

Stellungnahme der Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften beim DGRV zum

Eckpunktepapier „Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

I Grundsätzliches

Die Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften beim DGRV vertritt die Interessen von etwa 850 Energiegenossenschaften mit ihren rund 150.000 Mitgliedern. Sie wird vom DGRV gemeinsam mit dem Baden-Württembergischen Genossenschaftsverband e. V., dem Genossenschaftsverband e. V., dem Genossenschaftsverband Bayern e. V., dem Genossenschaftsverband Weser-Ems e. V. und dem Rheinisch-Westfälischen Genossenschaftsverband e. V. getragen.

Die EEG-Vergütung für PV-Anlagen ist in den letzten drei Jahren erheblich gesunken. Neue PV-Projekte rechnen sich deshalb nur noch mit einem Eigenverbrauchsanteil bzw. wenn ein einzelner Stromletzterverbraucher von der Genossenschaft direkt beliefert wird (zumeist eine Kommune, die einen hohen externen Strombezugspreis hat). Aus diesem Grund ist für den überwiegenden Teil der Energiegenossenschaften das Hauptbetätigungsfeld der vergangenen Jahre weggebrochen. Sie haben sich neuen Geschäftsfeldern zugewendet, insbesondere der Windenergie. Bürgerschaftlich getragene Energiegenossenschaften und genossenschaftliche Energieversorgungsunternehmen projektieren selbst, gemeinschaftlich und in Kooperation mit externen Dienstleistern, kaufen schlüsselfertige Windenergieanlagen oder beteiligen sich an Windparks.

In den ersten beiden Ausschreibungsrunden der Photovoltaik-Freiflächenanlagen wurden insgesamt **sechs Gebote** von Genossenschaften abgegeben. **Kein Gebot** hat einen Zuschlag erhalten, weshalb u. E. **die Akteursvielfalt mit dem Ausschreibungsdesign für Photovoltaikfreiflächenanlagen nicht gewahrt wird**. Damit dieses negative Ergebnis nicht auch im Rahmen des Windausschreibungsdesigns eintreten wird, müssen weitere Maßnahmen ergriffen werden.

Wir begrüßen das Ziel der Bundesregierung, die Akteursvielfalt (§ 2 Abs. 5 Satz 3 EEG 2014) – und damit auch die zukünftige Teilhabe von Energiegenossenschaften und genossenschaftlichen Energieversorgungsunternehmen – im Rahmen der Umstellung der Förderung von Windenergie und großen Photovoltaikdachanlagen auf Ausschreibungen erhalten zu wollen.

Die Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften lehnt aber die Einführung von Ausschreibungen grundsätzlich ab. Denn die zusätzlichen Risiken, die mit Ausschreibungen

einhergehen, belasten vor allem kleine Akteure. Zudem konnte empirisch bisher nicht nachgewiesen werden, dass in Ländern, die auf Ausschreibungen setzen, der Ausbau der Erneuerbaren Energien zu günstigeren volkswirtschaftlichen Kosten gelingt.

Trotz grundsätzlicher Zweifel am Ausschreibungssystem haben wir zusammen mit den genossenschaftlichen Regionalverbänden, anderen Verbänden, Unternehmen und Institutionen das **Modell der „Preisübertragung (sog. ‚non-competitive bidding‘)“ zum Erhalt der Akteursvielfalt bei Windausschreibungen an Land** entwickelt. Zum gleichen Ergebnis kam unabhängig von unserer Arbeit auch das wissenschaftliche Begleitgutachten „EEG 3.0: Ausgestaltungsvorschlag für ein Ausschreibungsmodell für Wind an Land“ von Prof. Bofinger, Prof. Ludwig & BET im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg vom 16. Juni 2015.¹ Das Modell soll dazu beitragen, die negativen Auswirkungen von Windausschreibungen an Land auf kleine Akteure wie Energiegenossenschaften zu minimieren und einen ebenso praktikablen wie rechtskonformen Weg aufzuzeigen.

Aus unserer Sicht zeigt dieses Modell die einzige Möglichkeit innerhalb des Ausschreibungsdesigns auf, die Vielfalt an großen und kleinen Marktakteuren zu erhalten und letzteren einen einfachen Zugang zur Windausschreibung an Land zu ermöglichen (Frage 1, Seite 7). Alle anderen Maßnahmen werden zu denselben Ergebnissen führen, die bei den Ausschreibungen für Photovoltaikfreiflächenanlagen eingetreten sind: Ein weiterer Ausschluss bürgerschaftlichen Engagements von der Energiewende.

Nachfolgend wird in Abschnitt II das Modell „Preisübertragung (sog. ‚non-competitive bidding‘)“ kurz beschrieben. Anschließend wird in Abschnitt III erläutert, welche Nachteile kleine Marktakteure in Windausschreibungen haben und warum ein Preisübertragungsmodell für diese Akteure erforderlich ist. Ferner wird in Abschnitt IV die Definition von kleinen Marktakteuren (Tatbestand) und in Abschnitt V das Modell „Preisübertragung“ (Rechtsfolge) detaillierter vorgestellt. Außerdem werden die Argumente für das Modell in Abschnitt VI aufgelistet und in Abschnitt VII die übergeordneten Vorschläge für Sonderregeln aus dem Papier „Akteursvielfalt Windenergie an Land Herausforderungen, Akteursdefinition und mögliche Sonderregelungen“ von Ecofys vom 22. September 2015² kommentiert. Abschließend werden in Abschnitt VIII weitere relevante Fragen des Eckpunktepapiers zusammenfassend beantwortet.

II Das Modell „Preisübertragung (sog. ‚non-competitive bidding‘)“

Kleine Marktakteure, welche die KMU-Definition im Sinne der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission vom 6. Mai 2003 und weitere Voraussetzungen, wie Teilnahmehäufigkeit an den Ausschreibungen, erfüllen, erhalten sicher den höchst bezuschlagten Preis aus der regulären Ausschreibungsrunde.

¹ Abrufbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Energiewende/EEG/20150618_Gutachten_EEG_3.0.pdf.

² Papier „Akteursvielfalt Windenergie an Land Herausforderungen, Akteursdefinition und mögliche Sonderregelungen“ von Ecofys, Fraunhofer ISI, consentec, Takon, BBG und Partner, Görg, ZSW beauftragt durch das BMWi von 22. September 2015, zukünftig abrufbar auf der Internetseite des BMWi.

III Nachteile kleiner Akteure bei Windausschreibungen

Kleiner Marktakteure – beispielsweise bürgergetragene Energiegenossenschaften – haben sowohl in finanzieller Hinsicht wie auch in Bezug auf die vorhandenen Managementkapazitäten begrenzte Möglichkeiten, mehrere Projekte in verschiedenen Regionen umzusetzen. Anders als große Marktteilnehmer können Sie nicht mehrere Windprojekte gleichzeitig entwickeln und entsprechende Gebote bei Ausschreibungen einreichen. Vielmehr verfolgen sie auch aufgrund ihres Selbstverständnisses und ihrer regionalen Verankerung eine „Ein-Projekt-Vor-Ort-Strategie“. Kleine Akteure können somit das Risiko, mit ihrem einzigen Projekt in der Auktion zu scheitern, systematisch schlechter tragen. Bei einem fehlenden Zuschlag können die verlorenen Projektkosten von 189.000 € bis zu 310.500 € pro Windenergieanlage³, die für die Teilnahme an den Ausschreibungsrunden notwendig sind (Erfüllung der materiellen Präqualifikationsanforderungen, Erlangung des Planungsrechtes), nicht über ein größeres Portfolio an mehreren Projekten in verschiedenen Regionen aufgefangen werden. Kleine Marktakteure, die die „Ein-Projekt-Vor-Ort-Strategie“ umsetzen, reagieren somit wesentlich sensibler auf verlorene Kosten bei Nichtzuschlag. Dieses Risiko hat bei Marktakteuren wie bürgerschaftlichen Energiegenossenschaften bereits im Vorhinein eine abschreckende Wirkung. Ein Vorstand oder Aufsichtsrat als verantwortliches Organ wird im Rahmen einer ordentlichen und gewissenhaften Geschäftsführung die Genossenschaft nicht einem solchen Risiko aussetzen. Kleine Marktakteure werden somit kaum noch neue Windprojekte entwickeln.

Weitere Nachteile für kleine Marktakteure wie bürgerschaftlich getragene Energiegenossenschaften sind:⁴

- Kleine Akteure können viele Aspekte eines weit in der Zukunft liegenden preissetzenden Ausschreibungsverfahrens schlechter abschätzen als große Marktakteure, die ggf. auch schon Erfahrungen mit Ausschreibungsverfahren im Ausland oder bei den Photovoltaikfreiflächenanlagen gemacht haben. Dies betrifft beispielsweise die Gebotsstrategien größerer Akteure oder wie sich Angebotsschwankungen durch Veränderungen der Flächenverfügbarkeit auf die Auktionsergebnisse auswirken.
- Kleine Marktakteure haben einen schwierigeren Zugang zu Risikokapital für die Projektentwicklung. Bei Eigenentwicklungen von Energiegenossenschaften müssen zumeist Privatpersonen, die kaum Kenntnisse über die Funktionsweise von Ausschreibungen haben, überzeugt werden, Risikokapital zur Verfügung zu stellen.

³ Zahlen basieren auf der Studie „Dauer und Kosten des Planungs- und Genehmigungsprozesses von Windenergieanlagen an Land“ von der Fachagentur Windenergie an Land von Januar 2015 abrufbar unter: http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Analyse_Dauer_und_Kosten_Windenergieprojektierung_01-2015.pdf; mittlere Kosten für die Vorprüfung bis zum rechtskräftigen BlmSchG-Bescheid: 70-115 €/kW geplante Leistung, siehe Seite 2-3; dem Bericht „Marktanalyse – Windenergie an Land“ von Leipziger Institut für Energie beauftragt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vom 18. Februar 2015 abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/marktanalysen-studie-windenergie-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=3; durchschnittliche Leistung einer neuen WEA in 2014: 2,7 MW, siehe S. 4.

⁴ Für ausführlichere Erläuterungen, siehe Studie „Charakterisierung und Chancen kleiner Akteure bei der Ausschreibung für Windenergie an Land“ des IZES gGmbH für die Fachagentur Wind von Juli 2015, S. 27, 28 abrufbar unter: http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Studie_kleine_Akteure_in_Ausschreibungen_IZES_07-2015.pdf; Papier „Akteursvielfalt Windenergie an Land“ von Ecofys, S. 7-14, zukünftig abrufbar auf der Internetseite des BMWi.

- Kleine Marktakteure haben geringere finanzielle Mittel, um sich in Konkurrenz zu großen Projektierern die erforderlichen Flächen zu sichern.

Diese Nachteile können mit dem Preisübertragungs-Modell ausgeglichen werden.

IV Definition von kleinen Marktakteuren (Tatbestand)

Der Begriff „kleine Marktakteure“ umfasst Energiegenossenschaften bzw. andere Bürgerenergie-Gruppen, kann aber auch kleine Windenergie-Projektierer sowie andere kleine energiewirtschaftliche Akteure (z.B. kleine Stadtwerke) mit einem sehr kleinen Portfolio von bis zu drei Projekten im Jahr mit einschließen.

Zur Abgrenzung von den großen Akteuren, die an den regulären Ausschreibungen teilnehmen, sind kumulativ folgende Bedingungen zu erfüllen:

1. KMU-Definition im Sinne der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission vom 6. Mai 2003 (Artikel 2, ABl. L 124 vom 20.5.2003, S. 36),⁵⁶
2. Teilnahmehäufigkeit an den Ausschreibungen je Akteur von bis zu drei Projekten pro Jahr⁷ und
3. höchstens sechs Windenergieanlagen je teilnehmendes Projekt (Diese Grenze enthalten die Beihilfeleitlinien der EU-Kommission in Nr. 127, somit bleibt das Europarecht gewahrt)^{8, 910}.

Der Rückgriff auf die KMU-Definition hat verschiedene Vorteile: Die Definition wurde in einem längeren Prozess entwickelt und unterliegt einem fortlaufenden Monitoring durch die Europäische Kommission. Zum ersten Mal wurde sie im Jahr 1996 von der Europäischen Kommission vorgestellt und 2003 durch die Empfehlung 2003/361/EG vom 6. Mai 2003 an neue wirtschaftliche Entwicklungen angepasst. Die aktualisierte Definition der neuen Empfehlung gilt seit dem 1. Januar 2005. In Deutschland gibt es zahlreiche Programme auf nationaler und regionaler Ebene, die KMU fördern und dabei auf diese Empfehlung und Definition zurückgreifen, wie z.B. das novellierte Energiedienstleistungsgesetz (Administration durch die BAFA), Unternehmenskredit

⁵ Eine weitere Einschränkung auf Kleinunternehmen ist denkbar, wenn das Akteursvielfaltsmodell nur für Bürgerenergie-Gruppen gelten soll.

⁶ Damit eine größere Anzahl von kleinen Stadtwerken/kommunalen Unternehmen unter die Definition „Kleine Marktakteure“ fällt, muss man nur die Geltung von Art. 3 Abs. 4 der KMU-Definition im Sinne der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission ausschließen. In diesem Fall könnten auch Unternehmen, an denen die Kommune mehr als 25 % des Kapitals oder der Stimmrechte hält, von dem Modell profitieren. Für diese Unternehmen würden dann wie für alle anderen Unternehmen die Bilanz- und Umsatzsumme bzw. die Mitarbeiterzahl der begrenzende Faktor sein.

⁷ Eine weitere Einschränkung auf nur eine Teilnahme im Jahr ist denkbar, wenn das Akteursvielfaltsmodell nur für Bürgerenergie-Gruppen gelten soll; Die Teilnahmehäufigkeit als Sockelmodell, wie im Papier „Akteursvielfalt Windenergie an Land“ von Ecofys, S. 23, 24, zukünftig abrufbar auf der Internetseite des BMWi, vorgeschlagen, reduziert den Prüfungsaufwand und die Missbrauchsanfälligkeit.

⁸ Eine weitere Einschränkung auf eine geringere Anlagenzahl ist denkbar, wenn das Akteursvielfaltsmodell nur für Bürgerenergie-Gruppen gelten soll.

⁹ Für genauere Erläuterungen, siehe Studie „Charakterisierung und Chancen kleiner Akteure bei der Ausschreibung für Windenergie an Land“ des IZES gGmbH für die Fachagentur Wind von Juli 2015, abrufbar unter: http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Studie_kleine_Akteure_in_Ausschreibungen_IZES_07-2015.pdf.

¹⁰ Wenn ein regionaler Bezug gewünscht ist, könnte zusätzlich der Kreis der Berechtigten auf Projekte begrenzt werden, deren Standorte im Referenzertragsmodell unter einem bestimmten Prozentwert liegen. Dies setzt voraus, dass das Referenzertragsmodell nicht verändert wird. Andere regionale Anknüpfungspunkte sind auch denkbar (siehe z.B. das Länderpositionspapier vom 20. Mai 2015).

037/047 der KfW oder Förderprogramm des BMBF „KMU-Innovativ“ (Forschungsförderung). Insoweit ist die Definition rechtlich, fachlich und sachlich etabliert. Sie ist zudem europarechtlich zulässig. Außerdem existieren Formulare und Beiblätter, die praxisnah verwendet werden können. Ferner kann das Benutzerhandbuch zur Weiterbildung herangezogen werden. Eine praktische Umgehung dieser Definition im Rahmen der Ausschreibung ist nicht möglich, weil anteilig bzw. vollständig die Mitarbeiterzahl und der Umsatz oder die Bilanzsumme von eigenen Beteiligungen an anderen Unternehmen, von Beteiligungen von anderen Unternehmen an dem kleinen und mittleren Unternehmen und Verknüpfungen über privatrechtliche Verträge usw. hinzugerechnet und ausgewiesen werden müssen (siehe Artikel 3 Empfehlung 2003/361/EG).

Sofern die Akteursvielfalt auf Bürgerenergiegesellschaften und neue Energiegenossenschaften, die den Ein-Projekt-Vor-Ort-Ansatz umsetzen, fokussiert werden soll, kann man im Rahmen der KMU-Definition an das Abgrenzungskriterium Kleinst- und Kleinunternehmen anknüpfen und bei der Teilnahmehäufigkeit an den Ausschreibungen nur ein Projekt pro Jahr je Kleinst- und Kleinunternehmen zulassen.

V. Modell „Preisübertragung (sog. „non-competitive bidding“)(Rechtsfolge)

Das Modell lehnt sich fast vollständig an das Verfahren, die Form und das Design der regulären Ausschreibung an.

Nach Erhalt der BImSchG-Genehmigung weist der KMU-Marktakteur der Bundesnetzagentur (BNetzA) nach, dass die Definition für kleine Marktakteure und die anderen Voraussetzungen erfüllt sind. Für den Nachweis der Erfüllung der KMU-Kriterien kann auf die Mustererklärung der EU-Kommission mit eidesstaatlicher Versicherung zurückgegriffen werden. Die Kriterien dieser Definition müssen immer nur zum Zeitpunkt der Beantragung eingehalten werden. Bei der BNetzA beantragt der Akteur die Zuteilung eines Preises nach Bekanntgabe des/der bezuschlagten Preise aus dem regulären Verfahren.

Die BNetzA teilt dann den Durchschnitt des höchsten Zuschlagspreises der letzten 6 Ausschreibungsrunden dem kleinen Akteur zu.¹¹¹² Der höchst bezuschlagte Preis ist notwendig, weil kleine Marktakteure aufgrund ihres lokalen Bezugs ihr einzelnes Projekt vor Ort auch mit größeren finanziellen Hürden bzw. Auflagen umsetzen und nicht auf einen günstigeren Standort ausweichen können. Solange die Auktionsergebnisse aus sechs Runden noch nicht vollständig vorliegen, müssen die vierteljährlichen degressiven EEG-Vergütungssätze herangezogen werden (Alternativ wäre auch denkbar, den Durchschnittspreis mit den Preisen aus den Runden

¹¹ Denkbar ist auch, dass der Durchschnitt der höchsten Zuschlagswerte, der übertragen wird, der zu übertragende Mindestwert für das KMU-Segment ist. Wenn der Preis in der Runde, in der der Antrag auf Preisübertragung gestellt wird, höher liegt, dann aber dieser höhere Preis übertragen wird.

¹² Denkbar ist auch, dass nur ein Preis aus der jeweiligen Ausschreibungsrunde übertragen wird.

schrittweise aufzufüllen, d.h. 1. Runde = 1 Preis, 2. Runde = Durchschnitt aus zwei Runden usw.). Im Ergebnis wird der bezuschlagte Preis ab 1 1/2 Jahren vor der Bundesimmissionsschutzgesetz-Genehmigung sukzessive abschätzbar. Laut der Studie der IZES gGmbH vom Juli 2015 sind die Stromgestehungskosten von Projekten kleiner Akteure nicht systematisch teurer als von großen Akteuren.¹³

(Erst- und Zweit-)Sicherheiten / Bid-Bonds / Pönalen werden nicht gefordert, weil Investitionen in die Projektentwicklung von 100.000 – 300.000 € pro Windenergieanlage durch kleine Marktakteure, die den Ein-Projekt-Vor-Ort-Ansatz praktizieren, schon ausreichend Realisierungswillen und Ernsthaftigkeit dokumentieren. Da Energiegenossenschaften lokal agieren, werden sie auf keine anderen Standorte ausweichen und in jedem Fall ihr Projekt umsetzen, wenn sie es bis zur BImSchG-Genehmigung entwickelt haben.

Jedem Antrag wird stattgegeben. Ein Deckel für das Preisübertragungsmodell ist nicht notwendig, weil die Definition von kleinen Marktakteuren so eng gefasst ist, dass ein Überschreiten von maximal 15 % des gesamten jährlichen Windzubauvolumens nicht zu befürchten ist. Eine größere Zubaumenge ist nicht zu erwarten, weil der Marktanteil der kleinen Marktakteure – durch zwei unabhängige Studien belegt – nicht größer als 15 % ist. So stellt die Studie „Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland“ von der Deutsche Windguard GmbH im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e.V. vom Januar 2015 für die Akteursgruppe „Bürgerwindparks/Landwirte“ einen Marktanteil von 15-16 % in der Realisierungsphase¹⁴ fest. Die Studie „Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland“ von der trend:research GmbH und der Leuphana Universität Lüneburg im Auftrag der Initiative „Die Wende – Energie in Bürgerhand“ und der Agentur für Erneuerbare Energien von Anfang 2014 beziffert für die Akteursgruppe „Bürgerenergie im engeren Sinne (Einzeleigentümer/ Bürgerenergiegesellschaften)“ einen Marktanteil von 14 % Netto-Investitionen in Windenergie an Land in 2012¹⁵. Da für kleine Marktakteure das Risiko, überhaupt einen Preis zu erhalten, maßgebliche Abschreckungswirkung hat, sollte es keinen kleinen Deckel geben.

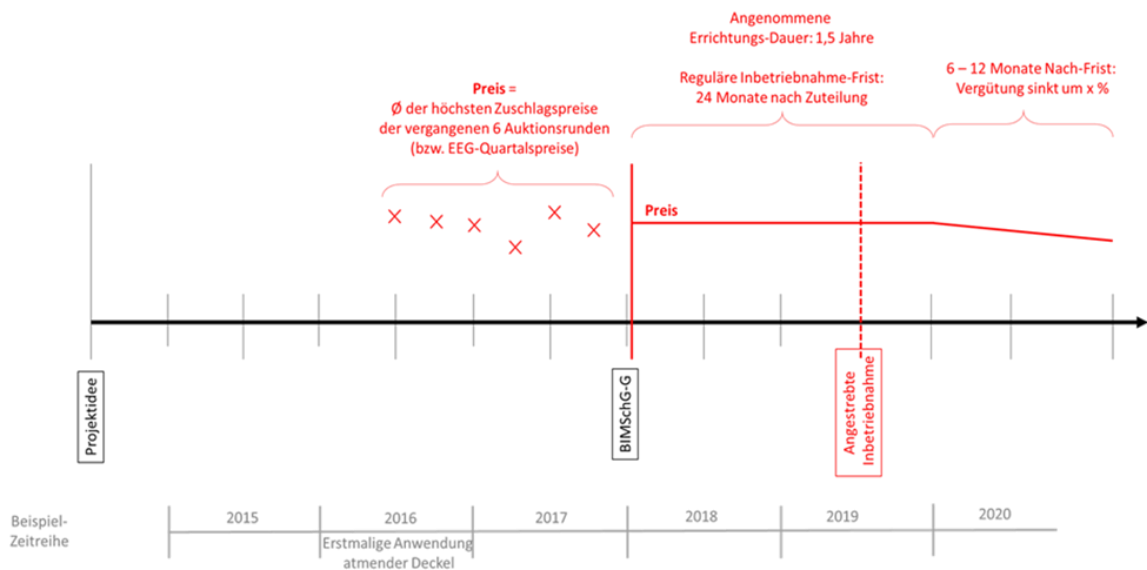
Die Menge, die von kleinen Marktakteuren beansprucht wird, wird in der nächsten Runde von den regulären Ausschreibungen abgezogen. Damit ist immer eindeutig geklärt, welche Zubaumenge ausgeschrieben wird. Der begrenzende Faktor ist das gesamte jährliche Ausschreibungsvolumen (z.B. 2,5 GW Nettozubau). Durch die Ausschöpfung des gesamten jährlichen Ausschreibungsvolumens und die Vorlage der BImSchG-Genehmigung, d.h. dem spätesten Planungszeitpunkt und somit der höchsten Realisierungswahrscheinlichkeit für das Projekt, werden die Windenergieausbauziele gewährleistet.

¹³ Siehe Studie S. 25 abrufbar unter: http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Studie_kleine_Akteure_in_Ausschreibungen_IZES_07-2015.pdf.

¹⁴ Siehe Studie, S. 28 abrufbar unter https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/akteursstrukturen-von-windenergieprojekten-deutschland/20150218_studie_akteursvielfalt_final.pdf.

¹⁵ Siehe Studie, S. 50 abrufbar unter http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/Forschungseinrichtungen/professuren/finanzierung-finanzwirtschaft/files/Definition-und-Marktanalyse-von-Buergerenergie-in-Deutschland.pdf.

Grafische Darstellung



VI Argumente für das Preisübertragungs-Modell

1. **Der Vorschlag ist wissenschaftlich fundiert**, durch wissenschaftliche Begleitung und Rückgriff auf vier verschiedenen Studien (wie z.B. Begleitgutachten „EEG 3.0: Ausgestaltungsvorschlag für ein Ausschreibungsmodell für Wind an Land“ von Prof. Bofinger, Prof. Ludwig & BET vom 16. Juni 2015, Studie „Charakterisierung und Chancen kleiner Akteure bei der Ausschreibung für Windenergie an Land“ von der IZES gGmbH vom Juli 2015).
2. **Die europarechtlichen Vorgaben sind gewahrt**, weil die Definition von kleinen Marktakteuren an die Anlagenanzahl von höchstens sechs Windenergieanlagen je teilnehmenden Projekts anknüpft. Diese Grenze enthalten die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 der EU-Kommission C 200/01 vom 28. Juni 2014 in Nr. 127.¹⁶ Projekte bis zu 6 Einheiten bei Windenergie / Windenergieanlagen können in Europa ohne Ausschreibungen gefördert werden.
3. **Keine Auswirkungen auf die regulären Ausschreibungen**, weil sich das Modell fast vollständig an das Verfahren, die Form und das Design der regulären Ausschreibungen¹⁷ anlehnt.
4. **Niedriger Verwaltungsaufwand für die BNetzA**, da nur die Anträge der kleinen Marktakteure im Rahmen der regulären Ausschreibungen bearbeitet werden und stichprobenartig die Erfüllung der KMU-Kriterien und anderen Voraussetzungen zum Zeitpunkt der Antragsstellung (z.B. 2 Überprüfungen/Jahr) überprüft werden müssen.

¹⁶ Abrufbar unter: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1403945725432&uri=OJ:JOC_2014_200_R_0001.

¹⁷ Mit Ausnahme, dass die Ausschreibungsmenge, die kleine Marktakteure erhalten, vom Ausschreibungsvolumen der regulären Ausschreibungen abgezogen wird und für kleine Marktakteure keine Pönale anfallen.

5. **Die KMU-Definition und die anderen Voraussetzungen können überprüft und überwacht werden**, weil die KMU-Formulare mit eidesstaatlicher Versicherung verwendet und bei bis zu z.B. zwei Stichproben im Jahr die Einhaltung der Voraussetzungen kontrolliert werden können. Ferner ist / wird die Einhaltung der Voraussetzungen an Rechtsfolgen gekoppelt. So führt Fehlverhalten zum Verlust der Förderberechtigung und die falsche vorsätzliche Versicherung an Eides statt ist gemäß § 156 StGB sowie die falsche fahrlässige Versicherung an Eides statt gemäß § 161 Abs. 1 StGB strafbar.
6. **Die Preise für kleine Marktakteure werden wettbewerblich festgelegt**, weil die wettbewerblich festgelegten Preise aus den regulären Ausschreibungen übertragen werden.
7. **Die Kosteneffizienz ist gewahrt**, weil die Stromgestehungskosten von Projekten kleiner Akteure nicht systematisch teurer sind¹⁸. Demzufolge können kleine Marktakteure durch den übertragenen Preis ihre Windprojekte wirtschaftlich darstellen. Sie sind genauso kosteneffizient.
8. **Die Mengensteuerung ist gewährleistet**, weil die Zubaumenge der regulären Ausschreibungen auf z.B. 2,5 GW Nettozubau begrenzt ist. Die Menge, die von kleinen Marktakteuren beansprucht wird, wird in der nächsten Runde von den regulären Ausschreibungen abgezogen. Damit ist der Zubau nie höher als das gesamte jährliche Ausschreibungsvolumen von z.B. 2,5 GW Nettozubau.
9. **Eine größere Zubaumenge als 15% des gesamten jährlichen Windzubauvolumens durch kleine Marktakteure ist nicht zu erwarten**. Dies belegen zwei Studien.¹⁹ Nur bei Aufrechterhaltung dieses Marktanteils wird die Akteursvielfalt gemäß § 2 Abs. 5 EEG 2014 für kleine Marktakteure erhalten.
10. **Der jährliche Windenergieausbau ist gewährleistet**, weil die jährliche Zubaumenge der regulären Ausschreibungen immer ausgeschöpft wird und mit der materiellen Präqualifikation der BImSchG-Genehmigung die Realisierungswahrscheinlichkeit am höchsten ist.
11. **Der Vorschlag ist effizient**, weil nur kleine Marktakteure angesprochen werden. Wegen des Risikostreuungsproblems und dem abschreckenden Effekt würden sie sonst nicht an den regulären Ausschreibungen teilnehmen.

¹⁸ Siehe Studie S. 25 abrufbar unter: http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Studie_kleine_Akteure_in_Ausschreibungen_IZES_07-2015.pdf.

¹⁹ Akteursgruppe: Bürgerwindparks/Landwirte: 15-16% Marktanteil in der Realisierungsphase siehe Studie „Akteursstrukturen“, Windguard GmbH, S. 28 abrufbar unter https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/akteursstrukturen-von-windenergieprojekten-deutschland/20150218_studie_akteursvielfalt_final.pdf; Akteursgruppe: Bürgerenergie im engeren Sinne (Einzeleigentümer/ Bürgerenergiegesellschaften): 14% Netto-Investitionen in Windenergie an Land in 2012 siehe Studie „Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland“, trend:research GmbH, Leuphana Universität Lüneburg, S. 50 abrufbar unter http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/Forschungseinrichtungen/professuren/finanzierung-finanzwirtschaft/files/Definition-und-Marktanalyse-von-Buergerenergie-in-Deutschland.pdf.

VII Kommentierung der übergeordneten Vorschläge aus dem Ecofys-Papier

Andere Vorschläge für Sonderregeln aus dem Ecofys-Papier vom 22. September 2015 wie der Erhalt der EEG-Vergütung oder gesonderte Ausschreibungen lösen die Nachteile von kleinen Marktakteuren und Energiegenossenschaften nicht, weil bei den derzeitigen Zinsen, den durchschnittlichen Anlagenkosten und einer 1,2%-Degression an mittelschwachen Standorten im Jahr 2019 die EEG-Vergütung nicht mehr auskömmlich wäre.

Die seit 15 Jahren bewährte administrative Vergütung könnte eine Lösung sein, wenn die Vergütungssätze durch die Degression nicht so stark sinken würden. Im Rahmen des oben beschriebenen Vorschlags könnte die administrative Vergütung aber als Übergangslösung zu den gemittelten Ausschreibungspreisen herangezogen werden.

Gesonderte Ausschreibungen unter kleinen Marktakteuren sind keine Lösung, weil kleine Marktakteure ex ante wissen müssen, dass sie einen Zuschlagspreis erhalten. Die politische Durchsetzbarkeit eines Bonus erscheint fraglich. Die Feststellung oder Festlegung eines Bonus müsste auch wissenschaftlich erarbeitet werden.

Eine differenzierte Preisregel (Implizite Last-Call Auktion) enthält die Problematik der Risikostreuung bei kleinem Portfolio und das Zuschlagsrisiko von Bürgerenergiegesellschaften und Energiegenossenschaften in Ausschreibungen bleibt bestehen.²⁰ Deswegen ist dieses Modell auch keine Alternative zum Preisübertragungs-Modell.

Die Teilrückerstattung der Projektentwicklungskosten (im Fall eines Nichtzuschlags) durch eine Versicherung ist auch keine Lösung, da die Versicherungskosten (Prämien) sich auch an den (hohen) Risiken der kleinen Marktakteure ausrichten werden. Eine marktwirtschaftliche Lösung zu tragbaren Konditionen wird es nicht geben. Zudem bleibt das zentrale Problem des Zuschlagsrisikos bestehen.

Bieterberatung, Qualitätskontrolle von Geboten und die Einführung von Servicestellen wie die Servicestelle Windenergie Steinfurt sind begrüßenswerte „Sowieso-Maßnahmen“ die den Übergang von administrativen Vergütungen zu Ausschreibungen für Bürgerenergiegesellschaften und Energiegenossenschaften erleichtern. Sie lösen aber keines der oben beschriebenen Nachteile. Die Bieterberatung und Qualitätskontrolle von Geboten für Genossenschaften könnten in den Leistungskatalog der genossenschaftlichen Verbände aufgenommen werden.

Geringere materielle Qualifikationsanforderungen wie der Verzicht auf BImSchG-Genehmigung lösen auch die elementaren Probleme des Zuschlagsrisikos und der Risikostreuung von Bürgerenergiegesellschaften nicht und stellen somit auch keine Alternative zum Preisübertragungs-Modell dar.

²⁰ Für genauere Erläuterungen siehe Papier „Akteursvielfalt Windenergie an Land“ von Ecofys, S. 33, 34, zukünftig abrufbar auf der Internetseite des BMWiS.

VIII Sonstiges

1. Weitere Fragen zu Windenergie an Land

a. Halten Sie es für erforderlich, bei Hinterlegung einer deutlich höheren Sicherheit (100 Euro/kW) auf die materielle Qualifikationsanforderung zu verzichten? Welche Auswirkungen hätte dies auf die Akteursstruktur?

Deutlich höhere finanzielle Sicherheiten sollten auf keinen Fall als Ersatz für materielle Qualifikationsanforderungen eingeführt werden. Größere finanzielle Mittel haben eben nur große Marktakteure. D.h. es gäbe kein Level-Playing-Field und sie hätten dadurch einen immensen strategischen Vorteil gegenüber kleinen Marktakteuren.

b. Übertragbarkeit von Förderberechtigungen

Auf keinen Fall sollte eine Übertragbarkeit von Förderberechtigungen/Zuschlägen von einer Fläche auf eine andere Fläche bzw. von einem Unternehmen auf ein anderes Unternehmen möglich sein. Kleine Marktakteure, die den Ein-Projekt-Vor-Ort-Ansatz umsetzen, könnten von dieser Möglichkeit keinen Gebrauch machen, und es würde damit ein weiterer Vorteil für große Marktakteure bestehen.

2. Fragen zur Photovoltaik

Soll die Freigrenze von 1 MW bei Photovoltaikanlagen auf Gebäuden auch auf den Bereich der Freiflächenanlagen übertragen werden? Wie wirkt eine solche Regelung auf die Akteursvielfalt?

Die Freigrenze von 1 MW bei PV-Gebäudeanlagen sollte auf Freiflächenanlagen übertragen werden. Freiflächenanlagen bis 1 MW können aufgrund von Skalierungseffekten nicht mit Anlagen größer 1 MW im Ausschreibungsverfahren konkurrieren. Aus diesem Grund macht die Einbeziehung keinen Sinn. Kleine Marktakteure wie Energiegenossenschaften setzen eher kleine PV-Freiflächenanlagenprojekte um und könnten somit wieder eine Chance haben.

Ansprechpartner:

Herr Dr. Andreas Wieg
Leiter der Bundesgeschäftsstelle
Energiegenossenschaften beim DRGV
Telefon: +49 (0)30 72 62 20 – 984
Telefax: +49 (0)30 72 62 20 – 989
E-Mail: wieg@dgrv.de

Herr RA René Groß, LL.M. (Leuven)
Referent für Energierecht und
Energiepolitik
Telefon: +49 (0)30 72 62 20 – 923
Telefax: +49 (0)30 72 62 20 – 989
E-Mail: gross@dgrv.de