

## **Eckpunktepapier „Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen“, Stand: Juli 2015**

### **- Stellungnahme der Clearingstelle EEG -**

## **I Übergreifende Fragen des Ausschreibungsdesigns**

### **I.1 Zum Ausschreibungsdesign**

Das Ausschreibungsdesign ist für viele Akteure handhabbar, jedoch für diejenigen Akteure, die lediglich wenige Projekte über einen längeren Zeitraum realisieren, sicherlich mit Schwierigkeiten verbunden, da erst nach der Investition einer erheblichen Summe Geldes festgestellt werden kann, ob überhaupt jemals Einnahmen aus dem produzierten Strom in der geplanten Größenordnung zu realisieren sind (vgl. Abschnitt 2.6).

### **I.2 Zur Wirtschaftlichkeit der Projekte kleinerer Akteure**

Die Projekte kleinerer Akteure müssen nicht per se weniger wirtschaftlich sein als die Projekte größerer Akteure, sind es aber oft, da größere Akteure in der Regel Vorteile bei der Beschaffung und Errichtung der Anlagen genießen. Zumindest auch aus diesem Grund ist es nicht unüblich, genehmigte Projekte an größere Akteure, die diese Vorteile realisieren können, zu verkaufen. Kleine Projekte genießen demgegenüber manchmal Vorteile in der Entwicklungsphase, z. B. wenn in einer Bürgerinitiative Arbeiten unentgeltlich erledigt werden. Ob diese Vorteile die Nachteile in Erfahrung und Beschaffungskosten aufwiegen können, kann die Clearingstelle EEG nicht abschließend einschätzen.

Unter den Bedingungen der Festvergütung werden solche Projekte wohl im Zweifelsfall mit deutlich geringeren Renditen durchgeführt als die Projekte größerer Akteure, bei denen keine vergleichbar hohe Identifikation mit dem Projekt durch die Eigentümer besteht und daher die Bereitschaft, geringere Renditen hinzunehmen, deutlich geringer ausgeprägt sein dürfte.

Daher dürfte auch der Spielraum zur Abschöpfung der Produzentenrenten durch die Ausschreibungen bei kleineren Projekten deutlich geringer sein als bei größeren

Projekten; unter wettbewerblichen Bedingungen werden daher kleine Projekte eher aus dem Markt herausfallen.

### **1.3 Zur Schutzbedürftigkeit von Ein-Projekt-Bietern bei Windenergie an Land**

Weniger windhöffige Standorte sind – sofern dies nicht über die Referenzertragsregelung vollständig ausgeglichen wird – naturgemäß weniger wirtschaftlich als bessere Standorte; unter wettbewerblichen Bedingungen werden daher diese Projekte eher aus dem Markt herausfallen.

Förderprogramme, die die Kosten der Projekte bis zur BImSchG-Genehmigung vermindern, könnten dieses Problem abmildern, da die Summen, die als nicht wiederbringlich abzuschreiben sind, wenn ein Zuschlag nicht erlangt werden kann, dadurch geringer werden. Eine Verringerung des finanziellen Risikos bei Nichtrealisierung würde der Wirkung der Sicherheitsleistung prinzipiell schaden und wäre wohl nur nach strenger Prüfung der Kriterien systemkonform.

Eine verbesserte Planbarkeit des Genehmigungsprozesses und eine verbesserte Rechtssicherheit vermögen die Situation nur insoweit zu verbessern, wie sie die Kosten bis zur Erlangung der Genehmigung vermindern.

Eine erhöhte Transparenz wird sich wohl nicht auf die Akteursvielfalt auswirken, da hier ausschließlich die Risikoabschätzung der Beteiligten ausschlaggebend dafür ist, ob ein kleiner Akteur tätig wird oder nicht.

### **1.4 Zur Freigrenze von 1 MW bei PV-Freiflächenanlagen**

Die Festlegung einer „Freigrenze“ von 1 MW für Freiflächenanlagen (statt bisher 100 kW) würde die Akteursvielfalt in diesem Bereich wahrscheinlich erhöhen. Aus den bei der Clearingstelle EEG in den vergangenen Jahren (unter Geltung der Festvergütung) eingegangenen Anfragen zu Freiflächenanlagen ergibt sich, dass gerade im Leistungsbereich bis 1 MW nicht nur größere Akteure, sondern auch lokale (z. T. „branchenferne“) Unternehmen und Bürgerenergiegenossenschaften sowie – allerdings nur vereinzelt – auch Privatpersonen als Anlagenbetreiber aufgetreten sind. Voraussetzung wäre allerdings eine hinreichend attraktive Festvergütung.

Eine Freigrenze würde zudem einen gewissen Zubau zu bestehenden Freiflächenanlagen außerhalb des Ausschreibungsregimes ermöglichen. Zu der Frage, ob und

unter welchen Voraussetzungen bestehende Freiflächenanlagen unter der gegenwärtigen Rechtslage – ggf. außerhalb einer Ausschreibung – erweitert werden können, sind bei der Clearingstelle EEG einige Anfragen eingegangen. Es sind also offenbar im Bestand noch Ausbaukapazitäten vorhanden. In welchem Umfang dies der Fall ist, entzieht sich aber unserer Kenntnis.

## **2 Besondere Fragen zu Windenergie an Land**

### **2.1 Zur Preisregel**

Zusammenfassend: Ein Höchstpreis sollte in einem wettbewerblichen Umfeld nicht notwendig sein. Da die Windenergiebranche – bislang – nicht stark konzentriert ist, ist davon auszugehen, dass Wettbewerb herrscht.

Wenn der Höchstpreis zu niedrig angesetzt wird, besteht die Gefahr, dass trotz genereller Flächenverfügbarkeit nicht genügend Gebote abgegeben werden, um die Vorgaben des Zielkorridors zu erreichen. Für den Fall, dass nach einer etwaigen Konzentrationswelle in der Windenergiebranche vermehrt auffällig hohe Gebote abgegeben werden, könnte es daher nützlich sein, ein Instrument zur Kappung der Gebote zur Verfügung zu haben.

Im Ergebnis dürfte es ausreichen, eine Ermächtigung der durchführenden Stelle zur Festsetzung eines Höchstgebots als Kann-Bestimmung in die Ausschreibungsregelungen aufzunehmen.

### **2.2 Zur Ausschreibungsfrequenz**

Drei bis vier Ausschreibungen im Jahr erscheinen sachgerecht.

### **2.3 Zur Festsetzung eines Höchstpreises**

Wenn ein Höchstpreis festgesetzt wird, sollte er gewährleisten, dass unangebracht hohe Gebote von vornherein unterbunden werden, sofern dies nicht über die wettbewerbliche Situation und die Wahrscheinlichkeit eines Zuschlags inhärent geschieht. Er könnte sich an der Höhe der Festvergütung und der hierfür bislang geltenden Degression orientieren.

## 2.4 Zur Wirkung auf wirtschaftlich benachteiligte Akteure

Kleinere Akteure haben insgesamt schlechtere Chancen, in einem Auktionssystem mit ihren Projekten zum Zuge zu kommen. Dies gilt für kleinere Akteure an wenig ertragreichen Standorten umso mehr. Eine Veränderung der Ausschreibungsfrequenz verändert die Chancen dieser Akteure, den Zuschlag zu erhalten, nicht wesentlich, soweit die insgesamt ausgeschriebene Leistung nicht verändert wird. Auch eine Gebotsobergrenze, die im Bereich der Vollkosten eines „Mittelprojekts“ liegt, dürfte – in der Tendenz – zum faktischen Ausschluss der genannten Akteure führen.

## 2.5 Zur Mindestgröße

Die vorgeschlagene Mindestgröße von 1 MW erscheint sinnvoll. Die Strukturen im Bereich der Kleinwindkraftanlagen weichen zu sehr von denen im Bereich der restlichen landgestützten Windenergie ab, als dass diese Anlagen und Akteure hier sinnvoll einbezogen werden könnten. Im Übrigen erscheint dies auch vor dem Hintergrund der Mengensteuerung des Zubaus als minder relevant.

## 2.6 Zur Teilnahmevoraussetzung „BImSchG-Genehmigung“

Für kleine Akteure („Ein-Projekt-Bieter“) könnte das Risiko, die gesamten Kosten der Vorentwicklung verloren geben zu müssen, wenn das Projekt keinen Zuschlag erhält, prohibitiv wirken. In dem das Eckpunktepapier vorbereitenden Forschungsbericht („Ecofys-Bericht“)<sup>1</sup> wird davon ausgegangen, dass im Durchschnitt 4,4 % der Gesamtinvestitionskosten bzw. 70 €/kW bis zur Erlangung der BImSchG-Genehmigung anfallen. Dieses Verhältnis dürfte für kleine Projekte anders aussehen, da hier die Kosten des Genehmigungsverfahrens deutlich niedrigeren „Hardware“-Kosten (absolut, ggf. für *nur eine* WEA) gegenüberstehen. Diese Vermutung wurde durch – nicht repräsentative – Aussagen einiger Akteure dieses Segments bestätigt: Es wurde der Clearingstelle EEG berichtet, dass die Kosten bis zur Erteilung der BImSchG-Genehmigung eher 10 % der Gesamtinvestition und mehr betragen.

Die genannten Akteure haben nicht die Möglichkeit, Verluste auf andere Projekte zu verteilen. Ob sich nach Einführung der Ausschreibungen kleine Akteure finden,

<sup>1</sup> Ehrhart, Gephart, Haufe u. a., Ausschreibungen für erneuerbare Energien – Wissenschaftliche Empfehlungen, ECOFYS Germany GmbH, Berlin 2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=721112.html>, zuletzt abgerufen am 23.09.2015.

die bereit sind, das Risiko einzugehen, dass 10 % oder mehr des Investitionsbudgets uneinbringlich verloren gehen, erscheint fraglich.

Eventuell könnte diese Situation verbessert werden, indem für kleine Projekte *wahlweise* eine „frühe“ Teilnahme an den Ausschreibungen ermöglicht wird – unter Hinterlegung einer höheren Sicherheit. Ob hier die im Ecofys-Bericht benannten 100 €/kW oder eine andere Höhe angemessen sind, kann an dieser Stelle nicht beurteilt werden.

Eine solche Alternative wäre für kleine Projekte vorteilhaft: Erhalten diese den Zuschlag *nicht*, wird die hinterlegte Sicherheit rückerstattet, der Gesamtschaden ist somit geringer. Andererseits würden sicherlich nur solche Projekte, deren Realisierungswahrscheinlichkeit als hoch oder sehr hoch einzuschätzen ist, das Risiko des Anfalls der hohen Pönale im Nichtrealisierungsfall eingehen. Ob die Akteure die erforderlichen Mittel – etwa in Form einer Bürgschaft – aufbringen können, wäre den Marktkräften überlassen.

Eine Weiterveräußerbarkeit einer solchen Förderberechtigung wäre indes auszuschließen, da dies strategisches Verhalten befördern und die Übersichtlichkeit und Steuerbarkeit des Gesamtsystems deutlich einschränken würde.

Gelegentlich wird geäußert – so auch im Ecofys-Bericht – dass kleine Projekte ihre nicht wiedereinbringbaren Kosten im Falle der Nichtbezuschlagung dadurch minimieren könnten, dass das genehmigte Projekt an einen anderen – größeren – Akteur verkauft wird. Es mag unter heutigen Marktbedingungen zutreffen, dass genehmigte Projekte kostendeckend veräußert werden können. Ob dies aber in der Zukunft auch für in der Ausschreibung ggf. mehrfach „gescheiterte“ Projekte zutrifft, erscheint ungewiss. Denkbar ist jedenfalls, dass der Veräußerer erhebliche Preisabschläge hinnehmen muss, wenn das veräußerte Projekt auch nach mehrmaliger Nachbesserung keinen Zuschlag erhalten konnte. Auch politisch dürfte dies schwierig zu vermitteln sein, und zwar insbesondere, wenn sich etwa Bürger-Energiegenossenschaften letztendlich gezwungen sehen, ihr Projekt unter hohen Verlusten an „große“ Akteure zu verkaufen.

## 2.7 Nichtfinanzielle Sanktionen

Der Ausschluss von weiteren Ausschreibungen bei Nichterfüllung erscheint nicht zielführend. Zwar würde dies das finanzielle Risiko kleinerer Akteure vermindern, doch andererseits ist die Wirksamkeit nicht ohne Weiteres herstellbar. Einerseits

könnte nämlich die Person ausgeschlossen werden – hier könnte das Projekt durch gesellschaftsrechtliche Umgestaltungen wohl an der nächsten Ausschreibungsrunde wieder teilnehmen. Andererseits könnte das Projekt – also die Vorhabensfläche – ausgeschlossen werden, mit dem Problem, dass auch andere Akteure das Projekt nicht mehr sinnvoll weiterentwickeln könnten.

## 2.8 Zur Kostenentwicklung

Da Projektentwickler zukünftig damit rechnen müssen, dass auch voll entwickelte (also genehmigte) Projekte nicht realisierbar sind, weil sie keine Förderberechtigung erhalten, werden sie die Entwicklungskosten auf die umsetzbaren Projekte umlegen müssen – die Kosten des einzelnen Projekts steigen, da der kalkulatorische Gewinn steigen muss. Dies führt unter den Bedingungen der Ausschreibungen, die die Produzentenrenten abzuschöpfen suchen, voraussichtlich zu erhöhtem Wettbewerbsdruck und mittelfristig zum Ausstieg von Marktteilnehmern bei gleichzeitiger Konzentration von Marktmacht bei den verbliebenen Marktteilnehmern.

## 2.9 Zu den Realisierungsfristen

Für das vorgeschlagene Ausschreibungsdesign erscheinen die Realisierungsfristen angemessen bis großzügig. Wird ein Wahlmodell für kleine Akteure (vgl. Abschnitt 2.6) implementiert, könnten die Fristen allerdings zu eng sein. Es könnte sich deshalb anbieten, die Fristen für „frühe“ Ausschreibungsteilnehmer um die durchschnittliche Länge des Genehmigungsverfahrens<sup>2</sup> zu erweitern.

## 2.10 Zur Rolle des Referenzertragsmodells in der regionalen Verteilung

Bei dem vorgeschlagenen Referenzertragsmodell scheint es sich um das im Rahmen des BMWi-Workshops „Ausschreibung Windenergie an Land: regionale Verteilung“ am 1. Juni 2015 vom IE Leipzig vorgeschlagene Modell mit vier linearen Teilab-

<sup>2</sup> 17 Monate laut Ecofys-Bericht (S. 46).

schnitten<sup>3</sup> zu handeln. Dieses ist – entgegen der Empfehlung im Ecofys-Bericht<sup>4</sup> – so ausgelegt, dass die regionalen Unterschiede in der Windhöflichkeit nahezu ausgeglichen werden. Daher bedarf es hier keiner weitergehenden Anpassungen.

### **2.11 Zu Nachteilen des vorgeschlagenen Referenzertragsmodells**

Ein Nachteil besteht darin, dass zumindest für gute Standorte die Laufzeit der Anfangsvergütung jetzt unter fünf Jahren liegt (für 150 %-Standorte nur zwei Jahre), d. h. die Referenzertragsbestimmung stützt sich auf einen kürzeren Zeitraum, was die Unsicherheit bei der Bestimmung erhöht. Im Mittel werden sich die so induzierten Ungenauigkeiten zwar aufheben, jedoch für einige Projekte eine relative Überförderung und für andere eine Unterförderung bedeuten.

### **2.12 Zu regionalen Ausschreibungen**

Regionale Ausschreibungen/Quotierungen würden die Durchführung der Ausschreibungen wohl in einem Maß verkomplizieren, das nicht in Verhältnis steht zu dem Nutzen. Denn eine Regionalisierung könnte kaum berücksichtigen, dass es bspw. auch in den südlichen Bundesländern durchaus sehr gute Standorte gibt und auch in den nördlichen Bundesländern weniger gute Standorte. Dies aber kann über das Referenzertragsmodell anlagenscharf abgebildet werden.

### **2.13 Zu Auswirkungen auf die Akteursstruktur**

Die vorgeschlagene Kurve für die Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung stellt sich in praktisch allen Bereichen der Standortgüte als faktische Vergütungskürzung dar. Diese Verminderung der Laufzeit der Anfangsvergütung fällt dazu im Bereich zwischen 70 % und 100 % besonders deutlich aus. Unter den ohnehin schon schwierigeren wirtschaftlichen Bedingungen, denen kleine Akteure sich nach Einführung der Ausschreibungen gegenübersehen (vgl. oben), dürfte die wirtschaftliche Darstellbarkeit von Windenergieprojekten durch kleine Akteure insbesondere an windschwachen Standorten weiter abnehmen.

<sup>3</sup>D. Falkenberg und A. Schiffler, Kurzbericht Weiterentwicklung Referenzertragsmodell – Voranalyse im Rahmen wettbewerblicher Ausschreibungen, Leipziger Institut für Energie, Leipzig 2015, S. 16, abrufbar unter <http://www.ie-leipzig.com/de/news/windenergie-land-ausschreibungen-und-regionalisierung>, zuletzt abgerufen am 23.09.2015.

<sup>4</sup>Ecofys-Bericht, S. 60.

Zu beachten ist, dass insbesondere in den südlichen Bundesländern Windenergieanlagen öfter als im Norden als Einzelprojekte realisiert werden, da die Standortbedingungen nicht immer das Aufstellen mehrerer Windenergieanlagen zulassen. Würden diese Projekte auch noch häufiger als im Norden von kleinen Akteuren projektiert und umgesetzt – worüber allerdings keine Daten vorliegen – führte die vorgeschlagene Anfangsvergütungskurve tendenziell zu einer strukturellen Benachteiligung kleiner Akteure im Bietgeschehen.

#### **2.14 Zusammenfassung**

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die vorgesehene Ausgestaltung der Ausschreibungen im Bereich der landgestützten Windenergie erhebliche Nachteile für die Beteiligung kleiner Akteure mit sich bringen könnte. Flankierende Maßnahmen, die die im Nichtzuschlagsfall versunkenen Kosten der Vorentwicklung (Planung und Genehmigung) senken, könnten diese Situation verbessern, ebenso wie ein Wahlrecht, sich gegen eine höhere Sicherheitsleistung „früh“ an den Ausschreibungen zu beteiligen.

### **3 Fragen zur Fotovoltaik**

Zur Freigrenze von 1 MW für Freiflächenanlagen s. o. Abschnitt 1.4. Die Clearingstelle EEG begrüßt die Freigrenze von 1 MW auch für PV-Gebäudeanlagen; hierdurch werden administrativer Aufwand ebenso wie Realisierungsrisiken und potentielle Rechtsunsicherheiten in diesem Segment vermieden, wodurch die Akteursvielfalt erhalten bleiben dürfte.

#### **3.1 Eigenverbrauch**

Zur FFAV haben uns vereinzelt Anfragen zur Möglichkeit des Eigenverbrauchs bei Freiflächenanlagen im Ausschreibungsregime erreicht. Hieraus lässt sich ableiten, dass in der Praxis offenbar Interesse am Eigenverbrauch auch bei größeren PV-Projekten besteht.

### 3.2 Einbeziehung baulicher Anlagen

Zur Definition der „Freiflächenanlage“ in § 5 Nr. 16 und der FFAV sind bei der Clearingstelle EEG zahlreiche Anfragen eingegangen, die sich auf Flächen bezogen, die ganz oder teilweise auch bauliche Anlagen aufweisen, wie es insbesondere bei Konversions- und Versiegelungsflächen, Deponien oder Kiesabbaugebieten der Fall ist. Es scheint also durchaus Ausbaupotenziale in diesem Bereich zu geben.

Ein Teil der Anfragenden bat um Mitteilung, ob PV-Module auf baulichen Anlagen nach wie vor ohne Ausschreibung vergütungsfähig sind, andere Anfragende wollten mit (Konversions-)Flächen an Ausschreibungen teilnehmen, waren jedoch unsicher, welches Regime für die auf diesen Flächen in mehr oder weniger großem Umfang vorhandenen baulichen Anlagen gelten soll. In der Praxis wurden hierzu nach Kenntnis der Clearingstelle EEG unterschiedliche Auffassungen vertreten; neben der Auffassung, die Existenz baulicher Anlagen auf Konversionsflächen schließe eine Teilnahme der gesamten Fläche an der Ausschreibung nicht aus, wurde auch die Auffassung geäußert, nur die (Teil-)Flächen, auf denen sich keine baulichen Anlagen befinden, könnten Gegenstand des Ausschreibungsverfahrens sein. Die Clearingstelle EEG begrüßt vor diesem Hintergrund die Klarstellung, dass auch PV-Module auf baulichen Anlagen Freiflächenanlagen sein sollen. Es wird angeregt, dies in der Definition der „Freiflächenanlage“ im EEG klarzustellen, z. B. folgendermaßen:

„Freiflächenanlage ist jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die nicht in, an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht ist.“

### 3.3 Anlagenbegriff/Anlagenzusammenfassung

Die Clearingstelle EEG regt an, die Anlagenzusammenfassung bei PV-Anlagen – nicht nur für den Anwendungsbereich der Ausschreibungen, sondern generell im EEG – neu zu regeln, da es zu den bisherigen Regelungen einen erheblichen Klärungsbedarf in der Praxis gab.<sup>5</sup> Dabei erscheint es sinnvoll, die Anlagenzusammenfassung energieträgerspezifisch zu regeln.

Beispielsweise könnte für PV-Gebäudeanlagen gelten, dass nur die auf ein und demselben Gebäude bzw. ein und derselben Lärmschutzwand befindlichen PV-Anlagen

<sup>5</sup>Hinsichtlich der Regelungen zur Anlagenzusammenfassung für Freiflächenanlagen verweisen wir dabei auf unsere Anmerkungen zum Referentenentwurf der FFAV vom 21. Januar 2015.

zusammengefasst werden – und damit nicht mehr auf dasselbe Grundstück bzw. die unmittelbare räumliche Nähe abgestellt wird.

Für PV-Freiflächenanlagen schlagen wir vor, dass alle Module, die innerhalb von zwölf Kalendermonaten in derselben Gemeinde errichtet worden sind und sich nicht in, an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand befinden, als eine Freiflächenanlage gelten, es sei denn, die Anlagen gehören zu wirtschaftlich und rechtlich selbstständigen Vorhaben. Für die letztgenannte Voraussetzung könnte ein Kriterienkatalog entwickelt werden, der sich z. B. an den von der Clearingstelle EEG in der Empfehlung 2008/49<sup>6</sup> zu § 19 Abs. 1 EEG 2009 entwickelten Kriterien orientieren könnte.

Sollte es bei der bisherigen Regelung bleiben, wäre zu berücksichtigen, dass die Regelung zur Anlagenzusammenfassung in § 32 Abs. 2 EEG 2014 in gegenwärtiger Fassung nur für Anlagen nach § 51 Abs. 1 Nr. 2 und 3 EEG 2014 gilt, Module an oder auf baulichen Anlagen also nicht erfasst. Sollen diese aber wie geplant als Freiflächenanlagen gelten, müsste sich die Regelung zur Anlagenzusammenfassung auch auf diese beziehen. Ebenso wäre § 55 EEG 2014 anzupassen.

### 3.4 Teilnahmevoraussetzungen

Die vorgesehenen finanziellen Qualifikationsanforderungen erscheinen sachgerecht.

### 3.5 Realisierungsfristen

Auch die vorgesehene Realisierungsfrist von zwölf Monaten erscheint praxisnah. Für die Beibehaltung der Möglichkeit der Rückgabe von Förderberechtigungen spricht, dass mit der Benennung eines Standorts bereits eine sehr niedrige Präqualifikationsanforderung gewählt wurde, die durchaus mit gewissen Realisierungsrisiken (Statik, Nutzungsrechte) einhergeht.

Dibbern

Dr. Pippke

Dr. Winkler

---

<sup>6</sup>Abrufbar unter <https://www.clearingstelle-eeeg.de/empfv/2008/49>.