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien beitrug.²⁹

²⁷ Vgl. SACHVERSTÄNDIGENRAT (2013), Zf. 800, RWI (2012), S. 6 ff., KOPP ET AL. (2013), S. 22 oder R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 6 f.

²⁸ Vgl. R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 6 f., insb. Abb. 2-1. Daten dort von www.solarwirtschaft.de.

²⁹ Vgl. BDEW (2015), Abb. 15, 40 und 41. 2015 wird voraussichtlich ein EEG-Auszahlungsanteil der Photovoltaik von 45,3% einem Anteil der Photovoltaik an der durch EEG-Vergütungen geförderten EE-Strommenge von 22,5% gegenüberstehen.

Aus der Vielzahl der Garantiepreise für EE-Strom ermittelt der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) jährlich die EEG-Festvergütung, die tatsächlich im Durchschnitt aller Neuanlagen eines Jahres (also ohne Berücksichtigung der deutlich höheren Förderungen für ältere Anlagen) gezahlt wurde. Tabelle 1 stellt diesen zuletzt für 2013 verfügbaren Werten die im vorherigen Abschnitt diskutierten durchschnittlichen Stromgestehungskosten für Neuanlagen gegenüber. Demnach sind die Einspeisevergütungen für PV-Freiflächenanlagen sowie bei Biomasse, Wind-Offshore und Wind-Onshore tendenziell an den Subventionsbedürfnissen von Neuanlagen mit ungünstiger Lage und Kostenstruktur ausgerichtet. Für lage- und kostengünstige Neuanlagen ergibt sich daher eine Vergütung, die deutlich oberhalb der durchschnittlichen Gestehungskosten liegt. Bei PV-Dachanlagen liegt die Festvergütung 2013 (auch nach der PV-Novelle im vorangehenden Jahr) sogar auch oberhalb der durchschnittlichen Stromgestehungskosten, die bei lage- und kostengünstigen Neuanlagen zu erwarten sind. Bei Betrachtung des gesamten Anlagenbestands (also einschließlich älterer Anlagen mit höheren Vergütungssätzen) liegt die durchschnittliche Festvergütung für Photovoltaik (insgesamt) 2013 noch bei 33,4 ct/kWh.³⁰ Dies spiegelt die hohen Vergütungssätze und Ausbauraten der Vergangenheit: Die durchschnittliche Festvergütung für neue PV-Dachanlagen betrug im Jahr 2009 noch 43,0 ct/kWh.³¹

Tabelle 1: Vergleich von EEG-Vergütung und Stromgestehungskosten

EE-Anlagentyp	Durchschnittliche EEG-Festvergütung für Neuanlagen im Jahr 2013	Durchschnittliche Stromgestehungskosten für Neuanlagen im Jahr 2013
PV, kleine Dachanlage	15,8 ct/kWh	9,8 bis 14,2 ct/kWh
PV, Freifläche	11,2 ct/kWh	7,9 bis 11,6 ct/kWh
Biomasse	19,7 ct/kWh	13,5 bis 21,5 ct/kWh
Wind Offshore	19,0 ct/kWh (2012)	11,9 bis 19,4 ct/kWh
Wind Onshore	9,5 ct/kWh	4,4 bis 10,7 ct/kWh

Eigene Darstellung nach BDEW (2015), Abb. 38 und 39 bzw. ISE (2013).

Bei politisch wohlwollender Bewertung zeigt eine an den Kosten ungünstiger Anlagen orientierte Vergütung, dass das EEG darauf ausgerichtet ist, den Ausbau der Erneuerbaren voranzutreiben und in jedem Fall die Erreichung der Mengenzielen zu sichern. Ein kritischer Be-

³⁰ Vgl. BDEW (2015), Abb. 37.

³¹ Vgl. BDEW (2015), Abb. 39. Die durchschnittliche Festvergütung für Neuanlagen sank 2010 auf 37,4 ct/kWh, 2011 auf 28,7 ct/kWh und 2012 auf 23,5 ct/kWh.

obachter erkennt dagegen, dass der Gesetzgeber Kostensenkungen nur unzureichend und mit Verzögerung berücksichtigt, woraus unnötige Subventionierungen folgen.³² Aktive gesetzgeberische Anreize zur Kostensenkung fehlen in der Folge weitgehend. Im Ergebnis vernachlässigt eine auf festen Einspeisevergütungen basierende Förderung der Erneuerbaren die Subventionskosten und kann keine effiziente Verwendung der eingesetzten Mittel und damit auch keine Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Belastung sicherstellen.

Mit dem sogenannten **Marktprämienmodell**, das sich erstmals im EEG 2012 als optionales Instrument, im EEG 2014 dagegen als grundsätzlich verpflichtender Ansatz findet, versucht der Gesetzgeber, das Verhalten der Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energien stärker an den Preissignalen der Strommärkte auszurichten. In diesem Modell vermarkten die Produzenten den erzeugten Strom direkt (dezentral), erhalten also keine Vergütung mehr von den Netzbetreibern. Ergänzend zu den am Markt erzielten Erlösen steht ihnen stattdessen eine sogenannte *gleitende Marktprämie* zu.³³ Diese wird als Differenz zwischen der hypothetischen EEG-Festvergütung (im EEG 2014 *anzulegender Wert* genannt) und dem monatsdurchschnittlichen Börsenstrompreis (*Day-Ahead-Spotmarktpreis* mit rechnerischen Korrekturen für den geringeren Marktwert von Wind- und PV-Strom) jeden Monat neu festgesetzt. Sofern ein EE-Produzent seinen Strom also genau zu diesem Durchschnittspreis vermarkten konnte, entsprechen seine Einnahmen der EEG-Festvergütung. Sofern es ihm gelingt, seinen Strom zu höheren Marktpreisen abzusetzen, erreicht er eine höhere Gesamteinnahme. Betreiber von PV- und Windenergie-Anlagen mit fluktuierendem Angebot stehen allerdings vor dem Problem, dass für eine Teilnahme am Börsenhandel die Produktionsmenge des Folgetages stundengenau voranzumelden ist. Bei Abweichungen müsste zum Ausgleich teure Regenergie zugekauft werden. Zur Deckung der mit Prognose und Vermarktung verbundenen zusätzlichen Kosten erhielten die Betreiber, die sich für die Direktvermarktung entschieden, im EEG 2012 daher eine zusätzliche Managementprämie. Da die Direktvermarktung mit dem EEG 2014 verpflichtend ist, wird die Managementprämie direkt in den *anzulegenden Wert* integriert.

Da eine erfolgreiche Direktvermarktung Chancen auf zusätzliche Gewinne bietet, entstand im EEG 2012 mit dem Marktprämienmodell erstmals ein ökonomischer Anreiz, EE-Anlagen so zu gestalten und zu betreiben, dass Strom dann produziert wird, wenn er am Markt relativ

³² Vgl. exemplarisch zur Förderung der PV die sehr kritische Bewertung bei RWI (2012), S. 25 ff.

³³ Vgl. §§ 33 ff. EEG 2012 bzw. §§ 34 ff. EEG 2014.

knapp ist und in der Folge die Marktpreise überdurchschnittlich hoch sind.³⁴ Auch kann durch die Wahl verschiedener Standorte und die Bündelung verschiedener EE-Technologien ein weniger volatiles und damit verlässlicheres Gesamtangebot erreicht werden, das an der Börse besser vermarktet werden kann. In der Regel übernehmen spezialisierte Dienstleister, sogenannte Drittvermarkter, die Vermarktung im Auftrag der Anlagenbesitzer.

Allerdings bestand im EEG 2012 noch die Möglichkeit, monatlich in die garantierte Festvergütung zurückzukehren. Durch diese Rückfalloption wurde eine echte Marktintegration verhindert, da letztlich eine Marktteilnahme nur bei positiven Ertragserwartungen erfolgte. Das unternehmerische Risiko blieb also begrenzt.³⁵ Mit dem EEG 2014 wird die zuvor optionale Direktvermarktung zur Pflicht (ausgenommen bleiben Kleinanlagen unterhalb einer Bagatellgrenze, die ab 2017 bei einer Kapazität von 100 kW liegen wird). Dies ist ein deutliches Zeichen des Gesetzgebers, dass er die Marktintegration der Anbieter erneuerbarer Energien voranbringen will. Ein verpflichtendes Marktprämienmodell stellt zugleich sicher, dass Anbieter von EE-Strom beim Auftreten stark negativer Strompreise ihre Produktion einstellen.³⁶ Dies ist wichtig, um eine volkswirtschaftlich unsinnige Situation zu vermeiden, in der Stromproduzenten für die Abnahme bereits erzeugten Stroms bezahlen müssen. Dieses bislang nur selten auftretende Phänomen ist mit zunehmendem Anteil der Erneuerbaren häufiger zu erwarten, da die vorgehaltenen EE-Kapazitäten (und damit die maximale Produktionsmenge bei Starkwind oder Sommersonne) viel höher sein müssen als das durchschnittliche Angebot.³⁷ Eine feste Einspeisevergütung würde eine unbegrenzte Einspeisung von EE-Strom auch dann anreizen, wenn gar keine Nachfrage mehr vorhanden ist.

Die gleitende Marktprämie dient also dazu, EE-Produzenten überhaupt darauf vorzubereiten, ihr Angebotsverhalten an Marktsignalen auszurichten. Zudem wird der Markteintritt von auf die Vermarktung spezialisierten Dienstleistern angeregt. Diese Entwicklung von unternehmerischen Fähigkeiten ist Grundvoraussetzung, um die Energiewende zukünftig unter markt-

³⁴ Z.B. durch PV-Anlagen, die nicht nach Süden, sondern nach Osten oder Westen ausgerichtet sind. Vgl. KOPP ET AL. (2013), S. 26. In der Mittagszeit haben die bislang in der Regel nach Süden gerichteten PV-Anlagen einen besonders preissenkenden Effekt. Vgl. BDEW (2015), S. 60.

³⁵ Vgl. zur Kritik etwa HAUCAP/KÜHLING (2012), S. 6.

³⁶ Dies gilt, sobald der Betrag des negativen Strompreises höher ist als die für diesen Monat erwartete Marktprämie, der EE-Anbieter also am Markt mehr für seinen Stromabsatz zahlen müsste, als ihm vergütet würde. Vgl. KOPP ET AL. (2013), S. 20.

³⁷ Der Angebotsüberschuss geht nur mittelbar auf die erneuerbaren Energien zurück, da der Strombedarf in Deutschland bislang noch nie vollständig durch EE-Strom gedeckt wurde. Allerdings sind viele konventionelle Kraftwerke technisch nicht in der Lage, auf Angebotsspitzen der Erneuerbaren mit einer kurzfristigen Senkung der eigenen Produktion zu reagieren. Auch bei KWK-Anlagen und Systemdienstleistern ist ein kurzfristiger Produktionsstopp weder möglich noch gewollt. Vgl. ausführlich AGORA ENERGIEWENDE (2014b).

wirtschaftlichen Rahmenbedingungen vorantreiben zu können. Bei dem bereits erreichten Anteil erneuerbarer Energien an der deutschen Stromproduktion scheint dies überfällig, um eine Verfestigung ineffizienter planwirtschaftlicher Strukturen zu verhindern.

Das grundlegende Informationsproblem, das bei einer staatlichen Festlegung der Einspeisevergütungen auftritt, wird mit dem Marktprämienmodell jedoch noch nicht gelöst. Erst im sogenannten **Auktionsmodell** steht der Gesetzgeber nicht mehr vor der unlösbaren Aufgabe, die zutreffenden Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien administrativ festsetzen zu müssen.³⁸ Im Auktionsmodell werden vielmehr die EE-Unternehmer dazu aufgefordert, Gebote abzugeben, in denen sie den finanziellen Förderbetrag benennen, zu dem sie eine bestimmte Menge Strom aus erneuerbaren Energien anbieten würden. Die günstigsten Gebote werden bis zur politisch gewollten Ausbaumenge berücksichtigt. Somit wird der Ausbau der Erneuerbaren im Auktionsmodell nicht mehr über eine indirekte Preis-, sondern über eine direkte Mengensteuerung betrieben. Der Staat fragt die Menge EE-Strom nach, die er als Ausbaupfad politisch festgelegt hat, der Preis resultiert aus den Geboten der Anbieter. Sofern unter den Anbietern Konkurrenz herrscht, ist aus ökonomischer Sicht zu erwarten, dass keine Zahlungen anfallen, die für eine Erreichung des Mengenziels überflüssig sind.³⁹

Mit dem EEG 2014 wird der grundsätzliche Systemwechsel der deutschen EE-Förderung hin zu einem Auktionsmodell vorbereitet. Die Novelle legt in § 2 EEG fest, dass die Förderhöhe für Strom aus erneuerbaren Energien spätestens ab 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden soll.⁴⁰ Unter Ausschreibungen versteht der Gesetzgeber ein „objektives, transparentes, diskriminierungsfreies und wettbewerbliches Verfahren zur Bestimmung der Höhe der finanziellen Förderung“.⁴¹ Ziel ist es, durch dieses Verfahren die politisch festgelegten Mengenziele der deutschen Energiewende kosteneffizient zu erreichen.⁴² Die konkrete Umset-

³⁸ Vgl. KOPP ET AL. (2013), S. 4.

³⁹ Dieser zentrale Vorteil des Auktionsmodells wird im folgenden Abschnitt diskutiert. Vgl. grundsätzlich etwa FRONTIER ECONOMICS (2014), BOFINGER (2013), AGORA ENERGIEWENDE (2014a) oder KOPP ET AL. (2013), S. 35 ff.

⁴⁰ Vgl. § 2 Absatz 5 EEG 2014. Die politische Bereitschaft zum Systemwechsel basiert nicht nur auf ökonomischen Einsichten der Bundesregierung, sondern auch auf erheblichem Druck der Europäischen Kommission, die Zweifel an der Beihilfekonformität der bisherigen Förderung im deutschen EEG geltend gemacht hatte. Ohne derartigen Druck von außen wäre es wohl noch schwieriger gewesen, politisch die Partikularinteressen zu überwinden, denen an einer Beibehaltung der EEG-Förderungen im status-quo gelegen ist. Vgl. zur (mangelnden) Reformierbarkeit des EEG grundsätzlich SACHVERSTÄNDIGENRAT (2013), Zf. 808.

⁴¹ Vgl. § 5 Ziffer 3 EEG 2014. Die Förderung muss nicht zwingend in Anlehnung an die *gleitende Marktprämie* der verpflichtenden Direktvermarktung erfolgen. Sofern eine Gesetzesentwicklung angestrebt wird, die die Akteure nicht überfordert, scheint eine solche Ausgestaltung aber zunächst naheliegend.

⁴² Vgl. Gesetzesbegründung zu § 2 Absatz 5 EEG 2014, Drucksache 18/1304 des Deutschen Bundestags (2014).

zung könnte etwa durch eine preisbasierte Versteigerung von Förderberechtigungen (und damit in ökonomischer Terminologie durch eine Auktion) erfolgen.⁴³

Das EEG 2014 enthält noch keine Regelungen, in welcher Form die Ausschreibungen durchgeführt werden sollen.⁴⁴ Durch eine im Februar 2015 veröffentlichte Rechtsverordnung ist zwischenzeitlich zumindest das Ausschreibungsverfahren festgelegt, durch das ab April 2015 zunächst (und ausschließlich) die Förderhöhe für PV-Freiflächen-Anlagen wettbewerblich ermittelt wird (sogenannter PV-Pilot).⁴⁵ Diese Pilotausschreibung soll sowohl für die Ausgestaltung der Auktionen als auch für die teilnehmenden Anbieter einen Lernprozess eröffnen. Die Erfahrungen aus dem PV-Piloten sollen in einem Ausschreibungsbericht evaluiert werden, den die Bundesregierung bis zum 30. Juni 2016 vorlegen wird.⁴⁶

Damit bleibt die endgültige Einführung eines Auktionsmodells für alle EE-Technologien einer weiteren EEG-Novelle vorbehalten. Um die verbindlichen Vorgaben der europäischen Umwelt- und Energiebeihilferichtlinien einzuhalten, wird es notwendig sein, diese grundsätzliche Neuregelung der finanziellen Umsetzung der deutschen Energiewende noch in 2016 zu verabschieden.⁴⁷ Die politische Erklärung, dann ein Auktionsmodell einführen zu wollen, ist bereits jetzt unzweifelhaft gegeben. Nach dem Willen des deutschen Gesetzgebers müssen die Erneuerbaren also erwachsen werden und sich zukünftig einer wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe unterwerfen. Es gilt nun, einen ökonomisch sinnvollen und zugleich gesellschaftlich und politisch akzeptierten Rahmen für die Ausschreibungen zu erarbeiten.

Unzweifelhaft muss der Gesetzgeber auch für die Festlegung des Designs von Auktionen noch über umfangreiche Informationen zu den EE-Technologien verfügen. Der Staat monopolisiert und plant in den Ausschreibungen quasi die gesamtwirtschaftliche Nachfrage nach EE-Strom, auf die Wissensgenerierung aus einer einzelwirtschaftlich artikulierten Marktnachfrage wird verzichtet. Mit dem sogenannten **Quotenmodell** gibt es in der ökonomischen Dis-

⁴³ Vgl. mit Bezug auf PV-Freiflächenanlagen § 55 Absatz 2 Ziffer 1 EEG 2014.

⁴⁴ Erste Hinweise gab ein Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie aus dem Juli 2014, vgl. BMWi (2014).

⁴⁵ Vgl. § 88 EEG 2014 (Verordnungsermächtigung) bzw. § 2 Absatz 5 EEG 2014 (*PV-Pilot*). Der Verordnungsentwurf wurde am 28.01.2015 im Bundeskabinett beschlossen und am 11.02.2015 veröffentlicht, vgl. BMWi (2015). In Abschnitt 6 wird das Auktionsdesign diskutiert und dabei das Design des PV-Piloten dargestellt.

⁴⁶ Vgl. § 99 EEG 2014.

⁴⁷ Die seit April 2014 gültigen Umwelt- und Energiebeihilferichtlinien (*Environmental and Energy Aid Guidelines* EEAG) der Europäischen Kommission lassen eine staatliche Förderung erneuerbarer Energien ab dem 1. Januar 2017 nur noch auf der Grundlage von Ausschreibungen zu, sofern nicht durch die Mitgliedstaaten der Nachweis erbracht wird, dass Ausschreibungen ohne ausreichenden Wettbewerb bleiben würden, die Förderkosten erhöhen würden oder zur Realisierung von nur sehr wenigen Vorhaben führen würden (vgl. EEAG, Randnummer 126). Vgl. dazu KAHLES (2014), S. 4 f.

kussion einen noch weitergehenden Vorschlag, der die konkrete Umsetzung der Energiewende innerhalb der politisch gesetzten Ausbauziele vollständig von staatlicher Planung auf wettbewerbliche Prozesse verlagern würde.⁴⁸ Dieser Vorschlag hat allerdings bislang in Deutschland keine mehrheitliche Akzeptanz im politischen Raum gefunden.

Im Kern basiert der Vorschlag eines Quotenmodells darauf, die Stromverbraucher einer gesetzlichen Vorgabe zu unterwerfen, die festlegt, welcher Anteil des verbrauchten Stroms im Jahresdurchschnitt aus erneuerbaren Energien stammen muss.⁴⁹ Diese Vorgabe wird jährlich angepasst und folgt einem im Vorfeld kommunizierten Pfad hin zum politisch gesetzten Ausbauziel im Jahr 2050. Die Produzenten von EE-Strom erhalten vom Staat für die aus erneuerbaren Energien erzeugte Strommenge sogenannte Grünstromzertifikate. Diese Grünstromzertifikate sind handelbar. Durch den Erwerb von Zertifikaten müssen die Stromverbraucher nachweisen, dass ein den Vorgaben entsprechender Anteil des jeweiligen Stromverbrauchs durch Erneuerbare gedeckt wurde. Die Nachweispflicht sollte dabei aus praktischen Gründen nicht bei den Endkunden (private Haushalte und kleinere Unternehmen) liegen, sondern bei den Versorgungsunternehmen (also Stadtwerke u.a.). Eine direkte Nachweispflicht würde auch energieintensive Unternehmen treffen, die ohne Einbezug der Versorger Strom einkaufen. Wird die Nachweispflicht nicht erfüllt, sind Strafzahlungen vorzusehen.

Die Erzeuger von EE-Strom vermarkten ihren Strom im Quotenmodell direkt, auch eine staatliche Förderung für die eigentliche Stromerzeugung erhalten sie nicht mehr. Stattdessen wird sich ein zusätzlicher Marktpreis für die Grünstromzertifikate bilden, der als zweiter Zahlungsstrom zur Kostendeckung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien beiträgt. Bleibt die Stromerzeugung aus Erneuerbaren in einem Jahr hinter dem staatlich festgelegten Ausbaupfad und damit hinter dem geforderten Grünstromanteil am Stromverbrauch zurück, würde eine Überschussnachfrage nach Zertifikaten deren Preis steigen lassen und damit weitere Investitionen in EE-Strom anreizen.

Die Kosten für den Erwerb der Grünstromzertifikate würden von den Versorgungsunternehmen an die Endkunden weitergegeben. Der Wettbewerb auf den Endkundenmärkten würde sicherstellen, dass die Versorger am Bezug der kostengünstigsten Grünstromzertifikate interessiert sind. Aus Sicht der Befürworter des Quotenmodells sichert dies einen effizienten

⁴⁸ Vorgeschlagen wird ein Quotenmodell u.a. durch MONOPOLKOMMISSION (2011), SACHVERSTÄNDIGENRAT (2011) sowie RWI (2012).

⁴⁹ Die nachfolgende Beschreibung des Quotensystems folgt HAUCAP/KÜHLING (2012), S. 8 ff.

Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, da Standorte und Technologien unter Kostengesichtspunkten ausgewählt werden.⁵⁰ Einzelwirtschaftliche Verträge über Kauf und Verkauf von Grünstromzertifikaten ersetzen staatlich festzulegende Ausschreibungsdesigns. Die konkrete Umsetzung des Ausbaupfads wäre vollständig von staatlicher Planung in ein marktwirtschaftliches Allokationssystem überführt und damit die Gefahr einer staatlichen Überförderung einzelner Technologien beseitigt.

In einem Quotenmodell unterliegen die Investitionsentscheidungen potentieller EE-Anlagenbetreiber allerdings vollständig dem unternehmerischen Risiko marktwirtschaftlicher Preisbildung. Die Zertifikatspreise für Grünstrom können und werden durch Veränderungen bei Angebot und Nachfrage *jährlichen* Schwankungen unterworfen sein.⁵¹ Eine Preisgarantie für die *gesamte* Investitionsdauer, wie sie erfolgreiche Bieter im Auktionsmodell noch erhalten, würde es im Quotenmodell nicht mehr geben.⁵² EE-Anbieter werden in diesem Marktumfeld nur bestehen, wenn sie uneingeschränkt in der Lage sind, unternehmerisch zu handeln und überhaupt nur investieren, wenn sie bereit sind, diese Risiken zu tragen. Kritiker betonen, dass es im Quotenmodell neben dem üblichen Marktrisiko ein zusätzliches regulatorisches Politikrisiko gibt, das die EE-Anbieter zusätzlich tragen müssten: Nachträgliche Änderungen des politischen Ausbauziels verändern den Preis, der mit Grünstromzertifikaten erzielt werden kann.⁵³ Wird an der Konstanz politischer Entscheidungen gezweifelt, ist die unternehmerische Kalkulation zu Forschungsaufwendungen und zu langfristigen Investitionen in EE-Technologien erschwert. Befürchtet wird, dass das so erhöhte Risiko zu wettbewerbsschädlichen Konzentrationsprozessen auf der Anbieterseite sowie zu steigenden Finanzierungs- und damit Kapitalkosten bei der EE-Produktion führen könnte.

Bemängelt wird auch die implizite Technologieneutralität des Quotenmodells, also der Verzicht auf eine nach EE-Technologien differenzierte Förderung. Dies belasse hohe Produzentenrenten (*windfall profits*) bei denjenigen Unternehmern, die als nicht marginale Anbieter zu Kosten produzieren, die schon unterhalb des einheitlichen Zertifikatspreises gedeckt wä-

⁵⁰ Vgl. HAUCAP/KÜHLING (2012), S. 12. Kritiker befürchten dagegen dynamische Ineffizienzen, sobald eine direkte staatliche Förderung zur Entwicklung neuer EE-Technologien ausbleibt, vgl. etwa BOFINGER (2013), S. 35.

⁵¹ Um einen Preiseinbruch zu verhindern, der auftreten würde, wenn die geforderte Quote bereits vor Jahresende erfüllt ist, müssen Zertifikate ins Folgejahr übertragbar sein, vgl. HAUCAP/KÜHLING (2012), S. 11.

⁵² Vgl. BOFINGER (2013), S. 2. PAHLE ET AL. (2014) diskutieren grundsätzlich die Aufteilung von Risiken auf die EE-Produzenten und die Gesellschaft durch verschiedene Förderregime. Die Frage, inwieweit erhöhtes Risiko der EE-Anbieter die Wettbewerbsstruktur verändert und zu steigenden Kosten führt, wird auch im Kontext des Auktionsmodells zu diskutieren sein, vgl. dazu Abschnitt 5 der vorliegenden Arbeit.

⁵³ Vgl. BOFINGER (2013), S. 31 ff. bzw. die ausführliche Erläuterung bei KOPP ET AL. (2013), S. 23 f.

ren.⁵⁴ Dieser Effekt ist besonders relevant, solange zur Erfüllung des staatlich geforderten EE-Anteils mehrere Technologien mit stark divergierenden Stromgestehungskosten benötigt werden. Sofern alle Anbieter einen einheitlichen Preis erhalten, verbleiben hohe Gewinne bei den kostengünstigsten Produzenten. Im Auktionsmodell könnten die Förderkosten durch unterschiedliche Förderhöhen für verschiedene Technologien (also durch Preisdifferenzierung des monopsonistischen staatlichen Nachfragers) zumindest aus statischer Perspektive gesenkt werden. Mittelfristig ist allerdings zu beachten, dass eine technologiespezifische Förderung segmentierte Märkte unter staatlicher Protektion schafft und somit dynamische Effizienzgewinne durch Technologiewettbewerb verlangsamen könnte.⁵⁵

Der deutsche Gesetzgeber teilt die Bedenken gegen eine Einführung des Quotenmodells zumindest in der jetzigen Phase der Energiewende. Mit der EEG-Novelle 2014 hat sich die Politik zwar eindeutig für mehr Wettbewerb bei der EE-Förderung, aber auch gegen einen vollständigen und abrupten Systemwechsel hin zu einem marktbasierten Quotenmodell entschieden. Ausschreibungen ermöglichen eine langsamere und damit den Akteuren zugänglichere Fortentwicklung des bisherigen Systems. Die mit Ausschreibungen bzw. EE-Auktionen⁵⁶ verbundenen Erwartungen und Sorgen werden im Folgenden diskutiert, um abschließend Hinweise für die Gestaltung des Ausschreibungsdesigns abzuleiten.

4. Die Erwartungen an EE-Auktionen: Was für die Nutzung von Ausschreibungen spricht.

Die dezentrale Planung und Koordination wirtschaftlicher Prozesse ist konstitutives Element marktwirtschaftlicher Systeme. Das frei verfügbare Signal der im Wettbewerb gebildeten Marktpreise koordiniert die einzelnen Anbieter und Nachfrager. Über Veränderungen der Preise erhalten die Marktakteure neue Informationen, an denen sie ihre Planungen und Handlungen ausrichten. Der alternative Ansatz einer zentralen, bürokratischen Planung steht dagegen vor der unüberwindbaren Hürde, dass dem Staat die durch den Markt aufgedeckten Informationen fehlen und Anpassungsbedarfe daher nicht rechtzeitig erkannt werden.

⁵⁴ Vgl. KOPP ET AL. (2013), S. 15 ff. Ausführlich BOFINGER (2013), S. 18 ff., der das Quotenmodell daher als besonders kostspielige Form der Förderung ablehnt. Auch im Sachverständigenrat vertritt er diese Position als abweichende Meinung, vgl. SACHVERSTÄNDIGENRAT (2013), Zf. 816 ff.

⁵⁵ Vgl. etwa FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 4. Befürworter technologiespezifischer Förderung erwarten dagegen starke Kostendegressionen durch Lernkurveneffekte bei den speziell geförderten Technologien.

⁵⁶ In der energiewirtschaftlichen und politischen Diskussion werden die Begriffe *Auktion* und *Ausschreibung* synonym genutzt. Sofern Förderberechtigungen versteigert werden, handelt es sich um eine Auktion im eigentlichen Sinne. Sofern EE-Produzenten auf eine Ausschreibung der öffentlichen Hand zur staatlichen Beschaffung des Gutes EE-Strom bieten, handelt es sich um eine *Einkaufsauktion*, vgl. ECOFYS (2014), S. 7.

Die wohl prominenteste Darstellung dieser Grundüberzeugung unseres Wirtschaftssystems gab Friedrich August von Hayek in seiner Rede *The Pretence of Knowledge* (Die Anmaßung von Wissen) anlässlich der Verleihung des Wirtschaftsnobelpreises am 11. Dezember 1974:⁵⁷

„Into the determination of these prices [...] will enter the effects of particular information possessed by every one of the participants in the market process - a sum of facts which in their totality cannot be known to the scientific observer, or to any other single brain. It is indeed the source of the superiority of the market order, and the reason why, when it is not suppressed by the powers of government, it regularly displaces other types of order, that in the resulting allocation of resources more of the knowledge of particular facts will be utilized which exists only dispersed among uncounted persons, than any one person can possess.“

Unverzerrte Preissignale ermöglichen also eine effiziente Ressourcenallokation. Durch Wettbewerb in unbeschränkten Märkten wird die Nachfrage durch die kostengünstigsten Produzenten bedient werden. Die Aufdeckung von Wissen und der im Wettbewerb systemimmanente Anreiz zu Innovationen sichern zugleich auch dynamische Effizienz.

Diese elementare Erkenntnis wirtschaftswissenschaftlicher Analysen überträgt die Bundesregierung nun auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. In der Begründung zur Verordnung für den Pilotversuch zu Ausschreibungen im Bereich der Freiflächen-Photovoltaik führt sie aus, welche positiven Effekte durch den Wechsel von staatlicher Planung zu marktwirtschaftlichen Elementen in der EE-Förderung erwartet werden:⁵⁸

„[...] Im geltenden Fördersystem [wurde] die Höhe der finanziellen Förderung für jede Technologie gesetzlich festgelegt. Dies [...] weist aber auch den Nachteil auf, dass teilweise bei der Festlegung der Förderhöhe die tatsächlichen Stromgestehungskosten der Anlagen nicht bekannt sind und sich die ermittelte Förderhöhe auf Erfahrungen und Prognosen stützen muss, die sich nachträglich als falsch erweisen können. Zudem können bei schnellen Änderungen der Anlagen- und Finanzierungskosten die politischen Entscheidungsprozesse zu langsam sein, um Über- oder Unterförderungen auszuschließen. Eine wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhen durch Ausschreibungen bietet demgegenüber die Chance, dass Anlagen nur in der Höhe gefördert werden, die für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage erforderlich ist.“

⁵⁷ Die vollständige Rede ist elektronisch unter www.nobelprize.org/nobel_prizes/economic-sciences/laureates/1974/hayek-lecture.html verfügbar.

⁵⁸ BMWi (2015), S. 1.

Es soll also die Ressourcenverschwendung beendet werden, die aus falsch gesetzten Anreizen einer mit der Preissteuerung überforderten Politik resultiert. Der Auktionsprozess soll die einzelwirtschaftlichen Informationen und Erwartungen der Produzenten von EE-Strom aufdecken und ein kosteneffizientes Angebot zu einer adäquaten Förderhöhe ermöglichen.⁵⁹

Ausschreibungen erhöhen darüber hinaus die Transparenz bei der Ermittlung der Förderhöhe und verringern so die Gefahr, dass Interessensgruppen politische Entscheidungen einseitig beeinflussen können. Auch wird das Risiko gesenkt, dass die Politik zu langsam entscheidet und dann diskretionäre, abrupte Anpassungen vornehmen muss.⁶⁰ Die schnellere Anpassung der Förderhöhe lässt eine bessere Erreichung der Mengenziele erwarten, da mit einer stetigen Entwicklung *Stop-and-Go*-Zyklen vermieden werden, in denen sich Phasen des übermäßigen Ausbaus und Ausbaueinbrüche einzelner EE-Technologien abwechseln.⁶¹

Im Vergleich zu den noch stärker vom Markt geprägten Quotenmodellen besitzen Auktionen den Vorteil, dass kaum Pfadabhängigkeiten auftreten: Auktionsmodelle sind gegenüber zukünftig für notwendig erachteten Anpassungen des politischen Ausbauziels ebenso robust wie gegenüber Umfeldänderungen, die etwa von Entwicklungssprüngen bei Technologien oder von Veränderungen im europäischen Energiemarkt ausgehen könnten.⁶² Sofern politisch gewünscht, kann zudem die bislang übliche technologiespezifische Förderung bei den Ausschreibungen fortgesetzt werden.⁶³ Das Auktionsmodell kann somit gut in die bestehenden Strukturen des deutschen EEG integriert werden, ermöglicht aber auch, Korrekturen bei zukünftigen Fehlentwicklungen ohne radikale Strukturbrüche vorzunehmen. Für die deutsche Energiewirtschaft sind Auktionen und Ausschreibungen ein bekanntes und übliches Instrumentarium: Die Preise an der Leipziger Strombörse EEX (*European Energy Exchange*) und an der europäischen Strombörse EPEX Spot (*European Power Exchange*) werden mittels Auktionen gebildet. Auch die Beschaffung von Regelenergie durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber erfolgt über tägliche Ausschreibungen im Internet.⁶⁴

⁵⁹ Vgl. u.a. BDEW (2014b), S. 1, KOPP ET AL. (2013), S. 22, FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 10, AGORA ENERGIEWENDE (2014a), S. 7 oder R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 6.

⁶⁰ Vgl. FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 2, AGORA ENERGIEWENDE (2014a), S. 10, IZES (2014), S. 3, SACHVERSTÄNDIGENRAT (2013), S. 428 oder MONOPOLKOMMISSION (2013), S. 136 ff.

⁶¹ Vgl. KOPP ET AL. (2013), S. 56.

⁶² Vgl. ebenda, S. 46.

⁶³ Vgl. zur ökonomischen Bewertung bereits die Diskussion zur Technologieneutralität des Quotenmodells im vorangehenden Abschnitt dieser Arbeit.

⁶⁴ Vgl. FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 13. Zu internationalen Erfahrungen mit Ausschreibungen in der Förderung von erneuerbaren Energien vgl. MAURER/BAROSSO (2011) sowie IRENA (2013).

Im Kern wird also von einem Auktionssystem erwartet, dass Verantwortung und Koordination stärker auf die Marktteilnehmer übergehen, ohne dass der Staat seine Rolle als grundlegender Gestalter der Energiewende aufgeben muss.⁶⁵ Ausschreibungen bieten Investoren verlässliche Rahmenbedingungen, können aber gleichzeitig als *lernendes System* konzipiert und bei Bedarf angepasst werden.⁶⁶ Sie scheinen daher geeignet, zwei wesentliche Ziele der EEG-Novelle 2014 zu erreichen: Eine effiziente, kostenminimierende Förderhöhe zu bestimmen, ohne die Erfüllung der politisch gesetzten Ausbauziele zu gefährden.⁶⁷

5. Die Sorgen vor EE-Auktionen: Welche Risiken in Ausschreibungen gesehen werden.

Die zuvor skizzierten, positiven Erwartungen an Ausschreibungen werden in der politischen Diskussion teilweise nachdrücklich zurückgewiesen.⁶⁸ Es wird bezweifelt, dass Ausschreibungen tatsächlich die Kosten des Ausbaus regenerativer Energien senken können. Begründet wird dies u.a. mit dem in einem Auktionsmodell steigenden Risiko der Investoren, welches zu höheren Finanzierungskosten und zusammen mit steigenden Transaktionskosten zu letztlich sogar höheren **Förderbedarfen** führen würde. Auch wird bezweifelt, dass die politisch gesetzten **Ausbauziele** zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit Ausschreibungen erreicht werden können: Die erhoffte Mengensteuerung bleibe aus, da nicht alle Projekte, die in Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten, auch tatsächlich realisiert würden.⁶⁹

Darüber hinaus wird befürchtet, dass Auktionsmodelle die **Akteursvielfalt** gefährden. Kleine, lokale Investoren, die bislang die Energiewende geprägt hätten (sogenannte *Bürgerenergie*), würden bei Ausschreibungen möglicherweise nicht am Markt verbleiben können.⁷⁰ Dies reduziert nach Auffassung der Kritiker die Innovationsfähigkeit und die Wettbewerbsintensität des EE-Sektors, in der Folge werden Konzentrationsprozesse und „vermachtete Marktstruk-

⁶⁵ Vgl. KOPP ET AL. (2013), S. 56. Kritischer dagegen HAUCAP/KÜHLING (2012), S. 8, die die bürokratische Prägung von Ausschreibungen betonen und darin einen „relativ planwirtschaftlichen“ Ansatz sehen.

⁶⁶ Vgl. ECOFYS (2014), S. 7 oder BOFINGER (2013), S. 38 ff.

⁶⁷ Vgl. ECOFYS (2014), S. 9 ff. oder R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 7.

⁶⁸ Vgl. exemplarisch die Erklärung von MdB Nina Scheer (SPD) zur EEG-Novelle (elektronisch verfügbar unter www.nina-scheer.de/zur-sache/aktuell-zur-sache/199-erklaerung-zur-eeg-reform.html) oder die kritische Bewertung zu Ausschreibungen durch den Bundesverband Erneuerbare Energien in BEE (2014), S. 2.

⁶⁹ Vgl. zur Begründung der Kritik bezüglich Kosteneffizienz und Zielerreichung etwa IZES (2014), S. 1.

⁷⁰ Vgl. IZES (2014), S. 4. Eine umfassende Darstellung der Eigentümerstrukturen im Bereich der erneuerbaren Energien geben BBEN/BUND (2014), S. 7 ff. Privatpersonen, Energiegenossenschaften sowie „lokale Kleinunternehmen und überregionale Bürgerbeteiligungen“ waren demnach 2012 Eigentümer von 46% der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien, während „klassische“ Energieversorgungsunternehmen nur 13% und „institutionelle und strategische Investoren“ (u.a. Banken, Fonds, Projektierer) 36% der Leistung besaßen. Die „Bürgerenergie“ erzeugte damit im Jahr 2012 43% des EE-Stroms, die Energieversorger 21%.

turen“ befürchtet.⁷¹ Zudem sinke die Akzeptanz des Ausbaus erneuerbarer Energien, wenn die private Beteiligung in Form von *Bürgerenergie* vor Ort erschwert wird.⁷² Auch der Gesetzgeber misst den Anbieterstrukturen eine besondere Bedeutung für die Energiewende bei. In der EEG-Novelle 2014 ist daher festgelegt, dass „bei der Umstellung auf Ausschreibungen [...] die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben [soll].“⁷³ In der Gesetzesbegründung wird dies dahingehend präzisiert, dass bei der Ausgestaltung des konkreten Ausschreibungsdesigns die Belange beispielsweise von Energiegenossenschaften oder Bürgerprojekten angemessen berücksichtigt werden sollen.⁷⁴

Wie sind diese kritischen Einwände und Hinweise zu bewerten?

Dem Hinweis auf **steigende Investitionsrisiken** ist entgegenzuhalten, dass die Produktions- und Absatzrisiken von EE-Strom durch Ausschreibungen nicht grundsätzlich ansteigen. Wenn der garantierte Förderbetrag sinkt, geht nur die bislang von der Allgemeinheit getragene Unsicherheit zumindest teilweise auf die privatwirtschaftlichen Produzenten über. Das gesamtwirtschaftliche Risiko aus der Einführung neuer Stromerzeugungstechnologien bleibt also unverändert, es ist nur anders verteilt.⁷⁵ Die in den Ausschreibungen erfolgreichen Bieter erhalten (im Unterschied zum Quotenmodell) auch zukünftig eine zwanzigjährige Fördergarantie. Wie bereits erläutert, bleibt auch das regulatorische Risiko im Ausschreibungsmodell geringer als im Quotenmodell. Es ist daher wenig wahrscheinlich, dass sich keine Fremdkapitalgeber für diejenigen EE-Projekte mehr finden, die bei durchschnittlich zu erwartenden Fördersätzen kostendeckende Einnahmen generieren können.

Ansteigen werden die Fremdkapitalkosten dagegen für diejenigen Projekte, die relativ hohe Förderbedarfe besitzen und die daher mit hohen Forderungen in die Auktionen gehen müssten. Denn ein zusätzliches Risiko liegt tatsächlich darin, in einer Ausschreibungsrunde für einzelne Projekte keinen Zuschlag zu erhalten, aber trotzdem irreversible Kosten für die im Vorfeld der Auktion erbrachten Planungsleistungen tragen zu müssen.⁷⁶ Es ist jedoch nicht ersichtlich, warum im Energiebereich keine unternehmerische Risikotragung und -diversifizierung etwa durch Projektierung mehrerer Anlagen verlangt werden sollte. Tendenziell för-

⁷¹ Vgl. exemplarisch zur Sorge um die Akteursvielfalt IZES (2014), S. 6 ff.

⁷² Vgl. AGORA ENERGIEWENDE (2014a), S. 25.

⁷³ § 2 Absatz 5 Satz 3 EEG 2014.

⁷⁴ Vgl. zur Gesetzesbegründung die Drucksache 18/1304 des Deutschen Bundestags (2014), hier S. 110.

⁷⁵ Vgl. SACHVERSTÄNDIGENRAT (2013), S. 431 oder PAHLE ET AL. (2014), S. 2.

⁷⁶ Vgl. FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 11, BBEN/BUND (2014), S. 84 ff. oder IZES (2014), S.48 ff.

dert dies in der Tat eine (im Weiteren noch zu diskutierende) Konzentration auf größere Anbieter, da diesen eher eine interne Risikostreuung möglich ist.⁷⁷ Zusammenfassend scheint aber nicht zu erwarten, dass durch den Anstieg privater Finanzierungskosten beim Wechsel auf Ausschreibungen der erstrebte Rückgang der EE-Förderbedarfe verhindert wird.

Auch wird es bei Ausschreibungen nicht zwingend zu einer systematischen **Verfehlung des politisch vorgegebenen Mengenziels** kommen.⁷⁸ Zwar werden nicht alle Projekte, die einen Zuschlag erhalten, letztlich auch umgesetzt werden. Internationale Erfahrungen mit EE-Ausschreibungen lassen sogar relativ hohe Nicht-Realisierungsraten vermuten.⁷⁹ Jedoch dürften schon in der Vergangenheit nicht alle begonnenen Planungsvorhaben auch in realisierte EE-Anlagen gemündet sein. Ausschreibungen legen insoweit nur offen, dass nicht jede Investitionsabsicht auch verwirklicht werden kann. Einer Verfehlung des politischen Ausbauziels kann zudem durch die Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns entgegengewirkt werden:⁸⁰ Solange die Wettbewerbsintensität ausreichend hoch ist, sollte die ausgeschriebene Menge größer sein als die politische Zielgröße, um die durchschnittlich zu erwartenden Ausfälle aufzufangen. Auch könnte erwogen werden, die Ausschreibungsmenge in späteren Runden um nicht-realisierte Projektmengen zu erhöhen. Alternativ könnte die Möglichkeit eröffnet werden, Förderberechtigungen auf einem Sekundärmarkt zu handeln, wenn die Umsetzung im ursprünglich bezuschlagten Vorhaben nicht mehr möglich ist. Da aus der Zulassung von Handel auf Sekundärmärkten aber auch unerwünschte Anreize für strategische Gebote in der ursprünglichen Ausschreibung resultieren könnten, wird dieser Vorschlag im nächsten Abschnitt genauer zu prüfen sein.⁸¹ Dem Ausbleiben von Investitionen kann zudem aktiv vorgebeugt werden, indem die Ernsthaftigkeit der Gebote sichergestellt wird. Dies kann etwa durch Qualifikationsanforderungen an die Auktionsteilnehmer oder durch Strafzahlungen für den Fall der Nicht-Realisierung des Investitionsprojekts geschehen.

Eine systematische Steigerung der Ausfallwahrscheinlichkeit durch Ausschreibungen wäre dagegen zu erwarten, wenn bei Auktionen regelmäßig EE-Produzenten zum Zuge kämen, die die Kosten des eigenen Investitionsvorhabens unterschätzen. Die ökonomische Auktionsthe-

⁷⁷ Vgl. ECOFYS (2014), S. 59 f. oder PAHLE ET AL. (2014), S. 13 ff.

⁷⁸ Vgl. ebenso KOOP ET AL. (2013), S. 46 ff., kritischer dagegen etwa AGORA ENERGIEWENDE (2014a), S. 21 ff.

⁷⁹ Einen Überblick über internationale Erfahrungen zu Realisierungsraten in EE-Ausschreibungen geben u.a. KOOP ET AL. (2013), S. 67 ff., FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 14 ff. oder R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 21 ff.

⁸⁰ Vgl. zu den nachfolgenden Vorschlägen zum Ausschreibungsdesign KOOP ET AL. (2013), S. 48 f., FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 5, R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 24 ff. sowie ECOFYS (2014), S. 4 f.

⁸¹ Vgl. ECOFYS (2014), S. 52 ff.

orie kennt dieses Phänomen als *Fluch des Gewinners* (*winner's curse*): Den Zuschlag erhält im Fall der EE-Auktionen derjenige, der die geringste Förderung verlangt. Dies kann tatsächlich der effizienteste, aber auch ein übermäßig optimistischer Bieter sein.⁸² Der *Fluch des Gewinners* könnte daher gerade unerfahrene Akteure treffen. Auch hier gilt es, das Auktionsdesign (insbesondere den Auktionsablauf und die Preisbildungsregel) so zu gestalten, dass die Gefahr von Fehleinschätzungen bei der Angebotsabgabe möglichst vermieden wird. Zusammenfassend wird deutlich, dass einer befürchteten Zielverfehlung bei der Gestaltung des Auktionsdesigns begegnet werden muss. Abschnitt 6 wird dies weiter konkretisieren.

Die Sorge um die **Akteursvielfalt** ist aus ökonomischer Sicht differenziert zu bewerten. Dass es größeren Anbietern eher gelingen wird, die in Auktionsmodellen notwendige Risikostreuung über verschiedene Projekte zu erreichen, sollte nicht grundsätzlich gegen Ausschreibungen sprechen. Eine ausreichende Unternehmensgröße kann im Gegenteil sogar notwendig sein, um Lern- und Skaleneffekte und damit die gewünschte Kosteneffizienz zu realisieren.⁸³ Schon jetzt sind im EE-Bereich Projektierer tätig, die parallel mehrere Projekte für den späteren Betrieb durch *Bürgergesellschaften* entwickeln und so zur Risikodiversifizierung und Professionalisierung beitragen. Der von den Verfechtern der *Bürgerenergie* für besonders wertvoll erachtete, enge Bezug zwischen Anlegern, Region und Energiewendeprojekt muss zudem nicht zwingend über Einzelvorhaben getragen sein. So können beispielsweise Energiegenossenschaften durchaus Kapital für zahlreiche Projekte bündeln und gleichzeitig den lokalen und ökologischen Bezug der Investitionen sowie eine möglicherweise besondere Motivationslage der Anleger besser bewahren als klassische, überregionale Energieversorgungsunternehmen. Glaubhaft für regionales Engagement stehen auch die kommunalen Stadtwerke, obwohl diesen die Möglichkeit zur direkten Bürgerbeteiligung fehlt. Befürchteten Akzeptanzverlusten aus notwendigen Veränderungen bei der Form der *Bürgerenergie* sind schließlich die potentiell positiven Wirkungen aus einem kosteneffizienteren Umbau der Energieversorgung gegenüberzustellen. Insgesamt ist es daher nicht gerechtfertigt, aus der

⁸² Vgl. allgemein KLEMPERER (2012), S. 173 f., im Kontext von EE-Ausschreibungen KOOP ET AL. (2013), S. 47 oder BDEW (2014b), S. 6 f.

⁸³ Vgl. zum Spannungsfeld zwischen Akteursvielfalt und Kosteneffizienz sowie zu alternativen Organisationsformen der *Bürgerenergie* aus marktwirtschaftlicher Perspektive die im Auftrag des deutschen Verbands von Energiehandelsunternehmen erstellte Studie von FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 18 f. Eine kritische Bewertung gibt IZES (2014), S. 51 ff. In dieser für den Bundesverband Erneuerbare Energien erarbeiteten Studie wird betont, dass Skaleneffekte und zusätzliche Risiken die heute bestehende Akteursvielfalt gefährden, alternative Formen von *Bürgerenergie* werden allerdings nicht betrachtet.

Sorge um *Bürgerenergie* einen vollständigen Verzicht auf die wettbewerbliche Ermittlung von Förderhöhen für erneuerbare Energien abzuleiten.⁸⁴

Eine explizite Bevorzugung von *Bürgerenergie* im Ausschreibungsverfahren stände vor der Schwierigkeit, dass kaum Einigkeit über eine rechtssichere Definition der zu bevorzugenden Gruppe zu erzielen sein wird.⁸⁵ Die Bewahrung von Akteursvielfalt darf jedenfalls nicht auf eine dauerhafte Festschreibung der gegenwärtigen Produzentenstruktur reduziert werden.⁸⁶ Das Anliegen der *Bürgerenergie* wäre dann von Partikularinteressen mit dem Ziel instrumentalisiert worden, die bisherige Begünstigung durch Subventionen zu erhalten. In diesem Sinne führt auch das Bundeswirtschaftsministerium in der Begründung zur Verordnung zum Ausschreibungspiloten für PV-Freiflächen-Anlagen aus, dass die Akteursvielfalt voraussichtlich schon durch eine transparente und einfache Gestaltung des Ausschreibungsdesigns gewahrt bleiben kann. Sonderregelungen für die *Bürgerenergie* seien nicht erforderlich.⁸⁷ Da das BMWi aber zugleich ankündigt, sich jenseits des Pilotversuchs weiter mit den Themen Bürgerenergie und Akteursvielfalt auseinanderzusetzen, werden in Abschnitt 6 Vorschläge zur expliziten Förderung einzelner Gruppen von EE-Anbietern dargestellt.

Von grundsätzlicher Bedeutung ist schließlich der Hinweis, dass erst die relative Knappheit der zu versteigernden Förderberechtigungen eine effiziente Preisfindung in Ausschreibungen ermöglicht.⁸⁸ Es muss also eine ausreichende Anzahl potentieller Anlagenbetreiber als Bieter in den EE-Auktionen miteinander konkurrieren. Mangelnde Wettbewerbsintensität würde die **Wahrscheinlichkeit von Kollusion** (etwa in Form von Preisabsprachen) erhöhen und in der Folge würde das Ziel der Kostensenkung tatsächlich verfehlt.⁸⁹ Erforderlich ist daher eine Ausgestaltung des Auktionsdesigns, die sicherstellt, dass sich eine Vielzahl von Akteuren (nicht aber nur bestimmte Gruppen) an den Ausschreibungen beteiligen kann.

⁸⁴ Vgl. auch R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 33.

⁸⁵ BBEN/BUND (2014), S. 3, schlagen beispielsweise vor, „Bürgerenergie“ dadurch zu definieren, dass „Privatpersonen und/oder lokale gewerbliche und landwirtschaftliche Einzelunternehmen bzw. juristische Personen (außer Großkonzernen) einzeln oder gemeinsam in (Erneuerbare-)Energie-Anlagen Eigenkapital investieren, sofern sie mindestens 50% der Stimmrechte halten und aus einer Region kommen bzw. dort ansässig sind“. Zu einer kritischen Bewertung dieses Vorschlags gelangt ein für das BMWi gefertigtes wissenschaftliches Konzeptpapier von ECOFYS (2014), S. 60. Eine explizite Förderung lokaler Akteure dürfte zudem auch europarechtlich bedenklich sein.

⁸⁶ Vgl. etwa R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 33, ECOFYS (2014), S. 59 ff. oder BDEW (2014b), S. 15f.

⁸⁷ Vgl. BMWi (2015), S. 42.

⁸⁸ Vgl. etwa FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 12, AGORA ENERGIEWENDE (2014a), S. 6 oder ECOFYS (2014), S. 59.

⁸⁹ Vgl. im Kontext der EE-Auktionen ECOFYS (2014), S. 1 oder grundsätzlich KLEMPERER (2002), S. 169 ff.

6. Erwartungen erfüllen und Risiken minimieren: Die Ausgestaltung des Auktionsdesigns.

In der Mechanismus-Design-Theorie, einem Spezialgebiet der ökonomischen Spieltheorie, wird die zentrale Rolle untersucht, die der gezielten Gestaltung der „Spielregeln“ für die Erreichung gewünschter Ergebnisse zukommt.⁹⁰ Die sehr unterschiedlichen Ergebnisse, die europäische Staaten bei nationalen Versteigerungen von Mobilfunklizenzen im Jahr 2000 erzielt haben, belegen beispielhaft die große Bedeutung des Auktionsdesigns für den Erfolg staatlicher Auktionen.⁹¹ Der Gesetzgeber muss bei der Ausgestaltung des Auktionsdesigns für EE-Förderberechtigungen daher den im vorherigen Abschnitt skizzierten Risiken begegnen. Es gilt, Regelungen zu schaffen, die die Erreichung der politisch vorgegebenen Ausbauziele sichern. Gleichzeitig sind Vorkehrungen zu treffen, die die Akteursvielfalt stützen und den Wettbewerb anregen.

Zur **Sicherung der Ausbauziele** liegt es nahe, eine Menge auszuschreiben, die die politisch gesetzten Ziele übertrifft. So wird unmittelbar Vorsorge für mögliche Projektausfälle erfolgreicher Bieter getroffen.⁹² Sofern der Gesetzgeber hohe Nicht-Realisierungsraten befürchtet, ist eine entsprechend höhere **Mehrmenge** notwendig. Mit zunehmender Erfahrung kann diese an die beobachteten Ausfallquoten angepasst werden.⁹³ Zwingend erforderlich ist es, durch vorangehende Marktanalysen sicherstellen, dass auch bei einer angehobenen Ausschreibungsmenge noch ausreichend Bieter zu erwarten sind.⁹⁴ Der Wettbewerb (und damit die potentielle Senkung der Förderkosten) wird umso stärker sein, desto knapper die Ausschreibungsmenge aus Sicht der potentiellen EE-Produzenten bemessen ist. Ergibt die Analyse, dass die ausgeschriebene Menge kaum auf ausreichend Bieter treffen wird, ist dies de facto ein Hinweis darauf, dass die politisch gesetzten Ausbauziele zum Zeitpunkt der Aus-

⁹⁰ Für ihre grundlegenden Arbeiten in diesem Gebiet sind die Ökonomen Leonid Hurwicz, Eric S. Maskin und Roger B. Myerson 2007 mit dem Nobelpreis für Wirtschaftswissenschaften ausgezeichnet worden.

⁹¹ Eine anschauliche Darstellung gibt KLEMPERER (2002), S. 169 ff.

⁹² Vgl. allgemein AGORA ENERGIEWENDE (2014a), S. 21, bezogen auf den PV-Piloten etwa ECOFYS (2014), S. 28.

⁹³ Der PV-Pilot der Bundesregierung greift diese Überlegung auf, vgl. BMWi (2015), S. 40. Bei einem angestrebten Zubau von 400 MW pro Jahr werden in 2015 zunächst 500 MW ausgeschrieben, in den Folgejahren sinkt die auszuschreibende Menge. Bezuschlagte, aber nicht realisierte Projekte erhöhen die Ausschreibungsmenge in Folgejahren zusätzlich.

⁹⁴ Vgl. beispielhaft die Bestandaufnahme für den PV-Piloten bei ECOFYS (2014), S. 11 ff. Zur Stärkung des Wettbewerbs ist auch sicherzustellen, dass an keiner Stelle unnötig restriktive Regeln die potentielle Bieterzahl begrenzen. So können Flächenrestriktionen, die bei PV-Freiflächen-Anlagen eingeführt werden, um die Verdrängung von agrarischer Flächennutzung zu verhindern, den Wettbewerb behindern, sofern nicht mehr zur Bebauung zugelassene Flächen in ausreichender Menge verfügbar sind. Vgl. BDEW (2014b), S. 5, R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 10, BEE (2014), S. 4 oder ECOFYS (2014), S. 20 ff. Die Bundesregierung schätzt für den PV-Piloten zunächst 75 Gebote je Ausschreibungsrunde, von denen 50 zur Erreichung der ausgeschriebenen Menge bezuschlagt werden, vgl. BMWi (2015), S. 52. Einer möglichen Knappheitssituation bei verfügbaren Flächen wird mit einer Ausweitung der Flächenkulisse ab 2016 begegnet.

schreibung sehr ambitioniert sind.⁹⁵ Diesem Umstand könnte aus volkswirtschaftlicher Sicht Rechnung getragen werden, indem die bezuschlagte Menge erst im Laufe der Auktion in Abhängigkeit von den eingegangenen Geboten festgelegt wird. Die staatliche Nachfrage nach erneuerbaren Energien wäre dann preiselastisch: Bei hohen Preisen wird die Nachfrage reduziert, bei niedrigen Preisen erhöht.⁹⁶ Eine derartige Ausgestaltung erschwert den Bietern allerdings die Einschätzung der Zuschlagswahrscheinlichkeit einzelner Projekte und verkompliziert das Ausschreibungsdesign. Daher besteht ein latenter Konflikt zum Ziel, kleinere Akteure zu unterstützen. Zudem wären auch Abweichungen vom Ausbauziel möglich, die gesellschaftlich und politisch akzeptiert werden müssten. Für den anstehenden Übergang in ein Auktionsmodell scheint daher zunächst eine moderate Mehrmenge ratsam, die mittelfristig durch eine preiselastisch gestaltete Ausschreibungsmenge abgelöst werden könnte.

Nach Ausschreibungsende kann zu einer höheren Realisierungsrate beigetragen werden, indem Förderberechtigungen auf andere Standorte eines erfolgreichen Bieters übertragen werden dürfen.⁹⁷ Sofern eine Projektumsetzung an dem ursprünglich vorgesehenen Standort nicht mehr möglich oder wirtschaftlich scheint, kann ein vollständiges Scheitern durch den Wechsel auf einen anderen Standort vermieden werden. Allerdings erhöht eine derartige **Übertragbarkeit** auch die Gefahr, dass die Bieter die Förderberechtigungen als Option bewerten und bei der Gebotsabgabe noch gar keine unmittelbare Projektumsetzung planen. Vielmehr könnten niedrige Gebote dann darauf basieren, dass (im Rahmen der zeitlichen Gültigkeit der Förderberechtigung) auf eine zukünftig günstige Entwicklung von Kosten und Erlösen spekuliert wird.⁹⁸ Tritt eine solche Entwicklung nicht ein, hätten die niedrigen „Optionsgebote“ EE-Produzenten verdrängt, die eine unmittelbare Projektrealisation anstrebten und so die Nicht-Realisierungsrate in der Ausschreibungsrunde erhöht.⁹⁹ Eine über die Übertragung auf andere Standorte eines Bieters hinausgehende Handelbarkeit der Förderberechtigungen auch gegenüber Dritten würde den Optionswert der Förderberechtigungen nochmals erhöhen. Die Zulassung eines freien Weiterverkaufs auf einem Sekundärmarkt würde

⁹⁵ FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 57, weist beispielsweise darauf hin, dass beim PV-Piloten kaum mit einer Senkung des Fördersatzes im Vergleich zur vorherigen EEG-Förderung zu rechnen ist, da beim geltenden Fördersatz nur ein geringer Ausbau knapp unterhalb der geplanten Ausschreibungsmenge stattfindet.

⁹⁶ Vgl. zu diesem Vorschlag u.a. FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 48 f. oder R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 24 f.

⁹⁷ Vgl. R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 28.

⁹⁸ Vgl. ebenda, S. 24.

⁹⁹ BEE (2014), S. 9 f., lehnt daher eine Übertragbarkeit grundsätzlich ab. Befürchtet wird dort zudem, dass die Übertragbarkeit größere Akteure bevorzugt, da nur diese alternative Projektplanungen vorhalten könnten. Bei einer freien Handelbarkeit auch gegenüber Dritten wäre dieses Argument allerdings nicht haltbar.

daher die Anreize verstärken, Projekte trotz Zuschlags nicht sofort umzusetzen.¹⁰⁰ Solange die kurzfristige Sicherung der politisch gesetzten Ausbauziele Priorität besitzt, muss bei der Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns darauf geachtet werden, dass „Abwarten“ nicht belohnt wird. Das Auktionsmodell ermöglicht auch hier einen lernenden Ansatz mit zukünftigen Anpassungen des Regelwerks: Für den PV-Piloten hat die Bundesregierung ausschließlich die Übertragbarkeit auf andere eigene Anlagen unter Hinnahme eines Abschlags auf den Förderbetrag (welcher den Optionswert verringert) zugelassen.¹⁰¹ Die Zulassung eines Sekundärmarktes zur weiteren Steigerung der Kosteneffizienz wäre in späteren Ausschreibungen aber durchaus denkbar.¹⁰²

Schließlich kann die Realisierungswahrscheinlichkeit bezuschlagter Projekte schon im Vorfeld der Auktion erhöht werden, indem Voraussetzungen definiert werden, die für eine Teilnahme an der Ausschreibung zu erfüllen sind. Diese sogenannten **Präqualifikationsbedingungen** sichern die Ernsthaftigkeit der Gebote.¹⁰³ Die Teilnahme kann an materielle Voraussetzungen, d.h. an den Nachweis konkreter Planungsvorleistungen (etwa Anlagenkonzept, Beleg der Standortverfügbarkeit, vorliegender Bebauungsplan oder Aufstellungsbeschluss der Gemeinde, vorläufige Netzanschlusszusage) gebunden werden.¹⁰⁴ Derartige Vorleistungen reduzieren gleichzeitig die Wahrscheinlichkeit, dass das Projekt später am Widerstand betroffener Gruppen vor Ort scheitert. Da die Vorleistungen aus Sicht der Bieter zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe bereits versunkene, irreversible Kosten darstellen, werden sie die in der Auktion geforderten Förderhöhen nicht ansteigen lassen.¹⁰⁵ Allerdings birgt die Notwendigkeit, bereits vor Bezuschlagung kostenverursachende Leistungen erbringen zu müssen, zugleich ein Risiko, welches Bieter abschrecken und so den Wettbewerb in der Auktion reduzieren könnte.¹⁰⁶ Insofern besteht beim Einsatz materieller Präqualifikationsbedingungen ein

¹⁰⁰ Vgl. die differenzierte Bewertung zu einem Handel auf Sekundärmärkten bei R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 28. KOOP ET AL. (2013), S. 49, gelangen zu einer positiveren Bewertung. Auch FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 51, weist darauf hin, dass ineffiziente Allokationen durch Handel auf Sekundärmärkten noch im Anschluss an die Auktion aufgehoben werden können.

¹⁰¹ Vgl. BMWi (2015), §26 Absatz 3. Weitere Übertragungen sind durch § 22 Absatz 4 ausgeschlossen, einen Handel mit Dritten (jenseits der kompletten Veräußerung eines bereits realisierten Projekts) schließt § 17 aus. Vgl. zur Begründung BMWi (2015), S. 41 f. Die Bundesregierung orientiert sich damit an den Empfehlungen in ECOFYS (2014), S. 52 ff.

¹⁰² Vgl. etwa BDEW (2014b), S. 14.

¹⁰³ Vgl. FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 38 f., KOOP ET AL. (2013), S. 44 oder AGORA ENERGIEWENDE (2014a), S. 21.

¹⁰⁴ Vgl. etwa ECOFYS (2014), S. 45 ff.

¹⁰⁵ Vgl. ebenda, S. 43. AGORA ENERGIEWENDE (2014a), S. 22, erwartet dagegen, dass das steigende Risiko ebenfalls in die Gebote eingepreist wird.

¹⁰⁶ Vgl. grundsätzlich KLEMPERER (2002), S. 186. Konkret zu EE-Auktionen u.a. IZES (2014), S. 53, R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 26 oder ECOFYS (2014), S. 44. FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 69 und KOOP ET AL. (2013), S. 72,

Konflikt zwischen dem Ziel, die politisch gesetzte Ausbaumenge zu erreichen, und dem Ziel, intensiven Wettbewerb zu fördern.¹⁰⁷ Die Akteursvielfalt wird dagegen potentiell gestärkt, da kleinere, lokale Akteure aufgrund einer guten Vernetzung vor Ort Widerstände gegen die Nutzung von Flächen für EE-Anlagen eher überwinden können. Diese Akteure besitzen damit einen Vorteil bei der Erbringung materieller Präqualifikationen.¹⁰⁸

Alternativ oder ergänzend zu materiellen Präqualifikationsanforderungen können **Konventionalstrafen** (Pönale) festgelegt werden, die zu entrichten sind, wenn bezuschlagte Projekte nicht innerhalb eines gewissen Zeitraums realisiert werden. Die drohende Strafe wirkt ebenfalls als Anreiz, Projekte realistisch zu kalkulieren und später tatsächlich umzusetzen.¹⁰⁹ Für die Zulassung zur Auktion ist in dieser Ausgestaltungsvariante eine finanzielle Präqualifikationsbedingung zu erfüllen, die die Bonität des Bieters nachweist. Üblich ist ein zweistufiges Vorgehen:¹¹⁰ Alle Bieter müssen vor der Auktion eine niedrigere Sicherheitsleistung hinterlegen. Dieser sogenannte *Bid-Bond* kann auch in Form einer Bürgschaft erbracht werden. Nicht berücksichtigte Bieter erhalten die Erstsicherheit unmittelbar nach der Auktion zurück. Für bezuschlagte Projekte muss dagegen eine Zweitsicherheit zur vollständigen Deckung der Pönale erbracht werden, ansonsten verfällt der Zuschlag. Beide Sicherheiten werden in diesem Fall erst nach Umsetzung des Projekts zurückgegeben. Die Ausgestaltung als finanzielle Präqualifikationsbedingung verursacht im Vergleich zu materiellen Anforderungen geringere Hürden für den Eintritt in den Bieterwettbewerb.¹¹¹ Allerdings entstehen höhere Kapitalkosten, da die hinterlegten Sicherheiten zusätzlich zur eigentlichen Investition finanziert werden müssen. Durch den gestiegenen Finanzierungsbedarf werden letztlich auch die Gebote und damit die Förderkosten steigen. Zu befürchten ist zudem, dass gerade kleinere Akteure ohne

verweisen exemplarisch auf die negativen Erfahrungen bei Ausschreibungen für PV-Dachanlagen in Frankreich. Hohe materielle Präqualifikationsanforderungen und prohibitive Transaktionskosten hätten dort stark wettbewerbshemmend gewirkt.

¹⁰⁷ Vgl. BMWi (2015), S. 37 f., ECOFYS (2014), S. 42 oder FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 39.

¹⁰⁸ Vgl. FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 41.

¹⁰⁹ Vgl. KOOP ET AL. (2013), S. 48 oder ECOFYS (2014), S. 48 ff. Auch der Optionswert der Förderberechtigungen sinkt durch die drohenden Strafzahlungen bei Nicht-Realisierung. Der Zeitraum für die Umsetzung des Projekts ist von der jeweiligen EE-Technologie abhängig zu machen. Die Zahlung sollte bei Nicht-Realisierung verschuldensunabhängig fällig sein, um Auslegungstreitigkeiten zu vermeiden.

¹¹⁰ Vgl. FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 39 f. oder ECOFYS (2014), S. 51. Die Bundesregierung folgt diesem Vorschlag bei der Ausgestaltung des PV-Piloten. Die Höhe der Erstsicherheit beträgt 4 Euro pro KW der Gebotsmenge, die Zweitsicherheit 50 Euro pro KW, vgl. BMWi (2015), § 7 Absatz 2 bzw. § 15 Absatz 2. Die Strafzahlung (die durch die Zweitsicherheit abgedeckt ist), ist laut Begründung zur Verordnung so kalkuliert, dass sie etwa 5 Prozent der Investitionskosten entspricht, vgl. BMWi (2015), S. 38.

¹¹¹ Allerdings können sehr strenge Strafmechanismen ebenfalls zu einer niedrigen Zahl von Wettbewerbern führen. Vgl. etwa R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 23 oder FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 63 ff., die dazu auf Erfahrungen bei Auktionen zu Offshore-Windenergie in Dänemark verweisen.

ausreichendes Eigenkapital Schwierigkeiten haben werden, risikobereite Fremdkapitalgeber zu finden, die bereit sind, die Finanzierung der Sicherheiten zu übernehmen.¹¹²

Auch bei der Ausgestaltung der Präqualifikationsbedingungen bestehen also Zielkonflikte. Ein ausgleichender Ansatz könnte darin bestehen, Wahlmöglichkeiten zwischen materiellen und finanziellen Anforderungen zu schaffen. Insbesondere kleinere Akteure könnten dann die für sie leichter zu erbringenden materiellen Nachweise nutzen.¹¹³ Gleichzeitig wird der Wettbewerb nicht übermäßig behindert, wenn parallel auch finanzielle Präqualifikationen zugelassen sind. Im PV-Pilot wird dieser Ansatz umgesetzt: Sofern der Bieter einen Bebauungsplan (oder zumindest einen Offenlegungsbeschluss) vorlegen kann, der PV-Freiflächen-Anlagen ermöglicht, halbieren sich die zu hinterlegenden Erst- und Zweitsicherheiten.¹¹⁴

Bei der Festlegung des Auktionsdesigns ist weiterhin zu prüfen, wie dem *Fluch des Gewinners* begegnet werden kann. Die Auktionstheorie beschreibt mit diesem Begriff das Phänomen, dass die erfolgreichen (niedrigsten) Gebote möglicherweise auf fehlerhaften Kalkulationen oder zu optimistischen Annahmen der Bieter beruhen und nicht auf tatsächlichen Kostenvorteilen. Auch aus Sicht des Gesetzgebers ist der *winner's curse* unerwünscht, denn er reduziert die Realisierungsraten und könnte zudem überproportional häufig unerfahrene, kleinere Akteure treffen. Wird der **Auktionsablauf** als statische, einstufige Ausschreibung gestaltet, ist die Gefahr, den *winner's curse* zu beobachten, tendenziell hoch.¹¹⁵ In diesem Ausschreibungsformat erfolgt der Zuschlag aufgrund zeitgleich und verdeckt abgegebener Gebote. Die Wettbewerber erhalten also keine Informationen über die Gebote der anderen Bieter. Sie haben daher keine Möglichkeit, die eigenen Bewertungen mit den Einschätzungen anderer Akteure abzugleichen. Dynamische Ausschreibungsformate, bei denen die Gebote offen abgegeben werden und der Zuschlag erst nach mehreren Runden erteilt wird, eröffnen den Akteuren dagegen Zugang zu den Einschätzungen der Mitbewerber und geben Gelegenheit, die eigene Einschätzung zu revidieren.¹¹⁶ Allerdings ist die Komplexität mehrstufiger

¹¹² Vgl. BEE (2014), S. 11 oder ECOFYS (2014), S. 49.

¹¹³ Vgl. ECOFYS (2014), S. 52, ähnlich BDEW (2014b), S. 9 ff.

¹¹⁴ BMWi (2015), § 7 Absatz 3 bzw. § 15 Absatz 3. BMWi (2015), S. 41, weist in der Begründung auch explizit darauf hin, dass dies insbesondere kleinere Bieter unterstützen soll.

¹¹⁵ Vgl. FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 53 oder AGORA ENERGIEWENDE (2014a), S. 17.

¹¹⁶ Vgl. allgemein KLEMPERER (2002), S. 179, im Kontext von EE-Auktionen etwa R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 14 ff., FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 52 oder ECOFYS (2014), S. 35. Viele Versteigerungen nutzen offene, mehrstufige Verfahren, so etwa klassische Auktionshäuser oder Internetplattformen. Als dynamische Ausschreibungsformate werden international bei Energieauktionen teilweise sogenannte *Descending-Clock*-Verfahren eingesetzt. Dabei senkt der Auktionator den Förderbetrag in mehreren Runden ab, bis nur noch die ausgeschriebene Menge angeboten wird.

Ausschreibungsverfahren hoch. Daher ist unklar, ob kleinere Anbieter letztlich tatsächlich einen Informationszugewinn erlangen können. Da in dynamischen Ausschreibungsmodellen die Möglichkeit besteht, das Verhalten der Mitbewerber zu beobachten, wächst zudem die **Gefahr von unerwünschtem, kollusivem Verhalten**, also von stillschweigenden Absprachen zwischen den Teilnehmern.¹¹⁷ Für die erstmalige Einführung von EE-Auktionen ist daher von dynamischen Ausschreibungsverfahren abzuraten. Dies gilt insbesondere, wenn sich die potentiellen Bieter wie im Fall des PV-Piloten relativ gut kennen.¹¹⁸

Der *Fluch des Gewinners* sollte stattdessen über die **Preisbildungsregel** adressiert werden. Die in der Auktion ermittelte Förderhöhe kann entweder als Einheitspreis festgelegt werden, der für alle erfolgreichen Bieter identisch ist. Alternativ können differenzierte Zahlungen in Höhe der individuellen Gebotspreise geleistet werden.¹¹⁹ Erfolgt der Zuschlag zu einem Einheitspreis, spricht man von *pay-as-clear* oder *uniform pricing*, bei diskriminierender Preissetzung von *pay-as-bid*. Der Einheitspreis entspricht in der Regel der Forderung des letzten Bieters, dessen Menge zur Markträumung noch benötigt wurde.¹²⁰ Wenn alle bezuschlagten Projekte einheitlich in Höhe des (vergleichsweise hohen) Grenzgebotes gefördert werden, reduziert sich das Risiko, dass Projekte aufgrund übermäßig optimistischer Kalkulation einzelner Bieter nicht realisiert werden können. Unerfahrene und kleinere Akteure sind in gewissem Maße vor dem *Fluch des Gewinners* geschützt.¹²¹ Die Gefahr von strategisch überhöhten Geboten bei *uniform pricing* könnte durch die Festsetzung einer Preisobergrenze zumindest begrenzt werden.¹²² Wird diese überschritten, wäre die bezuschlagte Menge zu reduzieren. Von einer Veröffentlichung des Höchstpreises ist allerdings abzuraten, da er als Orientierungspunkt für kollusives Verhalten der Bieter dienen würde.¹²³

¹¹⁷ Vgl. KLEMPERER (2002), S. 179.

¹¹⁸ Vgl. ECOFYS (2014), S. 36 oder AGORA ENERGIEWENDE (2014a), S. 18. Für den PV-Piloten kommen auch FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 54 ff. und R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 20, tendenziell zu dieser Einschätzung. Beide weisen aber auf das ökonomische Potential hin, das dynamische Ausschreibungsverfahren besitzen.

¹¹⁹ Vgl. grundsätzlich zu alternativen Preisbildungsmechanismen FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 53 f. oder R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 16 ff., die auch Hinweise auf weiterführende Literatur geben.

¹²⁰ Alternativ könnte sogar der Preis angesetzt werden, den der erste nicht mehr benötigte Bieter gefordert hätte (sogenannte *Zweitpreis-* oder *Vickrey-Auktion*), was auch den Grenzanbieter schützen würde.

¹²¹ Vgl. BDEW (2014b), S. 6 oder FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 54.

¹²² Die Auktionstheorie zeigt, dass Einheitspreisauktionen tendenziell anfälliger für strategisches Verhalten und Kollusion sind, vgl. KLEMPERER (2002), S. 171.

¹²³ Vgl. BDEW (2014b), S. 8 oder R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 12. ECOFYS (2014), S. 37 f., empfiehlt dagegen trotz dieser Bedenken die Veröffentlichung eines „ambitionierten Höchstpreises“, da die Preisobergrenze bei wiederholten Auktionen allemal erkennbar sei (sofern sie in jeder Ausschreibungsrunde gleich bestimmt wird). Die Verordnung zum PV-Piloten folgt dieser Empfehlung und legt in § 8 Absatz 2 die Berechnung des Höchstwerts offen. Allerdings wird die ausschreibende Stelle ermächtigt, die Festlegung des Höchstwerts zu ändern, wenn strategisches Bieterverhalten erkennbar wird, vgl. BMWi (2015), S. 41.

Mit der alternativ möglichen Durchführung als *pay-as-bid*-Auktion wird teilweise die Erwartung verbunden, dass die ausschreibende Stelle die Renten abschöpfen kann, die kosteneffiziente Anbieter aus der Differenz zwischen einheitlichem Preis und individuellen Kosten erhalten würden (*windfall profits*).¹²⁴ Diese Erwartung basiert allerdings auf der unrealistischen Annahme, dass die Bieter unter einer solchen Preisbildungsregel tatsächlich Gebote in Höhe ihrer individuellen Kosten abgeben. Ein strategisch handelnder Akteur würde jedoch versuchen, den Betrag zu identifizieren, zu dem gerade noch ein Zuschlag erteilt wird und so seine individuelle Rendite maximieren wollen. Der *pay-as-bid*-Ansatz deckt also keine Informationen der einzelnen Anbieter auf, sondern reizt dazu an, den Grenzpreis „zu raten“. ¹²⁵ Unerfahrene Akteure werden dabei eher benachteiligt sein und auch die erhoffte Abschöpfung der zusätzlichen Renten wird nicht gelingen.¹²⁶ Für den PV-Piloten hat sich die Bundesregierung trotzdem entschieden, primär das *pay-as-bid*-Verfahren zu nutzen. Nur in zwei Ausschreibungsrunden soll abweichend das *uniform pricing* erprobt werden.¹²⁷ Die Verordnung zum PV-Piloten folgt damit der Empfehlung des vorbereitenden Gutachtens, welches aufgrund der erwarteten Wettbewerbssituation hohe Kollusionsrisiken bei Anwendung des Einheitspreisverfahrens identifiziert hat. Diese Risiken dominieren im konkreten Fall die im Gutachten ebenfalls benannten grundsätzlichen Vorteile des *uniform pricing*.¹²⁸

Der PV-Pilot zeigt insoweit beispielhaft, dass die Ausgestaltung des Auktionsdesigns in jedem Einzelfall hohe Anforderungen an die Analyse- und Gestaltungsfähigkeit des Gesetzgebers stellt.¹²⁹ Daher ist auch von einer weiteren **Differenzierung der Zuschlagskriterien** abzuraten.¹³⁰ Den Zuschlag ausschließlich auf der Basis des geforderten Förderbetrages zu erteilen, ist ein einfaches und transparentes Verfahren. Die Berücksichtigung weiterer Kriterien (wie etwa die regionale Verteilung oder die Systemdienlichkeit der EE-Anlagen) würde die Komplexität der Ausschreibungen nochmals erhöhen und damit Gesetzgeber und Bieter potentiell überfordern und die Wettbewerbsintensität gefährden. Auch zusätzliche Kriterien, die der Bevorzugung spezieller Akteursgruppen dienen, sind aus diesem Grund kritisch zu sehen.¹³¹

¹²⁴ Vgl. etwa BEE (2014), S. 6.

¹²⁵ Vgl. insbesondere R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 2, aber auch FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 54 oder ECOFYS (2014), S. 34.

¹²⁶ Vgl. R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 17 ff. oder KLEMPERER (2002), S. 180 f.

¹²⁷ BMWi (2015), § 13.

¹²⁸ Vgl. ECOFYS (2014), S. 36.

¹²⁹ Vgl. grundsätzlich KLEMPERER (2002), S. 187.

¹³⁰ Vgl. im Kontext des PV-Piloten ECOFYS (2014), S. 40 f.

¹³¹ Auch das bestehende EEG-Fördersystem kennt keine explizite Bevorzugung spezieller Akteursgruppen.

Ein geeigneter Weg zur **Sicherung der Akteursvielfalt** scheint vielmehr in der Tat ein transparentes, möglichst einfaches und daher gut verständliches Ausschreibungsdesign.¹³² Die Teilnahme an einer einfachen, statischen Versteigerung ist ohne komplexe Bietstrategie und somit auch für kleine Akteure möglich. Die Wahrscheinlichkeit fehlerhafte Gebote wird verringert, wenn die Zuschlagskriterien das privatwirtschaftliche Kalkül der Bieter spiegeln und die Auktionsregeln verstanden und akzeptiert sind.¹³³ Die besondere Situation kleiner, lokaler Akteure kann (wie zuvor gezeigt) durch eine Wahlmöglichkeit zwischen materiellen und finanziellen Präqualifikationsbedingungen aufgegriffen werden. Zu erwarten ist zudem, dass die Interessen kleinerer Akteure in den Auktionen durch spezialisierte Intermediäre wahrgenommen werden, die in Gewinnerzielungsabsicht Anlagen kleiner Akteure aggregieren und professionell in den Ausschreibungen platzieren.¹³⁴

Sollte die Politik zukünftig explizite **Sonderregeln für sogenannte Bürgerenergie** dennoch für notwendig erachten, sind zwei Wege denkbar: Eine nicht auf Geboten basierende Förderung kleiner Anlagen oder getrennte Ausschreibungssegmente für bestimmte Akteure.¹³⁵

Sofern eine Teilnahme kleiner Akteure am Bieterwettbewerb für nicht möglich gehalten wird, könnte nach Abschluss der Auktion der dort ermittelte (und gegebenenfalls um einen Zuschlag erhöhte) Fördersatz auf Kleinanlagen übertragen werden. Diese würden zum **Preisnehmer**, ohne sich aktiv an der Auktion beteiligen zu müssen (sogenannte *noncompetitive bids*).¹³⁶ Die Übernahme des in der Auktion ermittelten Preises setzt die kleineren Akteure zumindest indirekt dem Wettbewerb aus und ist daher einer unmittelbaren staatlichen Festlegung des Förderbetrags vorzuziehen. Die europäischen Umwelt- und Energiebeihilferichtlinien sehen die Möglichkeit vor, für EE-Anlagen mit einer installierten Leistung bis zu 1 MW (bei Windkraftanlagen bis zu 6 MW) auf ein wettbewerbliches Verfahren zur Festlegung der Beihilfen (des Fördersatzes) zu verzichten.¹³⁷ Innerhalb der Bagatellgröße dieser *de-minimis*-Regelung wäre ein solches Vorgehen also europarechtlich nicht zu beanstanden. Durch den Bezug auf die Anlagengröße entfielen auch die bereits erläuterte Schwierigkeit, die zu bevor-

¹³² Vgl. R2B ENERGY CONSULTING (2014), S. 10, AGORA ENERGIEWENDE (2014a), S. 25 oder ECOFYS (2014), S. 63 f. Der Gesetzgeber teilt diese Einschätzung, vgl. BMWi (2015), S. 42.

¹³³ Vgl. KOOP ET AL. (2013), S. 42

¹³⁴ Vgl. KLEMPERER (2002), S. 181.

¹³⁵ Derzeit erachtet die Bundesregierung derartige Sonderregelungen nicht für erforderlich, vgl. BMWi (2015), S. 2. Eine deutliche Ablehnung gibt auch BDEW (2014b), S. 15 f. Für die Diskussion der Sonderregelungen vgl. FRONTIER ECONOMICS (2014), S. 20 f. sowie ECOFYS (2014), S. 61 f.

¹³⁶ Vgl. allgemein KLEMPERER (2002), S. 181.

¹³⁷ EEAG, Randnummer 127. Die Einführung einer *de-minimis*-Regelung mit staatlich festgesetzten Fördersätzen fordert nachdrücklich IZES (2014), S. 54 f.

zugenden Akteursgruppen rechtssicher abgrenzen zu müssen. Die Förderkosten steigen allerdings durch die Bevorzugung bestimmter Akteure an.¹³⁸ Zur Sicherung der Finanzierbarkeit wäre daher die nach diesem Ansatz insgesamt förderfähige Menge im Vorfeld zu begrenzen. Die Vergabe der Förderberechtigungen würde dann dem ökonomisch ineffizienten *Windhundprinzip* (d.h. Förderung nach Reihenfolge der Antragstellung) folgen müssen.

Alternativ könnte ein Teillos der Ausschreibungsmenge für Kleinanleger und Energiegenossenschaften reserviert werden. Die zur Teilnahme an diesem getrennten Ausschreibungsegment berechtigten Akteure würden auch dann einen Zuschlag erhalten, wenn im Hauptsegment niedrigere Preise gefordert werden. Im Unterschied zu den *noncompetitive bids* würden innerhalb des bevorzugten Segments wieder die Bieter zum Zuge kommen, die zumindest innerhalb der Gruppe am kostengünstigsten produzieren können. Allerdings bestünde erneut die Schwierigkeit, die zur Teilnahme berechtigten Akteursgruppen rechtssicher zu definieren. Eine (aus Sicht der Interessensvertreter der Bürgerenergie unzureichende) Lösung könnte auch hier der ausschließliche Bezug auf eine maximale Anlagengröße sein. Eine **Begrenzung von Marktkonzentration** durch die grundsätzliche Stützung der Anbieterzahl ist aus ökonomischer Sicht (bei Abwesenheit von Skaleneffekten) zudem überzeugender als die spezielle Bevorzugung einzelner, willkürlich festgelegter Akteursgruppen.¹³⁹

Zusammenfassend besitzt der Gesetzgeber bei der Ausgestaltung des Auktionsdesigns also die Möglichkeit, zur Erreichung der politisch gesetzten Mengenziele, zur Unterstützung der Akteursvielfalt sowie zur Stärkung der Wettbewerbsintensität beizutragen.

7. Ergebnisse und Fazit: Ausschreibungen sind dazu geeignet, die Förderung erneuerbarer Energien weiterzuentwickeln.

Die deutsche Energiepolitik ist darauf ausgerichtet, zukünftig den nationalen Stromverbrauch weitgehend durch erneuerbare Energien zu decken. Aus diesem mit großer politischer und gesellschaftlicher Zustimmung festgelegtem Ziel resultiert die Herausforderung, die deutsche *Energiewende* so effizient wie möglich zu vollziehen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist davon auszugehen, dass ein kosteneffizienter Ausbau der erneuerbaren Energien nur durch die Heranführung der EE-Produzenten an Märkte und durch ihre unternehmeri-

¹³⁸ Vgl. ECOFYS (2014), S. 59.

¹³⁹ Vgl. BDEW (2014b), S. 16 f. oder ECOFYS (2014), S. 60 f.

sche Einbindung in wettbewerbliche Prozesse gelingen wird. Diese Auffassung ist auch kennzeichnend für die im Sommer 2014 verabschiedete EEG-Novelle: Durch die Pflicht zur Direktvermarktung müssen die Produzenten von EE-Strom erstmals die Preissignale des Strommarkts beachten. Darüber hinaus soll die Höhe der ergänzenden staatlichen Förderung zukünftig durch wettbewerbliche Ausschreibungen ermittelt werden. Die Anbieter von EE-Strom werden sich somit nicht mehr auf den Schutz staatlich festgelegter Mindestpreise in Form garantierter Einspeisevergütungen verlassen können.

Eine staatliche Förderung der erneuerbaren Energien ist zur Erreichung des aus umweltpolitischen Gründen gewünschten EE-Ausbaus unverändert notwendig. Die Stromgestehungskosten regenerativer Energien sind für eine Marktdurchdringung trotz Realisierung von Lernkurveneffekten im Vergleich zu konventionellen Technologien immer noch zu hoch. Zurzeit könnte am Markt nur EE-Strom aus Onshore-Windkraftanlagen in windstarken Lagen mit der günstigsten fossilen deutschen Stromquelle (Braunkohle) konkurrieren. Zudem werden die sehr geringen Grenzkosten bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien tendenziell zu weiter sinkenden Strompreisen führen. Da die dargebotsabhängigen EE-Produzenten auch nicht von Preisspitzen in zu erwartenden Phasen von Stromknappheit profitieren können, werden auch langfristig ohne staatliche Stützung kaum Investitionen in EE stattfinden.

Dass der Gesetzgeber mit der effizienten Festsetzung der notwendigen Förderhöhe überfordert ist, belegt die feste Einspeisevergütung im bisherigen EEG. Als wesentliches Problem hat sich eine zu langsame Absenkung der Förderung bei technischem Fortschritt und sinkenden Investitionskosten für EE-Technologien erwiesen. Die privaten Akteure agieren schneller als der Staat, da diesem die notwendigen Informationen fehlen und zudem politische Prozesse Zeit beanspruchen. Die daraus resultierenden Ineffizienzen werden bei der Photovoltaik besonders sichtbar. Der PV-Sektor erhält in Folge von Überförderungen mehr als die Hälfte der EEG-Zahlungen, trägt aber weniger als ein Viertel zur EE-Stromproduktion bei. Dieses Problem kann überwunden werden, indem wettbewerbliche Prozesse genutzt werden, um die Höhe der Förderung zu bestimmen und die Subventionen auf die EE-Anbieter zu verteilen.

Durch die mit der EEG-Novelle 2014 verpflichtend eingeführte Direktvermarktung im Marktprämienmodell werden die EE-Produzenten dazu veranlasst, ihr Angebot an den Preissignalen des Strommarkts auszurichten und möglichst effiziente, an die Bedarfe der Verbraucher angepasste Produktionswege zu suchen. Durch die nachfolgende Einführung von Auktionen kann dann der tatsächlich verbleibende Zuschussbedarf ermittelt werden, der noch zur Er-

reichung der politisch geforderten Mengenziele des EE-Ausbaus notwendig ist. Damit überlässt die Politik die Bestimmung der notwendigen Förderhöhe den Marktteilnehmern. Dieser für 2017 angekündigte Systemwechsel in der deutschen EE-Förderung wird durch Pilotausschreibungen vorbereitet, so dass die Akteure im Bereich erneuerbarer Energien nochmals Zeit erhalten, sich auf die veränderten Rahmenbedingungen einzustellen. Dagegen verzichtet der deutsche Gesetzgeber auf die Einführung eines noch weitergehenden Quotenmodells. Bei diesem Ansatz würde der Ausbau der erneuerbaren Energien über einen zusätzlichen Marktpreis für Grünstromzertifikate finanziert. Durch deren Erwerb müssten die Stromverbraucher nachweisen, dass sie den politisch festgesetzten Anteil von EE-Strom verwenden. Der Zertifikatspreis wäre allerdings kurzfristigen Schwankungen unterworfen, was den gewünschten Ausbau der erneuerbaren Energien verlangsamen könnte. Zudem könnte ein aus Anbietersicht erhöhtes Risiko (das zusätzlich durch die Möglichkeit zukünftiger Änderungen der politischen Ausbauziele verstärkt würde) zu steigenden Finanzierungskosten und zu Konzentrationsprozessen führen. Das Auktionsmodell gewährt den erfolgreichen Bietern dagegen faktisch eine Preisgarantie für die gesamte Investitionsdauer. Auch wird durch Ausschreibungen die Nachfrage nach EE-Strom beim Staat gebündelt, der damit größere Einflussmöglichkeiten (u.a. durch eine nach Technologien differenzierte Förderung) behält.

Damit ist eine der jetzigen Phase der Energiewende angemessene Grundsatzentscheidung für mehr Wettbewerb in der EE-Förderung getroffen worden, die zugleich einen Strukturbruch vermeidet. Es wird eine Fortentwicklung des bisherigen Systems ermöglicht, die den bisherigen Akteuren zugänglich ist. Durch Ausschreibungen kann die Ressourcenverschwendung beendet werden, die aus falsch gesetzten Anreizen einer mit der Preissteuerung überforderten Politik resultierte. Der Auktionsprozess wird die einzelwirtschaftlichen Informationen der Produzenten aufdecken und die Transparenz bei der Ermittlung der Förderhöhe erhöhen. Verantwortung und Koordinierung gehen auf die Marktteilnehmer über, ohne dass der Staat seine Rolle als grundlegender Gestalter der Energiewende aufgeben muss.

Den mit dieser Entscheidung verbundenen Befürchtungen muss und kann durch eine entsprechende Ausgestaltung des Auktionsdesigns begegnet werden, hier verbleibt also eine hohe Verantwortung bei der Politik. Zwar werden auch für das Design der Ausschreibungen umfangreiche Informationen benötigt, das Informationsproblem des Gesetzgebers sollte allerdings weniger gravierend ausfallen als im bisherigen System. Die Kritiker des Auktionsmodells befürchten insbesondere einen Anstieg der Förderkosten, eine Verfehlung der poli-

tischen Ausbauziele sowie einen Rückgang der Akteursvielfalt (insbesondere eine Benachteiligung sogenannter *Bürgerenergie*) durch EE-Auktionen.

Dem Hinweis auf steigende Förderkosten ist entgegenzuhalten, dass durch die Umstellung auf Ausschreibungen das Absatzrisiko der EE-Stromerzeugung zwar (teilweise) von der Allgemeinheit auf die privatwirtschaftlichen Produzenten übergeht, die tatsächlichen gesamtwirtschaftlichen Kosten aber insgesamt nicht steigen. Effiziente Anbieter werden auch zukünftig Fremdkapital gewinnen können, so dass weitere Maßnahmen nicht nötig erscheinen.

Aus der Mechanismus-Design-Theorie ergeben sich Empfehlungen, wie einer systematischen Verfehlung des Mengenziels durch die ausbleibende Realisierung bezuschlagter Projekte zu begegnen ist. Naheliegend ist die Ausschreibung einer Mehrmenge, die Projektausfälle ausgleichen kann. Mittelfristig ist dann der Übergang zu einer preiselastisch gestalten Ausschreibungsmenge denkbar. Die Realisierungswahrscheinlichkeit wird auch durch die Übertragbarkeit auf andere Standorte erfolgreicher Bieter erhöht. Dies ist mit Abschlägen bei der Förderung zu verbinden, um den Optionswert zugeteilter Förderberechtigungen nicht zu erhöhen und so Anreize für eine zügige Realisierung zu geben. Aus demselben Grund sollte zunächst auf die Handelbarkeit gegenüber Dritten auf einem Sekundärmarkt verzichtet werden. Die Ernsthaftigkeit abgegebener Gebote ist durch Qualifikationsanforderungen zu sichern. Dabei bietet sich eine Kombination von materiellen Präqualifikationsbedingungen und Konventionalstrafen an. Wahlmöglichkeiten geben kleineren Akteuren die Gelegenheit, finanzielle Anforderungen durch die für sie einfacher zu erbringenden materiellen Qualifikationen zu ersetzen. Schließlich kann durch die Gestaltung des Auktionsablaufs die Gefahr reduziert werden, dass systematisch nur die zu optimistischen Bieter den Zuschlag erhalten. Eine Reduktion dieses *winner's curse* wäre durch die Nutzung dynamischer, mehrstufiger Ausschreibungsformate zu erwarten, da dabei auch Informationen und Einschätzungen der Konkurrenten aufgedeckt werden. Allerdings sind diese Verfahren für kleinere Anbieter tendenziell zu komplex und erhöhen zugleich die Gefahr kollusiven Verhaltens. Dagegen scheint die Bezuschlagung zu einem Einheitspreis (*uniform pricing*) geeignet, unerfahrene und kleinere Akteure vor den Folgen übermäßig optimistischer Kalkulation zu schützen.

Maßnahmen zur Bewahrung der Akteursvielfalt, die auf eine Festschreibung der gegenwärtigen Produzentenstruktur zielen, sind abzulehnen. Eine diskriminierende, besondere Förderung etwa der *Bürgerenergie* scheitert zudem schon an dem Problem, eine rechtssichere, allgemein akzeptierte Definition dieser Akteursgruppe zu finden. Dagegen scheint eine impli-

zite Förderung kleinerer Akteure durch eine transparente und einfache Gestaltung des Ausschreibungsdesigns zielführend. Gleichzeitig muss sichergestellt sein, dass die Wettbewerbsintensität ausreichend hoch ist, um die Gefahr von Kollusion zu vermindern. Es muss also einer Vielzahl von Akteuren (nicht aber nur bestimmten Gruppen) eine Teilnahme an den Ausschreibungen möglich sein. Auch dies wird durch einfache und transparente Verfahren unterstützt. Sonderregeln für Bürgerenergie scheinen aus ökonomischer Analyse nicht notwendig. Sofern diese politisch trotzdem gewünscht werden, sollte insbesondere eine Übertragung des Auktionsergebnisses auf Kleinanlagen erwogen werden, ohne dass für diese eine vorherige eigene Gebotsabgabe notwendig ist (sogenannte *noncompetitive bids*). Bei dieser europarechtlich zulässigen Vorgehensweise würden die kleineren Akteure indirekt dem Wettbewerb ausgesetzt, ohne selbst an den Auktionen teilnehmen zu müssen.

Im Ergebnis sind Ausschreibungen geeignet, um die staatliche Förderung erneuerbarer Energien, die zur Erreichung der politischen Ausbauziele auch zukünftig notwendig sein wird, volkswirtschaftlich effizienter zu gestalten.¹⁴⁰ Gleichzeitig eröffnet die Umstellung auf Ausschreibungen den Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien einen geeigneten Weg, um unternehmerisch „erwachsen“ zu werden. Ein abrupter Strukturbruch in der deutschen Energiepolitik wird trotz der grundsätzlichen Entscheidung für eine wettbewerbliche Bestimmung der Förderhöhe vermieden. Die Politik behält in einem Auktionssystem Gestaltungsspielräume und kann durch entsprechende Ausgestaltung des Auktionsdesigns der Befürchtung begegnen, dass die politischen Ausbauziele verfehlt werden. Gleichzeitig wird das Informationsproblem des Gesetzgebers und damit die Gefahr von Überförderungen erheblich vermindert. Ausschreibungen stellen somit den weiteren und effizienten Ausbau der Erneuerbaren sicher, fordern aber zugleich auch eine angemessene Weiterentwicklung der Anbieter erneuerbarer Energien.

¹⁴⁰ Die am 15. April 2015 abgeschlossene erste Ausschreibungsrunde des PV-Piloten ist nach vorläufiger Einschätzung der durchführenden Bundesnetzagentur erfolgreich verlaufen. Das Ausschreibungsvolumen war rund vierfach überzeichnet, so dass ein erheblicher Wettbewerb stattgefunden hat. Die insgesamt 170 Gebote sind von Bietern verschiedenster Rechtsformen abgegeben worden, nur 37 Gebote mussten wegen Formfehlern ausgeschlossen werden. Genossenschaften und natürliche Personen haben allerdings in dieser ersten Ausschreibungsrunde keinen Zuschlag erhalten. Der niedrigste Gebotswert betrug 8,48 ct/kWh, der höchste erfolgreiche Gebotswert lag bei 9,43 ct/kWh und damit deutlich unter dem vorgegebenen Höchstwert von 11,29 ct/kWh. Die durchschnittliche Förderhöhe aller bezuschlagten Gebote lag mit 9,17 ct/kWh geringfügig über der nach dem bisherigen Fördersystem festgesetzten Einspeisevergütung von 9,02 ct/kWh. Diese Vergütung hatte allerdings in den vergangenen Jahren kaum ausgereicht, um den weiteren Ausbau von Freiflächen-Photovoltaik anzuregen. Vgl. BUNDESNETZAGENTUR (2015), S. 1 ff.

Literaturverzeichnis

AGORA ENERGIEWENDE (2014a): Ausschreibungen für Erneuerbare Energien – Welche Fragen sind zu prüfen?, Hintergrundpapier Juni 2014, elektronisch verfügbar unter www.agora-energiewende.de/service/publikationen/publikation/pub-action/show/pub-title/ausschreibungen-fuer-erneuerbare-energien/

AGORA ENERGIEWENDE (2014b): Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen, Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz, Studie durchgeführt von Energy Brainpool, Juni 2014, elektronisch verfügbar unter www.agora-energiewende.de/service/publikationen/publikation/pub-action/show/pub-title/negative-strompreise-ursachen-und-wirkung/

BbEN [Bündnis Bürgerenergie e.V.]; BUND [Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland] (2014): Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen, Studie durchgeführt von Leuphana Universität Lüneburg und Uwe Nestle, April 2014, elektronisch verfügbar unter www.buendnis-buergerenergie.de/publikationen/studien/

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft] (2014a): Strompreisanalyse Juni 2014, elektronisch verfügbar unter [bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/\\$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf)

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft] (2014b): Stellungnahme zu den Eckpunkten des BMWi für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, August 2014, elektronisch verfügbar unter [www.bdew.de/internet.nsf/id/20140821-o-stellungnahme-zu-den-eckpunkten-des-bmwi-fuer-ein-ausschreibungsdesign-fuer-photovoltaik-\\$file/158_BDEW_Stellungnahme_Auktionsdesign_oA.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140821-o-stellungnahme-zu-den-eckpunkten-des-bmwi-fuer-ein-ausschreibungsdesign-fuer-photovoltaik-$file/158_BDEW_Stellungnahme_Auktionsdesign_oA.pdf)

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft] (2015): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Graphiken, Energie-Info Mai 2015, elektronisch verfügbar unter [www.bdew.de/internet.nsf/id/20150511-o-energie-info-erneuerbare-energien-und-das-eeg-zahlen-fakten-grafiken-2015-de/\\$file/Energie-Info_Erneuerbare_Energien_und_das_EEG_2015_11.05.2015_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150511-o-energie-info-erneuerbare-energien-und-das-eeg-zahlen-fakten-grafiken-2015-de/$file/Energie-Info_Erneuerbare_Energien_und_das_EEG_2015_11.05.2015_final.pdf)

BEE [Bundesverband Erneuerbare Energie] (2014): Stellungnahme für das Konsultationsverfahren zu den Eckpunkten des BMWi für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, August 2014, elektronisch verfügbar unter www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/20140822_BEE-Stellungnahme_zur_BMWi-Konsultation_zu_Ausschreibungsverfahren.pdf

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014): Eckpunkte für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Juli 2014, elektronisch verfügbar unter www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunktepapier-photovoltaik-freiflaechenanlagen.pdf

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2015): Verordnung der Bundesregierung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen zur Förderung der erneuerbaren Energien, veröffentlicht im Bundesgesetzblatt am 11. Februar 2015, mit Verordnungsbegründung elektronisch verfügbar unter www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/verordnung-zur-einfuehrung-von-ausschreibungen-der-finanziellen-foerderung-fuer-freiflaechenanlagen.pdf

BOFINGER, PETER (2013): Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen Dritten Weg?, Gutachten für die Baden-Württemberg Stiftung gGmbH, September 2013, elektronisch verfügbar unter www.rz.uni-wuerzburg.de/fileadmin/12010100/Publikationen/Bofinger/Diskussionsbeitraege_und_Gutachten/Gutachten_Bofinger_EEG.pdf

BUNDESNETZAGENTUR (2015): Vorläufige Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Hintergrundpapier vom 30. April 2015, elektronisch verfügbar unter www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Gebotstermin_15_04_2015/Hintergrundpapier_PV-FFA_Runde1.pdf

ECOFYS (2014): Ausgestaltung des Pilotausschreibungssystems für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Juli 2014, elektronisch verfügbar unter www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/W/wissenschaftlicher-bericht-photovoltaikanlagen.pdf

FRONTIER ECONOMICS (2014): Technologieoffene Ausschreibungen für Erneuerbare Energien, Studie für EFET [European Federation of Energy Traders] Deutschland, Juni 2014, elektronisch verfügbar unter www.efet-d.org/Cms_Data/Contents/EFETDeutschlandDatabase/Folders/Documents/Verschiedenes/EFET-Veroeffentlichungen/~contents/QF3JSK3Z48MN9KDY/EFET-Deutschland-Studie-26-06-2014.pdf

HAUCAP, JUSTUS; KÜHLING, JÜRGEN (2012): Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung: Das Quotenmodell, DICE [Düsseldorf Institute for Competitive Economics] Ordnungspolitische Perspektiven Nr. 33, November 2012, auch erschienen in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63/3, 2013, S. 41-49, elektronisch verfügbar unter www.dice.hhu.de/fileadmin/redaktion/Fakultaeten/Wirtschaftswissenschaftliche_Fakultaet/DICE/Ordnungspolitische_Perspektiven/033_OP_Haucap_Kuehling.pdf

IRENA [INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY] (2013): Renewable Energy Auctions in Developing Countries, elektronisch verfügbar unter www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Renewable_energy_auctions_in_developing_countries.pdf

ISE [FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME] (2013): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, November 2013, elektronisch verfügbar unter www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf

IZES [Institut für Zukunfts-Energie-Systeme] (2014): Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung, Studie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie, Mai 2014, elektronisch verfügbar unter www.buendnis-buergerenergie.de/app/download/5888576662/Studie_EE-Ausschreibungen_IZES_BEE_20052014.pdf

KAHLES, MARKUS (2014): Ausschreibungen als neues Instrument im EEG 2014 – Ein Überblick zu den relevanten Regelungen im EEG 2014, Hintergrundpapier der Stiftung Umweltenergierecht, Juli 2014, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 6, elektronisch verfügbar unter www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/Aktuelles/WueBericht_6_Ausschreibungen_im_EEG_2014_2014-07-16.pdf

KLEMPERER, PAUL (2002): What Really Matters in Auction Design, in: Journal of Economic Perspectives, Vol. 16, Nr. 1, S. 169-189

KOPP, OLIVER ET AL. (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, Studie der MVV Energie AG Mannheim, Juli 2013, elektronisch verfügbar unter www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv_energie_gruppe_1/nachhaltigkeit_1/MVV_Studie_EE_Marktdesign_2013.pdf

MAURER, LUIZ T.; BARROSO, LUIZ A. (2011): Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices, A World Bank Energy Study, Washington D.C, elektronisch verfügbar unter <http://documents.worldbank.org/curated/en/2011/01/14830990/electricity-auctions-overview-efficient-practices>

MONOPOLKOMMISSION (2011): Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten 59, elektronisch verfügbar unter www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s59_volltext.pdf

MONOPOLKOMMISSION (2013): Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten 65, elektronisch verfügbar unter www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s65_volltext.pdf

PAHLE, MICHAEL ET AL. (2014): EE Förderinstrumente und Risiken: Eine ökonomische Aufarbeitung der Debatte zur EEG Reform, Diskussionspapier Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, März 2014, elektronisch verfügbar unter www.pik-potsdam.de/members/pahle/pahle-et-al-forderung-ee-und-risiken-marz-2014.pdf

R2B ENERGY CONSULTING (2014): Auktionsdesign für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen, Gutachten im Auftrag des BDEW, September 2014, elektronisch verfügbar unter [www.bdew.de/internet.nsf/id/2F2AAF725402B2E1C1257D4F003B5BB3/\\$file/160_Bericht%20Auktionsdesign_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/2F2AAF725402B2E1C1257D4F003B5BB3/$file/160_Bericht%20Auktionsdesign_final.pdf)

RWI [RHEINISCH-WESTFÄLISCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG] (2012): Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien, Projekt im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, RWI Projektbericht, August 2012, elektronisch verfügbar unter www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_Marktwirtschaftliche-Energiewende.pdf

SACHVERSTÄNDIGENRAT [ZUR BEGUTACHTUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN ENTWICKLUNG] (2011): Verantwortung für Europa wahrnehmen, Jahresgutachten 2011/12, Kapitel 6 (Energiepolitik: Erfolgreiche Energiewende nur im europäischen Kontext), elektronisch verfügbar unter www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/download/gutachten/ga11_vi.pdf

SACHVERSTÄNDIGENRAT [ZUR BEGUTACHTUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN ENTWICKLUNG] (2013): Gegen eine rückwärts-gewandte Wirtschaftspolitik, Jahresgutachten 2013/14, Kapitel 10 (Energiepolitik: Warten auf die dringend notwendigen Weichenstellungen), elektronisch verfügbar unter www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg201314/dokumente/JG13_X.pdf

VKU [VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN] (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland (Kurzfassung), März 2013, elektronisch verfügbar unter www.vku.de/fileadmin/media/Bilder/130620_EMD_Gutachten_Kurzfassung.pdf

Gesetzestexte

EEAG: Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, deutsche Fassung elektronisch verfügbar unter [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01))

EEG 2012: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) in der Fassung vom 17. August 2012, elektronisch verfügbar unter www.clearingstelle-eeg.de/files/EEG2012_juris_120817.pdf

EEG 2014: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014), elektronisch verfügbar unter www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/; zur Gesetzesbegründung vgl. Drucksache 18/1304 des Deutschen Bundestags, elektronisch verfügbar unter dipbt.bundestag.de/dip21/btd/18/013/1801304.pdf