

Erik Gawel, Alexandra Purkus

EEG 2017 – Mehr Markt bei der Erneuerbare-Energien-Förderung?

Nach 2012 und 2014 wurde nunmehr die Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG abermals grundlegend umgestaltet. Ausschreibungen sollen künftig Erzeugungskosten senken und zugleich die Ausbaumengen kontrollieren. Der Beitrag geht der Frage nach, inwieweit dies durch das EEG 2017 gelingen kann und ob die Kritik berechtigt ist, dass die Reform als Bremsklotz der Energiewende und Gefahr für die Akteursvielfalt wirke.

Das neue Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) 2017 wurde am 13.10.2016 beschlossen und wird – nach Notifizierung durch die EU-Kommission – zum 1.1.2017 in Kraft treten.¹ Zentrale Ziele der Reform sind eine erhöhte Kosteneffizienz der Förderung erneuerbarer Energien sowie eine Verbesserung der Mengensteuerung, um insbesondere die Koordination des Ausbaus Erneuerbarer mit dem Netzausbau zu erleichtern.² Gleichzeitig soll die „Akteursvielfalt“ bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gewahrt bleiben. Die Reformziele sollen im Wesentlichen durch einen weitgehenden Wechsel zu Ausschreibungen erreicht werden, die im Einklang mit den

„Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“³ der Europäischen Kommission einen weiteren Schritt in Richtung der „Marktintegration von Erneuerbaren“ darstellen sollen. Hiermit wird eine Abkehr von der bisherigen Preissteuerung (über administrierte Einspeisetarife bzw. -prämien) in Richtung einer Mengensteuerung vollzogen, die grundsätzlich den Preis als Marktantwort und die Menge als staatliche Vorgabe betrachtet (statt wie bisher umgekehrt). Die wettbewerbliche Bestimmung der Vergütungshöhe wird damit zum Regelfall erhoben, nachdem das EEG 2012 mit dem Marktprämienmodell bereits erste Marktpreiselemente in die Vergütung eingeführt und das EEG 2014 die Direktvermarktung (außer für Kleinanlagen) verpflichtend gemacht hatte.⁴

1 Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien vom 13.10.2016, BGBl I, S. 2258. Für eine detaillierte Übersicht der Änderungen vgl.: J. Vollprecht, M. Altröck: Die EEG-Novelle 2017: Von Ausschreibungen bis zuschaltbare Lasten, in: EnWZ, 5. Jg. (2016), H. 9, S. 387-396; M. E. Elspas et al.: Das EEG 2017 – Ein Überblick über die Neuerungen, in: Kölner Schrift zum Wirtschaftsrecht, 7. Jg. (2016), H. 3, S. 211-219; J. Dinter: Die Novellierung des EEG 2017 – Übersicht über das beschlossene Gesetz und die Auswirkungen auf die Projektentwicklung, in: Versorgungswirtschaft 2016, 68. Jg. (2016), H. 8, S. 229-234.

2 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): EEG-Novelle 2017. Kernpunkte des Bundestagsbeschlusses vom 8.7.2016, Bundestagsdrucksache 18/8832, Berlin 2016.

Ausschreibungen als Herzstück der Reform

Allerdings werden Ausschreibungen nicht flächendeckend und technologieneutral eingeführt, sondern nach § 22 EEG 2017 nur – und jeweils spezifisch – für die Technologiegruppen Windenergie an Land, Windenergie auf See, Solarenergie (Freiflächenanlagen und große Dach- und Gebäudeanlagen) sowie Biomasse (Neu- und Bestandsanlagen).⁵ Bei der Windenergie an Land und So-

3 Europäische Kommission: Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, Amtsblatt der Europäischen Union vom 28.6.2014, 2014/C 200/01, .

4 Vgl. M. Klobasa et al.: Market integration of renewable electricity generation – the German market premium model, in: Energy & Environment, 24. Jg. (2013), H. 1-2, S. 127-146; A. Purkus et al.: Market integration of renewable energies through direct marketing – lessons learned from the German market premium scheme, in: Energy, Sustainability and Society, 5. Jg. (2015), H. 1, S. 12; S. Wassermann et al.: Current challenges of Germany's energy transition project and competing strategies of challengers and incumbents: The case of direct marketing of electricity from renewable energy sources, in: Energy Policy, 76. Jg. (2015), S. 66-75.

5 Biomasse-Bestandsanlagen können an den Ausschreibungen teilnehmen, wenn sie maximal noch acht Jahre EEG-förderberechtigt sind und bestimmte Flexibilitätsanforderungen erfüllen, und erhalten im Erfolgsfall eine zehnjährige Förderung. Die Teilnahme ist auch für Anlagen ≤ 150 kW möglich (vgl. § 39f EEG 2017).

Prof. Dr. Erik Gawel ist Direktor des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig und leitet das Department Ökonomie am Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ in Leipzig.

Dr. Alexandra Purkus ist wissenschaftliche Mitarbeiterin am UFZ.

larenergie sind zudem Anlagen ≤ 750 kW an installierter Leistung von den Ausschreibungen ausgenommen und erhalten weiterhin die administrierte Marktprämie; das Gleiche gilt für Biomasseanlagen ≤ 150 kW sowie die Technologiegruppen Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Geothermie.⁶ Die administrierte Einspeisevergütung bleibt für Kleinanlagen ≤ 100 kW sowie übergangsweise als Ausfallvergütung erhalten (§ 21 EEG 2017). Auch stellen die Ausschreibungen in ihrer eingeführten Form kein reines Mengen-, sondern ein Hybridinstrument dar, da die wettbewerblich bestimmten „anzulegenden Werte“ für die Berechnung der Marktprämie über administrativ gesetzte Höchstpreise gleichzeitig noch gedeckelt sind (Preis- und Mengensteuerung).⁷

Der Wechsel zu Ausschreibungen wird kontrovers beurteilt, zumal internationale Erfahrungen bislang darauf hinweisen, dass der Erfolg des Modells stark vom Ausgestaltungsdesign und dessen Anpassung an spezifische marktliche Rahmenbedingungen abhängt.⁸ Zentrale Fragen ergeben sich in Bezug auf unsichere Realisierungsraten, die Auswirkung erhöhter Projektentwicklungs- und Investitionsrisiken auf Investitionsneigung und Risikokosten sowie die Auswirkung erhöhter Risiken und anderer Faktoren (wie z.B. Transaktionskosten und Komplexitätsgrad) auf die Akteursvielfalt. Im Folgenden wird diskutiert, wie das EEG 2017 vor diesem Hintergrund zu bewerten ist: Trägt es voraussichtlich zu mehr Kosteneffizienz, besser koordinierten Ausbaupfaden und gesicherter Akteursvielfalt bei?

Effizienzverbesserungen beim Ausbau erneuerbarer Energien?

Grundidee bei der wettbewerblichen Vergütungsbestimmung ist, dass der Markt das kosteneffizienteste Angebot für ein festgelegtes Mengenziel bestimmt. Im EEG 2017 ergeben sich allerdings erhebliche Abweichungen

von dieser Vorgabe. Neben der begrenzten Reichweite des Ausschreibungsmechanismus nach Technologien und Anlagengrößen ist insbesondere die Differenzierung der Förderung nach Technologie, Größenklasse und zum Teil regionalen Charakteristika hervorzuheben. Dies läuft grundsätzlich einer marktendogenen Bestimmung der jeweils günstigsten Technologien bzw. Projekten zuwider, spiegelt jedoch spezielle Zielstellungen der Energiepolitik wider.⁹ Entsprechend wurden im Vorfeld der Reform im Interesse der statischen Kosteneffizienz technologieneutrale Ausschreibungen gefordert.¹⁰ Tatsächlich lässt sich absehen, dass die Verteilung der Neuanlagen auf Technologiegruppen einen deutlichen Einfluss auf die Förderkostenentwicklung haben wird, wobei sich insbesondere die Windenergie auf See als vergleichsweise teure Option erweist.¹¹ Im Sinne der dynamischen Effizienz ist die Beibehaltung der Technologiedifferenzierung allerdings begrüßenswert, da so einem Portfolio an Erneuerbare-Energien-Technologien ermöglicht wird, ihre Lernkurven abzuschreiten.¹² Und auch unter Systemintegrationsgesichtspunkten kann sich ein Portfolio an Erneuerbaren mit unterschiedlichen Einspeiseprofilen (wie Wind an Land, Wind auf See, Solarenergie) als kostengünstiger erweisen als ein alleiniger Fokus auf die Technologie mit den niedrigsten Stromgestehungskosten. Zudem eröffnen technologiedifferenzierte Ausschreibungen die Möglichkeit, Designelemente wie Höchstpreise, Präqualifikationsanforderungen, Sicherheits- und Strafzahlungen genauer an technologiespezifische Marktcharakteristika anzupassen.¹³ Die Differenzierung des Förderinstruments nach Größenklasse spiegelt derweil sowohl Transaktionskostenüberlegungen wider als auch das Ziel, kleinen Akteuren die Teilnahme an der erneuerbaren Stromerzeugung zu erleichtern.¹⁴

Beispiele für regionale Differenzierung finden sich in der Beibehaltung des (überarbeiteten) Referenzertragsmo-

6 Bei Letzteren wird dies mit der begrenzten Ausbaudynamik und einem geringen zu erwartenden Wettbewerbsniveau bei Ausschreibungen begründet (vgl. Bundestagsdrucksache 18/8832, S. 201). Zudem sind nach § 22 EEG 2017 in begrenztem Umfang Pilotwindenergieanlagen an Land und auf See von dem Erfordernis der Ausschreibungsteilnahme ausgenommen, und zum Teil kommen Übergangsfristen zum Tragen.

7 Vgl. etwa § 36b EEG 2017 (Windenergie an Land), § 37b EEG 2017 (Solarenergie), § 39b EEG 2017 (Biomasse).

8 Vgl. P. del Río, P. Linares: Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35. Jg. (2014), S. 42-56; Agora Energiewende: Ausschreibungen für Erneuerbare Energien. Welche Fragen sind zu prüfen?, Berlin 2014; B. Bayer et al.: Internationale Erfahrungen mit Ausschreibungen für erneuerbare Energien, IASS Working Paper, Potsdam 2016; F. Wigand et al.: Auctions for Renewable Energy Support: Lessons Learnt from International Experiences, AURES Project Report D4.2, Ecofys 2016; kritisch insbesondere E. Hauser et al.: Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung, Saarbrücken 2014; U. Nestle et al.: Das EEG: Besser als sein Ruf, WISO DISKURS, Nr. 11/2016, Bonn 2016.

9 Vgl. BMWi: EEG Novelle 2017 ..., a.a.O.; Bundestagsdrucksache 18/8832.

10 Vgl. Frontier Economics: Studie „Technologieoffene Ausschreibungen für Erneuerbare Energien“, London 2014; Monopolkommission: Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Bonn 2015, S. 80 f.

11 Vgl. Institut der deutschen Wirtschaft Köln: EEG 2017: Eine Kostenabschätzung. Mögliche Entwicklungen der Förderkosten bis 2020 und 2025, Köln 2016.

12 Vgl. E. Gawel et al.: The rationales for technology-specific renewable energy support: conceptual arguments and their relevance for Germany, UFZ-Diskussionspapiere, Nr. 4/2016, Leipzig 2016; S. Bode: Vom EEG zur Marktintegration von erneuerbaren Energien, in: *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht*, 37. Jg. (2014), H. 2, S. 151 ff.; P. del Río: The dynamic efficiency of feed-in tariffs: The impact of different design elements, in: *Energy Policy*, 41. Jg. (2012), S. 139-151.

13 Vgl. Agora Energiewende, a.a.O., S. 29; Ecofys et al.: Ausschreibungen für erneuerbare Energien. Wissenschaftliche Empfehlungen, Berlin 2015, S. 18 f.

14 Vgl. Bundestagsdrucksache 18/8832, S. 199 ff.

dells für Wind an Land (§ 36h in Verbindung mit Anlage 2 EEG 2017), das durch die Anpassung der Vergütung an die Standortgüte auf eine regional ausgeglichene Verteilung des Windenergie-Ausbaus abzielt.¹⁵ Gleichzeitig wird in Gebieten mit Netzengpässen (Netzausbaugebieten) die ausgeschriebene Menge für Wind an Land reduziert (nach § 36c EEG 2017 in Verbindung mit § 88b EEG 2017), um Systemintegrationskosten in Form von Redispatch-Kosten zu verringern.¹⁶ Allerdings begrenzt bzw. verzögert diese Maßnahme den Ausbau gerade an besonders windhöffigen Standorten.¹⁷ Eine weitere regionale Differenzierungsmaßnahme findet sich in der Länderöffnungsklausel nach § 37c EEG 2017, nach der Bundesländer über die Nutzung von Acker- und Grünflächen für Solarenergie in benachteiligten Gebieten entscheiden können. Bisherigen Pilotausschreibungen im Rahmen der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV)¹⁸ nach zu urteilen, können Projekte auf solchen Flächen Kostenvorteile aufweisen.¹⁹ Allerdings werden mögliche Umweltkosten nicht berücksichtigt.

Doch auch innerhalb der Technologiegruppen wird die Bestimmung der Vergütungshöhe nicht ausschließlich dem Wettbewerb überlassen, wie die Hybridisierung des Mengeninstruments durch administrierte Höchstwerte zeigt. Diese sichern zwar gegen höher als erwartet ausfallende Kosten ab, indizieren aber mangelndes Vertrauen in die Preisfindungsfunktion des Marktes. Gleichzeitig steht die administrative Festsetzung der (mit unterschiedlichen dynamischen Anpassungsregeln ausgestatteten) Höchstwerte ähnlichen Problemen gegenüber wie die gesetzliche Bestimmung von anzulegenden Werten für die Marktprämie: Bei zu niedrig gesetzten Werten bzw. zu starker Degression kann es zu einem Verfehlen von Mengenzielen kommen, bei zu hohen Werten bzw. zu niedriger Degression hingegen zu einer „Überförderung“, wenn kein ausreichendes Wettbewerbsniveau gegeben ist. Im FFAV-Pilotverfahren war der Wettbewerb allerdings hoch – Höchstwerte wurden deutlich unterschritten, und die durchschnittliche Förderhöhe nahm von Runde zu Runde ab (vgl. Tabelle 1).²⁰

15 Vgl. BMWi: EEG Novelle 2017 ..., a.a.O., S. 9 f.

16 Vgl. ebenda, S. 8. Zuschläge dürfen in Netzausbaugebieten nur in Höhe einer Obergrenze von 58% der im Jahresdurchschnitt von 2013 bis 2015 in diesem Gebiet in Betrieb genommenen installierten Leistung erfolgen (§ 36c Abs. 4 EEG 2017).

17 Dazu J. Vollprecht, M. Altmann, a.a.O., S. 389 f.

18 Verordnung zur Ausschreibung der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen vom 6.2.2015 (BGBl. I S. 108).

19 Vgl. Bundesnetzagentur: Hintergrundpapier Ergebnisse der vierten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen vom 1.4.2016, Bonn 2016.

20 Vgl. dies.: Bericht Pilotausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Bonn 2016; BMWi: Ausschreibungsbericht nach § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014), Berlin 2016.

Tabelle 1
Ergebnisse der ersten fünf Ausschreibungsrunden für Solar-Freiflächenanlagen

Ausschreibungsrunden	4/2015	8/2015	12/2015	4/2016	8/2016
Ausgeschriebene Menge in MW	150	150	200	125	125
Eingereichte Gebote (Gebotsvolumen) in MW	170 (715)	136 (558)	127 (562)	108 (540)	62 (311)
Zuschläge (Zuschlagsvolumen) in MW	25 (157)	33 (159)	43 (204)	21 (128)	25 (130) ¹
Durchschnittliche Förderhöhe in ct/kWh	9,17	8,48	8,00	7,41	7,25
Höchstwert in ct/kWh	11,29	11,18	11,09	11,09	11,09
Preismechanismus	Gebotspreis	Einheitspreis	Einheitspreis	Gebotspreis	Gebotspreis

¹ Nach Leistung der Zweitsicherheiten Reduktion auf 22 (118).

Quellen: BMWi: Ausschreibungsbericht nach § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014), Berlin 2016, S. 8; Bundesnetzagentur: Hintergrundpapier Ergebnisse der vierten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen vom 1.4.2016, Bonn 2016; dies.: Bericht Pilotausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Bonn 2016; dies.: Hintergrundpapier Ergebnisse der fünften Ausschreibungsrunde für Photovoltaik(PV)-Freiflächenanlagen vom 1.8. 2016, Bonn 2016.

Bei der langfristigen Beurteilung der Kosteneffizienz ist darüber hinaus zu berücksichtigen, dass Risikokosten von Erneuerbare-Energien-Projekten steigen.²¹ Im Vergleich zur administrierten Marktprämie sind Ausschreibungen mit erhöhten Risiken für die Produzenten verbunden, da Kosten für Vorprojektierung und Auktionsteilnahme nur bei erfolgreichem Gebot eine Förderung gegenübersteht. Um Verluste zu vermeiden, müssen Kosten für Projekte, die keinen Zuschlag erhalten, auf das Projektportfolio von Anbietern umgelegt werden.²² Zudem sind erhöhte Transaktionskosten zu erwarten, die bei Marktakteuren im Wesentlichen durch die Vorbereitung von und Teilnahme an Ausschreibungen entstehen, und auf Seiten der Bundesnetzagentur durch Prozesse wie die Prüfung der Gebote und die Abwicklung von Zuschlägen, Sicherheitszahlungen und Strafzahlungen.²³ Die Einführung von Ausschreibungen, aber auch das Nebeneinander aus drei

21 Vgl. M. Pahle et al.: EE Förderinstrumente & Risiken: Eine ökonomische Aufarbeitung der Debatte zur EEG Reform. PIK Diskussionspapier, Potsdam 2014. Zur Auswirkung verschiedener Designoptionen auf Risikoaufschläge vgl. Ecofys et al., a.a.O.

22 Vgl. J. Dinter, a.a.O., S. 234.

23 Dazu im Detail F. Bruttel et al.: Auktionen als Förderinstrument für erneuerbare Energien – eine institutionenökonomische Bewertung unter besonderer Berücksichtigung der Photovoltaik-Freiflächenausschreibungsverordnung, UFZ-Bericht 01/2016, Leipzig 2016. Vgl. auch Bundesnetzagentur: Bericht Pilotausschreibungen ..., a.a.O., S. 15 f.

verschiedenen Fördersystemen macht das System der Erneuerbare-Energien-Förderung deutlich komplexer.²⁴

Im Ergebnis bleibt offen, ob so Förderungskosten insgesamt im Vergleich zur administrierten Marktprämie gesenkt werden können – erhöhte Risikokosten und Transaktionskosten müssen durch Vorteile der dezentralen, wettbewerblichen Preisfindung erst einmal wieder wettgemacht werden.²⁵ Selbst wenn sich entsprechende Verbesserungen der Kosteneffizienz ergeben, ist es wahrscheinlich, dass die EEG-Umlage, die durch die Differenzkosten zwischen Vergütung und Vermarktungserlösen für erneuerbaren Strom bestimmt wird, mittelfristig weiter ansteigt – neben den Förderkosten für Neuanlagen (insbesondere im Bereich Wind auf See) stellt hier die Entwicklung der Börsen-Strompreise und damit der Vermarktungserlöse für erneuerbaren Strom einen wichtigen Einflussfaktor dar.²⁶ Die Besondere Ausgleichsregelung, die den Belastungskreis der EEG-Umlage (und damit die Ausnahmen) maßgeblich regelt, wird zudem 2017 umlagetreibend erneut ausgeweitet.²⁷

Verbesserung der Mengensteuerung?

Der Umstieg auf ein Mengeninstrument suggeriert auch eine effektive Steuerung von Ausbaukorridoren und das Erreichen von Mengenzielen, aber dies erweist sich keinesfalls als gesichert. Insbesondere die Realisierungsquote von bezuschlagten Projekten bleibt eine große offene Frage, die angesichts von Realisierungsfristen von zwei Jahren oder länger erst im Laufe der Zeit zu beantworten sein wird.²⁸ Das Risiko der Nicht-Realisierung steigt insbesondere bei hohem Wettbewerbsdruck, wenn zur Erlangung eines Zuschlags Gebote abgegeben werden, die nur unter äußerst günstigen Bedingungen (z.B. bei zukünftiger Anlagenkostendegression oder steigen-

Tabelle 2

Ausbaupfade und ausgeschriebene Mengen

	Wind an Land	Wind auf See	Solar	Biomasse
Ausbaupfad	Brutto-Zubau 2017-2019 2800 MW/Jahr, ab 2020 2900 MW/Jahr	Steigerung auf 6500 MW installierte Kapazität 2020, 15 000 MW 2030	Brutto-Zubau 2500 MW/Jahr	Brutto-Zubau 2017-2019 150 MW/Jahr, 2020-2022 200 MW/Jahr
Ausgeschriebene Mengen	entspricht Ausbaupfad	Nach § 17 und § 27 Windenergie-auf-See-Gesetz	600 MW/Jahr	entspricht Ausbaupfad

Quellen: §§ 4 und 28 EEG 2017.

dem Strompreisniveau) zu realisieren wären.²⁹ Auch eine zu niedrige Festsetzung von Höchstpreisen kann die Abgabe von Geboten begünstigen, bei denen die Realisierungswahrscheinlichkeit stark von Marktentwicklungen abhängt. Im Extremfall könnten niedrige Höchstpreise dazu führen, dass sich nicht genug Gebote für eine ausgeschriebene Menge finden, insbesondere wenn die Einpreisung von Risiko- und Transaktionskosten nicht hinreichend bei ihrer Festlegung berücksichtigt wird. Strafzahlungen und Präqualifikationsanforderungen (wie das Vorliegen der Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz bei Windenergie an Land, vgl. § 36 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017) erhöhen Kosten der Nicht-Realisierung, aber auch die Risiken der Teilnahme an Ausschreibungen.³⁰

Internationale Erfahrungen zeigen, dass Realisierungsraten unter 100% üblich und Verzögerungen häufig sind, allerdings hängt dies nicht notwendigerweise mit dem Instrument der Ausschreibungen zusammen, sondern auch mit Rahmenbedingungen wie z.B. Verzögerungen beim Netzanschluss.³¹ Um die Realisierung der technologie-spezifischen Ausbaupfade sicherzustellen, lassen zu erwartende Realisierungsquoten unter 100% eine Ausdehnung der ausgeschriebenen Mengen über die Ausbauziele hinweg empfehlenswert erscheinen.³² Im EEG 2017 entspricht zumindest für Wind an Land und Biomasse die

24 Vgl. M. E. Elspas et al., a.a.O., S. 219.

25 Weitere statische Kosteneffizienzverbesserungen mögen durch eine begrenzte (5% der jährlich zu installierenden Leistung) vorgesehene Öffnung der Ausschreibungen für Projekte in anderen EU-Mitgliedstaaten realisierbar sein (§ 5 Abs. 2 EEG 2017 in Verbindung mit § 88a EEG 2017).

26 Vgl. Institut der deutschen Wirtschaft Köln, a.a.O.

27 Durch die Härtefallregelung § 64 Abs. 1a EEG 2017 werden Schwellenwerte für strom- und handelsintensive Branchen der Liste 1 des Anhangs 4 abgesenkt, nachdem einige Unternehmen durch eine Anhebung der Schwellenwerte im EEG 2014 aus dem Anwendungsbereich der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) gefallen waren, vgl. M. E. Elspas et al., a.a.O., S. 219; Gesetzentwurf der Bundesregierung, a.a.O., S. 371.

28 Realisierungsfristen betragen z.B. 24 Monate für Solarenergie (§ 37d Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017) und neue Biomasseanlagen (§ 39d Abs. 1 EEG 2017), oder 30 Monate für Wind an Land (§ 36e Abs. 1 EEG 2017), und können unter bestimmten Voraussetzungen verlängert werden.

29 Vgl. Agora Energiewende, a.a.O., S. 21; im Kontext der Pilotausschreibungen der Freiflächenausschreibungsverordnung E. Gawel et al.: Auktionen als Förderinstrument für erneuerbare Energien. Erfahrungen mit den Ausschreibungsrunden 2015 nach FFAV und Implikationen für die Weiterentwicklung im EEG 3.0, in: EnWZ, 5. Jg. (2016). H. 4, S. 156 f.

30 Vgl. Agora Energiewende, a.a.O., S. 21 f.

31 Vgl. B. Bayer et al., a.a.O.; F. Wigand et al., a.a.O.

32 Auch Bundesnetzagentur: Bericht Pilotausschreibungen ..., a.a.O., S. 17.

ausgeschriebene Menge gerade dem Ausbaupfad (vgl. Tabelle 2).³³

Die Zielgenauigkeit der Mengensteuerung wird zudem durch die erforderliche Abstimmung von ausgeschriebenen mit nicht-ausgeschriebenen Mengen herabgesetzt. Besonders deutlich wird dies bei der Solarenergie, da hier der Großteil des angestrebten Brutto-Zubaus außerhalb der Ausschreibung stattfinden soll (vgl. Tabelle 2). Zudem hängt das Erreichen von übergeordneten Ausbauzielen – wie dem langfristigen Ziel von mindestens 80% Erneuerbare-Energien-Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2050 (vgl. § 1 Abs. 2 EEG 2017) – stark von der weiteren Entwicklung der Windenergie auf See ab. Weitere Einschränkungen können sich aus der Begrenzung des Wind-Zubaus in „Netzausbaubereichen“ ergeben sowie aus dem Umstand, dass sich Mengenziele auf den Brutto-Zubau und nicht den Netto-Zubau über die Stilllegung von Altanlagen hinaus beziehen.³⁴

Insgesamt ist zu erwarten, dass die Festlegung, welcher Beitrag zu Ausbauzielen von welcher Technologie und Größenklasse geleistet werden soll, kaum einen geringeren Informationsaufwand erfordert als eine administrierte Preissetzung. Im Wesentlichen ändert sich die primäre Variable von vorwiegend preisgesteuert – mit dem „atmenden Deckel“ hatte die PV-Novelle 2012 für Solarenergie bereits Hybridelemente in die Preissteuerung eingeführt, im EEG 2014 wurde auch für weitere erneuerbare Energien eine Anpassung der Fördersatzdegression an realisierte Ausbaumengen eingeführt – zu vorwiegend mengengesteuert. Dies ist aber nicht gleichbedeutend mit „mehr Markt“ oder einer geringeren Anfälligkeit für Fehlsteuerungen. Insbesondere bleibt eine laufende Anpassung von Ausschreibungsmengen an Realisierungsquoten, Technologiemarkt- und Stromsystementwicklungen nötig, um zu verhindern, dass der Ausbau von erneuerbaren Energien gebremst wird, selbst wenn höhere Ausbaumengen günstig zu realisieren gewesen wären.³⁵

Ausschreibungen und Akteursvielfalt

Akteursvielfalt wird als wichtiges Merkmal der deutschen Energiewende betrachtet und soll nach dem Willen des Gesetzgebers auch bei der Umstellung auf Ausschrei-

bungen erhalten bleiben (§ 2 Abs. 5 S. 3 EEG 2014). Unterschiedliche Akteure können jedoch unterschiedlich gut mit der Erhöhung von Risiken und Transaktionskosten umgehen, die mit der Umstellung auf eine wettbewerbliche Vergütung einhergehen, und so wird die Möglichkeit negativer Auswirkungen insbesondere auf kleine Akteure als ein zentraler Kritikpunkt an Ausschreibungen gesehen.³⁶ Die im EEG 2017 implementierten Maßnahmen zur Förderung der Akteursvielfalt bleiben im Vergleich zu Diskussionen im Vorfeld³⁷ überschaubar – dies ist insofern folgerichtig, als dass Sonderregelungen letztlich immer die Gefahr bergen, durch einen nicht zielgerechten Zuschnitt die Akteursstruktur bzw. die Wahl von Geschäftsmodellen zu verzerren. Neben der bereits erwähnten Differenzierung des Förderinstruments nach Anlagengröße ist die Einrichtung von Beratungs- und Unterstützungsangeboten vorgesehen, und bei Ausschreibungen für Windenergie an Land gelten erleichterte Teilnahmebedingungen für lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaften (§ 36g EEG 2017).³⁸ Welche Akteure und Projekte hierfür infrage kommen, ist in § 3 Nr. 15 EEG 2017 in Verbindung mit § 36g EEG 2017 definiert.³⁹

Hierbei bleibt weiter zu diskutieren, ob diese Definition von „Bürgerenergiegesellschaft“ einen zielgerechten Zugang zu als besonders „förderungswürdig“ oder „unterstützungsbedürftig“ anerkannten Akteuren ermöglicht. Doch dies setzt eine Klärung voraus, welches Ziel mit Akteursvielfalt bzw. der Unterstützung bestimmter Akteure primär verfolgt werden soll – in der Debatte findet sich eine Vielzahl von Aspekten, wie Akzeptanz,

33 Eine Erhöhung der ausgeschriebenen Mengen für Windenergie an Land, Solar und Biomasse ist zunächst nur vorgesehen, wenn das bezuschlagte Volumen im vorangegangenen Kalenderjahr unterhalb des Ausschreibungsvolumens blieb (§ 28 Abs. 1a Satz 2, Abs. 2a Satz 3, Abs. 3a Satz 2). Bei Solaranlagen werden bei der Anpassung auch Gebote, für die keine Zweitsicherheit hinterlegt wurde, berücksichtigt.

34 Im EEG 2014 war für Windenergie an Land, für die Repowering besonders relevant ist, noch ein Ausbauziel von 2500 MW pro Jahr netto vorgesehen (§ 3 Nr. 1 EEG 2014).

35 Vgl. M. Altrock, J. Vollprecht, a.a.O., S. 388.

36 Vgl. etwa D. Ohlhorst: Akteursvielfalt und Bürgerbeteiligung im Kontext der Energiewende in Deutschland – das EEG und seine Reformen, in: J. Radke, L. Holstenkamp (Hrsg.): Energiewende und Partizipation – Transformationen von Gesellschaft und Technik, Heidelberg 2016 (im Erscheinen); K. Tews: Europeanization of energy and climate policy: The struggle between competing ideas of coordinating energy transitions, in: The Journal of Environment & Development, 24. Jg. (2015), H. 3, 267-291; E. Hauser et al., a.a.O., S. 51 ff.; U. Nestle: Ausschreibungen für Erneuerbare Energien: Überwindbare Hemmnisse für Bürgerenergie?, Kiel 2015.

37 Für einen Überblick der Optionen vgl. S. Tiedemann et al.: Akteursvielfalt Windenergie an Land. Herausforderungen, Akteursdefinition, Sonderregelungen, Berlin 2015; D. Jacobs et al.: Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Deutschland – Ausgestaltungsoptionen für den Erhalt der Akteursvielfalt, IASS Working Paper, Potsdam 2014; M. Petersen et al.: Wie kann die Akteursvielfalt bei Ausschreibungen sichergestellt werden?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 66. Jg. (2016), H. 3, S. 23-25.

38 BMWi: EEG Novelle 2017 ..., a.a.O.

39 Eine „Bürgerenergiegesellschaft“ ist nach § 3 Nr. 15 EEG 2017 eine Gesellschaft, die aus mindestens zehn natürlichen Personen besteht und bei der mindestens 51% der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegt, die seit mindestens einem Jahr vor Ort ihren Hauptwohnsitz haben. Zudem darf kein Gesellschafter über 10% der Stimmrechte an der Gesellschaft halten. Weitere Anforderungen sind nach § 36g EEG 2017 auch eine maximale Projektgröße von sechs Anlagen mit einer Gesamtleistung von maximal 18 MW, und das Erfordernis, dass der Gemeinde eine 10%ige Beteiligungsmöglichkeit angeboten worden sein muss.

Wettbewerbsintensität oder die „Demokratisierung“ der Energieversorgung.⁴⁰ Unterschiedliche Zielprioritäten erfordern unter Umständen unterschiedliche Maßnahmenbündel. Was die Akzeptanzbeschaffung für Projekte vor Ort angeht, zeigt sich die Beteiligung an Planungsverfahren zum Teil als verbesserungswürdig, zumal nicht immer eine ergebnisoffene Beteiligung möglich ist.⁴¹ Hier wäre also die Frage, ob „Bürgerenergie“ mit wirtschaftlicher Teilhabe vor Ort eine Art Zweitbeste-Strategie für lokale Mitbestimmung darstellen kann. Studien weisen allerdings darauf hin, dass finanzielle Teilhabe zwar zur Akzeptanzsteigerung beitragen kann,⁴² dass das Bedürfnis nach einer partizipativen Ausgestaltung von Planungsverfahren und Genehmigungsprozessen aber bestehen bleibt.⁴³ Für die Realisierung einer hohen Wettbewerbsintensität auf dem Markt für erneuerbare Energien sind hingegen nicht die lokale Eingebundenheit und auch nicht die Größe von Unternehmen entscheidend, sondern das Vorhandensein einer Vielzahl von miteinander konkurrierenden Akteuren.

Fazit

Der Blick auf das EEG 2017 zeigt, dass die Umstellung hin zu einer wettbewerblichen Vergütungssteuerung

nicht automatisch mit einer stärkeren Marktorientierung der Förderung für erneuerbare Energien gleichzusetzen ist. Stattdessen findet sich ein Hybrid aus Mengen- und Preissteuerung mit einer Vielzahl von hochspezifischen Regelungen und im Ergebnis ein ständig steigender Komplexitätsgrad. Die Relevanz von Risiko- und Transaktionskosten impliziert zudem, dass „mehr Markt“ in der Bestimmung von Fördersätzen nicht notwendigerweise geringere Kosten bedeutet. Die zentrale Frage für die Bewertung der Reform ist aber, ob die Ausbauziele nach wie vor effektiv erreicht werden können – unsichere Versuche, die Kosteneffizienz zu erhöhen, sollten nicht unabgestimmt auf Kosten der Effektivität gehen.

Allerdings sind Veränderungen in Richtung verbesserter Markt- und Systemintegration zweifelsfrei nötig, wenn erneuerbare Energien zur tragenden Säule des Stromsystems werden sollen. Einfache Lösungen für eine umfassende Systemtransformation gibt es dabei nicht – eine Weiterentwicklung der Förderung ist also nötig, und diese ist kaum fehlerfrei zu haben. Entsprechend zentral ist es, dass das Instrumentarium lernend fortentwickelt wird und die beschlossenen Regelungen, inklusive der Wahl des Ausschreibungsinstruments, laufend kritisch evaluiert werden. Dabei ist auch die Geschwindigkeit der Fortentwicklung zu beachten. Die Pilotausschreibungen nach der Freiflächenausschreibungsverordnung lassen bislang noch wenig Rückschlüsse auf langfristige Auswirkungen der Umstellung zu (etwa in Bezug auf Realisierungsraten), gleichzeitig soll die jetzt erfolgende Anwendung des Instruments auf andere erneuerbare Energien bereits ab 2018 die Erprobung technologieneutraler Ausschreibungen folgen.⁴⁴ Auch wenn Fehlentwicklungen zeitnah entgegengesteuert werden muss, sollte der weiteren Fortentwicklung des Fördersystems ausreichend Raum und Zeit für Lernprozesse gelassen werden – hier sind weder Fundamentalkritik noch vorschnelle Effizienzversprechen angebracht.

40 Hierzu E. Gawel, A. Purkus: Akteursvielfalt bei der Stromversorgung: Dimensionen, Zielkonflikte und staatlicher Handlungsbedarf, in: *Energiawirtschaftliche Tagesfragen*, 66. Jg. (2016), H. 7, S. 22-28.

41 Vgl. etwa R. Wulfhorst: Konsequenzen aus „Stuttgart 21“: Vorschläge zur Verbesserung der Bürgerbeteiligung, in: *DÖV – Die öffentliche Verwaltung*, 64. Jg. (2011), H. 15, S. 581 ff.; O. Renn et al.: Öffentlichkeitsbeteiligung bei Planungsvorhaben der Energiewende, *Helmholtz-Allianz ENERGY-TRANS Policy Brief*, Nr. 01/2014.

42 Vgl. etwa F. D. Musall, O. Kuik: Local acceptance of renewable energy: A case study from southeast Germany, in: *Energy Policy*, 39. Jg. (2011), H. 6, S. 3252-3260; P. Jakubowski, A. Koch: Energiewende, Bürgerinvestitionen und regionale Entwicklung, in: *Informationen zur Raumentwicklung*, 2012, H. 9/10, S. 475-490.

43 Vgl. J. Bovet, N. Lienhoop: Trägt die wirtschaftliche Teilhabe an Flächen für die Windkraftnutzung zur Akzeptanz bei? Zum Gesetzesentwurf eines Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetzes in Mecklenburg-Vorpommern unter Berücksichtigung von empirischen Befragungen, in: *Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER)*, 19. Jg. (2015), H. 3, 227-234.

44 Nach §§ 39i in Verbindung mit 88c EEG 2017. Dazu kritisch J. Vollprecht, M. Altmann, a.a.O., S. 392.

Title: EEG 2017 – Towards More Market Orientation of German Renewable Energy Support Policy?

Abstract: Within four years now, the German Renewable Energy Resources Act (EEG) has been amended in 2016 for the third time. The main point of the current reform is the extension of bidding schemes to determine the remuneration of renewable power generation. The article analyses whether or not the expected decrease in costs and improvement of deployment control could ever occur, and considers the critique of thwarting the energy transition and jeopardising the diversity of actors involved in the industry.

JEL Classification: H23, Q42, Q48