

## Ausschreibungsverfahren von Windenergieanlagen an Land in Deutschland

### Auswirkungen auf Kosten und Risiken der Windenergieprojektierung

#### Eckpunkte des EEG 2017 für Windenergieanlagen (WEA) an Land

Ab 2017 werden erneuerbare Energien nicht mehr über einen festen Vergütungssatz gefördert, sondern stattdessen wird in einem Auktionsverfahren die Förderhöhe ermittelt. Bei WEA an Land müssen alle Projekte, die über eine Leistung von 750 kW umfassen, an diesem Ausschreibungsverfahren teilnehmen. Jährlich wird dazu eine bestimmte Menge an Leistung ausgeschrieben, die durch WEA an Land neu installiert werden soll. Projektierer von WEA an Land geben ein Gebot ab, in welchem sie ihre zu installierende Leistung angeben und den Preis, den sie je kWh für den Betrieb dieser Anlage erzielen möchten. Die BNetzA, die diese Ausschreibungen durchführt, sortiert die Gebote aufsteigend nach ihrem Gebotspreis und bezuschlagt dann alle Gebote, angefangen beim günstigsten, bis die gesamte ausgeschriebene Leistung vergeben ist. Abb. 1 zeigt den Brutto-Zubau der WEA an Land in Deutschland der vergangenen Jahre. Eingezeichnet ist das Ausschreibungsvolumen für die Jahre 2017 bis 2019 mit **2,8 GW jährlich**. Ab 2020 werden dann **2,9 GW jährlich** für WEA an Land ausgeschrieben. Das Ausschreibungsvolumen wird auf 3 bis 4 Runden pro Jahr verteilt.

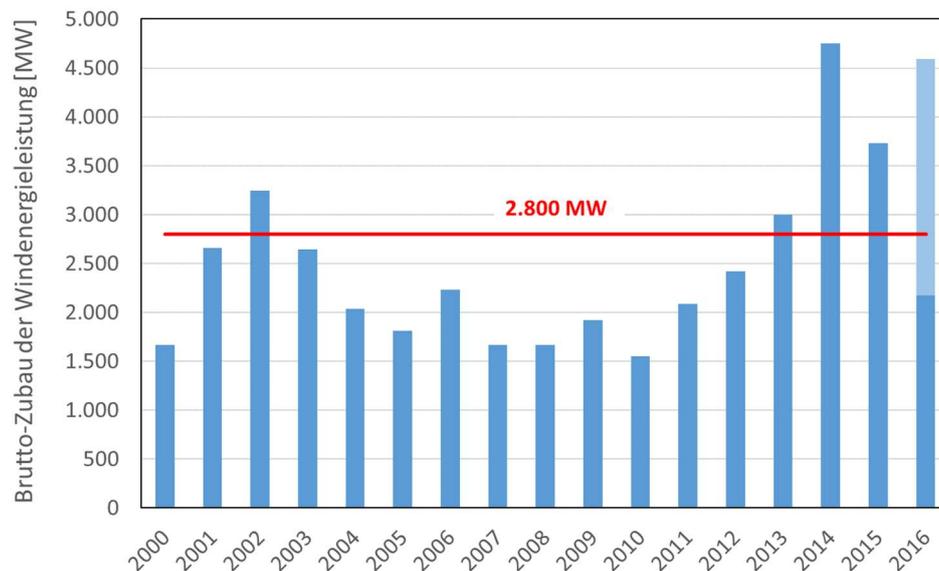


Abb. 1: Jährlicher Brutto-Zubau durch WEA an Land und Ausschreibungsvolumen für 2017 - 2019<sup>1</sup>

Um zu vermeiden, dass unseriöse und unrealistische Gebote abgegeben werden, müssen die Gebote sowohl eine **materielle Präqualifikation in Form der BImSchG-Genehmigung** und eine **finanzielle Präqualifikation in Form einer hinterlegten Sicherheit** leisten. Damit die Akteursvielfalt, die auch für die Akzeptanz in der Bevölkerung wichtig ist, erhalten bleibt, gelten verschiedene Sonderregelungen für Windenergieprojekte von Bürgerenergiegesellschaften, wodurch diese vereinfacht einen Zuschlag erhalten sollen.

<sup>1</sup> Daten für das Jahr 2016 ergeben sich aus dem Anlagenregister der BNetzA für die Monate Januar bis Juni 2016 (dunkelblau) und die Monate Juli bis Dezember 2015 (hellblau)

WEA an Land

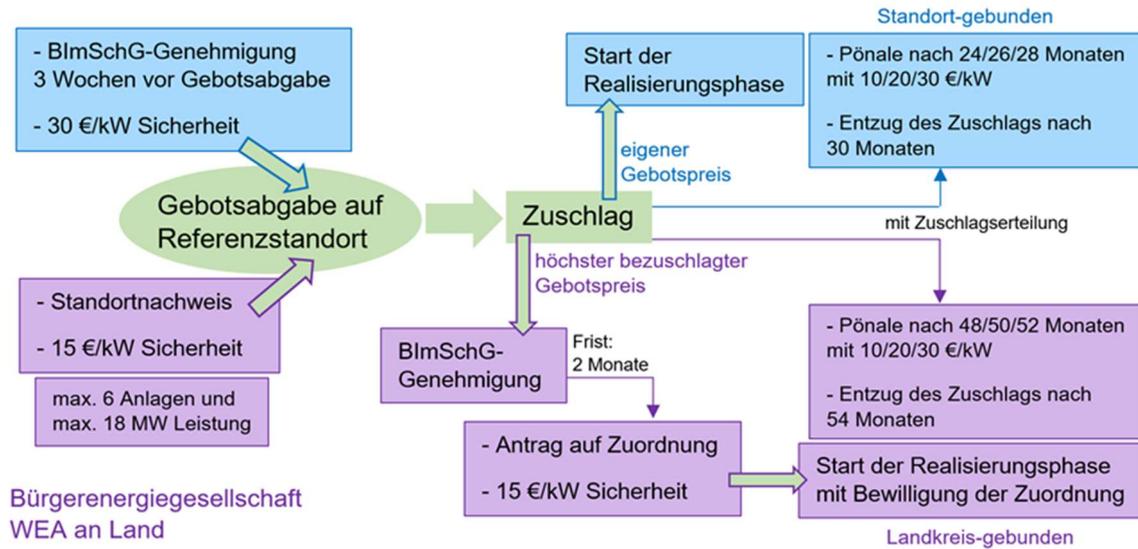


Abb. 2: Ablauf der Ausschreibungsrunden: Unterschiede zum Verfahren für Bürgerenergiegesellschaften

Die wesentlichen Eckpunkte der Ausschreibung sind in Abb. 2 dargestellt. Dabei werden die Unterschiede deutlich, die sich für Projekte von Bürgerenergiegesellschaften ergeben.

Da aufgrund des Standorts einer WEA die Stromgestehungskosten sehr unterschiedlich sind, und aber in ganz Deutschland WEA an Land ausgebaut werden sollen (um das noch nicht ausgebaute Netz im Norden zu entlasten), müssen die Gebotspreise untereinander vergleichbar sein. Dies wird erreicht, indem die Gebotspreise bzgl. eines Referenzstandorts abgegeben werden. Dieser **Referenzstandort wird neu definiert** und das alte zweistufige Referenzertragsmodell wird durch ein **einstufiges Referenzertragsmodell** ersetzt. Der neue Referenzstandort wird beschrieben durch das Windprofil nach Hellmann. Durch diese Neudefinition werden hohe WEA mit einer Nabenhöhe < 135 m gefördert, vgl. Abb. 3.

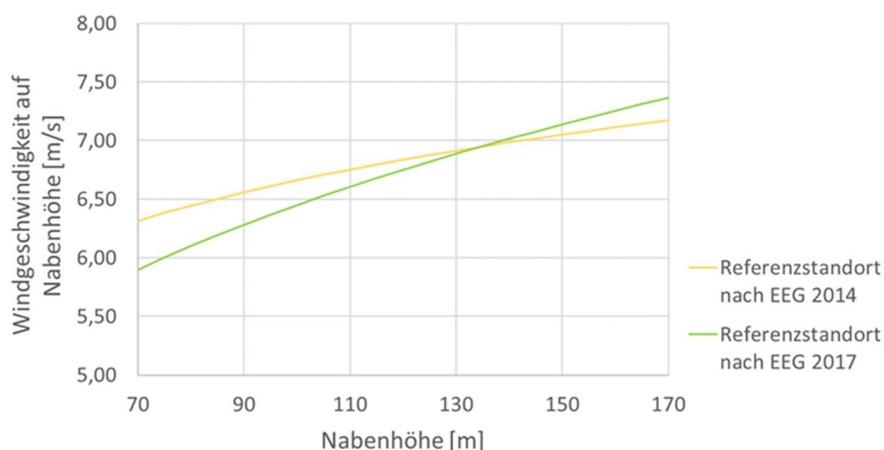


Abb. 3: Auswirkung der Änderung des Referenzstandortes

Über 130 m werden nach neuem Referenzstandort höhere Windgeschwindigkeiten erreicht als zuvor. D.h. bei Berechnung des theoretischen Ertrags am Referenzstandort einer solchen WEA erhält man jetzt einen höheren Referenzertrag für dieselbe Anlage als zuvor. Dadurch

ändert sich die Standortqualität der Anlage. Diese ist definiert als Verhältnis zwischen Standortertrag und Referenzertrag und gibt an, wie windhöflich der jeweilige Standort einer Anlage im Vergleich zum Referenzstandort ist (d.h. am Referenzstandort beträgt die Standortgüte 100 %). Da sich der Standortertrag derselben Anlage nicht ändert, erhält diese Anlage somit eine niedrigere Standortqualität; d.h. diese Anlage wird schlechter eingestuft und erhält damit eine höhere finanzielle Förderung, denn die Förderung richtet sich nach der Standortqualität. Wie hoch die Förderung ausfällt, wird über den sogenannten „Korrekturfaktor“ ermittelt. Der Korrekturfaktor der jeweiligen Standortgüte ist in Tab. 1 zu sehen.

**Tab. 1: Gesetzlich festgelegte Korrekturfaktoren und Höchstwerte für die jeweiligen Standortqualitäten**

Gütefaktor (Standortqualität) [%]	70	80	90	100	110	120	130	140	150
Korrekturfaktor [-]	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79
Höchstwert des anzulegenden Werts [ct/kWh]	9,03	8,12	7,49	7,00	6,58	6,23	5,95	5,67	5,53

So gibt bspw. der Bieter einer Anlage, die an einem Standort mit dem Gütefaktor 90 % errichtet werden soll, ein Gebot bzgl. des Referenzstandortes ab. Wird das Gebot bezuschlagt, wird dessen Gebotspreis mit dem Korrekturfaktor 1,07 multipliziert. Dieser Wert bildet dann den anzulegende Wert. Der anzulegende Wert wiederum ist Grundlage zur Ermittlung der Marktprämie. Dabei wird der Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Preises der Strombörse vom anzulegenden Wert subtrahiert. Die Marktprämie ist die Förderung und wird über die EEG-Umlage finanziert.

### Kosten, Risiken und Herausforderungen durch das Ausschreibungsverfahren

Tab. 2 gibt einen Überblick über die Kosten und Risiken, die mit einem Windenergieprojekt verbunden sind und wie sie sich im Zuge des EEG 2017 möglicherweise verändern.

**Tab. 2: Kosten und Risiken von Windenergieprojekten und mögliche Auswirkungen durch das Ausschreibungsverfahren**

Kosten	Investitionskosten	Hauptinvestitionskosten steigen an Standorten > 110 % Gütefaktor (Förderung hoher WEA); Investitionsnebenkosten steigen (zunehmend förmliche Genehmigungsverfahren)
	Betriebskosten	Ertragsabhängige Kosten (Pachtzahlungen, Wartung & Reparatur) steigen: Wettbewerb um Flächen, flexiblere Wartungseinsätze
	Finanzierungskosten	Zinsentwicklung unklar; aber: je höher das Risiko, desto höher der Zinssatz
Risiken	Bisherige Risiken	Genehmigungsrisiko (Verlängerung eher wahrscheinlich, Untersagung weniger wahrscheinlich); Ertragsrisiko
	Zuschlagsrisiko	Kosten im Vorfeld entstehen, ohne zu wissen, ob Projekt Zuschlag erhält; geringeres Risiko für Bürgerenergiegesellschaften (Einheitspreisverfahren, geringere Kosten im Vorfeld aufgrund fehlender BImSchG-Genehmigung)
	Realisierungsrisiko	Kreditvaluierung erst mit Zuschlagserteilung; höheres Risiko für Bürgerenergiegesellschaften (keine BImSchG-Genehmigung)

Ein Auktionsverfahren ist immer mit einem Zuschlagsrisiko verbunden. Die Bieter wissen nicht, ob ihr Gebot einen Zuschlag erhält. Trotzdem müssen sie bereits im Vorfeld bis zu 10 % der Investitionskosten aufbringen, da ihr Projekt bei Gebotsabgabe bereits nach BImSchG genehmigt sein muss. Die Unsicherheit auf diesen Kosten sitzen zu bleiben ist hoch und kann dazu führen, dass manche Akteure erst gar nicht die Planung eines Projektes in Angriff nehmen. Damit würde sich der Windenergiemarkt verkleinern und nur große Projektierer und große Energieversorgungsunternehmen, die das Zuschlagsrisiko auf mehrere Projekte streuen können, blieben am Markt bestehen. Bürgerenergiegesellschaften haben ein verringertes Zuschlagsrisiko, da sie zum einen keine BImSchG-Genehmigung bei Gebotsabgabe vorweisen müssen und ihnen zum anderen der höchste noch bezuschlagte Gebotswert gewährt wird. Allerdings erschweren diese Sonderregelungen gleichzeitig die Bereitschaft sich an einem Bürgerwindprojekt zu beteiligen, denn ohne BImSchG-Genehmigung können die Kosten nur ungenau eingeschätzt werden und weitere Probleme, die im Laufe einer Genehmigung erst auftreten können, werden dann zu spät erkannt. Die durch das Ausschreibungsverfahren entstehende Unsicherheit schreckt v.a. kleine Projektierer, Stadtwerke und Bürgerenergiegesellschaften ab, die nicht die notwendigen finanziellen Kapazitäten haben, um entstehende Risiken abmildern zu können. Des Weiteren wird die gesamte Wertschöpfungskette der Windenergiebranche beeinflusst. Da nicht bekannt ist, ob, wann und unter welchen Bedingungen ein Zuschlag erteilt wird, können keine abschließenden Verträge mit bspw. Anlagenherstellern und Kreditinstituten vereinbart werden. Dadurch sind die Kosten schwieriger kalkulierbar und es steigt die Gefahr, dass Realisierungsfristen nicht eingehalten werden können. Insgesamt ist es fraglich, ob ein wirtschaftlich rentabler Betrieb überhaupt möglich ist, wenn die Gebotshöhe, d.h. die Förderhöhe, die in Folge mehrerer Ausschreibungsrunden gesenkt wird, zu gering ist, um die Kosten decken zu können.

Da die Menge der neu zu installierenden Leistung festgeschrieben ist, wird der Ausbau erneuerbarer Energien insgesamt begrenzt, denn mehr als diese ausgeschriebene Leistung kann überhaupt nicht installiert werden. Fraglich ist, ob dieser begrenzte Ausbaukorridor aber erreicht wird, denn die Leistung von nicht-realisierten Projekten wird nicht automatisch neu ausgeschrieben. Je mehr bezuschlagte Projekte nicht realisiert werden und dabei keine schnelle Korrektur der Ausschreibungsmengen vorgenommen wird, desto langsamer verläuft die Energiewende. Wie stark die Energiewende durch diese Form der Förderung ausgebremst wird, wird sich in den kommenden Jahren zeigen.