

# **Vorschlag der EnBW Energie Baden-Württemberg AG**

## **zur Ausgestaltung einer Quote für einen regional ausgewogenen Windenergieausbau im EEG 2016**

Karlsruhe, März 2016

## 1 Einleitung

Mit dem EEG 2016 ergeben sich bedeutende Änderungen für die Windbranche in Deutschland. Neben der Kosteneffizienz und dem Einhalten des Ausbaukorridors als Ziele des Ausschreibungsmodells soll auch ein ausgewogener Ausbau der Windenergie in ganz Deutschland erhalten bleiben, wie der Referentenentwurf zum EEG 2016 des BMWi verdeutlicht. Da das bisher genutzte zweistufige Referenzertragsmodell<sup>1</sup> als nicht geeignet angesehen wurde, eine ausgewogene regionale Verteilung zu bewerkstelligen, schlägt das Bundeswirtschaftsministerium ein einstufiges Referenzertragsmodell vor. Als EnBW halten wir die Entwicklung hin zu einem einstufigen Referenzertragsmodell grundsätzlich für richtig. Aus unserer Sicht bestehen aber noch zwei Schwachstellen:

1. Die aktuell vorgeschlagenen Korrekturfaktoren des einstufigen Referenzertragsmodells, die einen deutschlandweiten Ausbau der Onshore-Windkraft unterstützen sollen, basieren auf Kostenannahmen des EEG 2014. Damals wurde davon ausgegangen, dass die Betriebskosten (z.B. Wartung und Reparatur, Grundstückspachten) proportional zur Windgüte steigen. Nach aktuellen Erkenntnissen sinken jedoch die Betriebskosten relativ mit steigender Standortqualität.<sup>2</sup> In der Bewertung führt dies zu einem deutlichen Wettbewerbsvorteil für windreiche Standorte in einer gemeinsamen Ausschreibung.

Daher fordern wir im Sinne eines fairen Wettbewerbs, die Anpassung der Korrekturfaktoren an die tatsächlichen Betriebskosten.

2. Regional bedingte Kostenunterschiede in den Investitionsnebenkosten werden durch das Referenzertragsmodell nicht adressiert. Beispielhaft sei die kompliziertere Zuwegung und erhöhte Geländekomplexität bei Mittelgebirgs- und Waldstandorten genannt, wie sie insbesondere für Binnenlandstandorte typisch sind. Diese Kostenunterschiede belaufen sich auf bis zu 70 Euro / kW (Durchschnittswert).<sup>3</sup> Auch dieser Effekt bewirkt ungleiche Wettbewerbsbedingungen in der Ausschreibung. Im Ergebnis könnte es keinen räumlich verteilten Ausbau der Onshore-Windkraft geben, womit auch Netzbelangen nicht Rechnung getragen würde.

Als Lösung schlagen wir die Einführung einer Quote vor, die sich an der Abregelung von Erneuerbaren Energien orientiert.

<sup>1</sup> Windenergieprojekte erhalten für eine gewisse Zeit eine Anfangsvergütung und danach eine niedrigere Grundvergütung. Die Höhe dieser Vergütungen ist für alle Standorte identisch. Die Differenzierung der durchschnittlichen Vergütung je Standort erfolgt durch eine unterschiedlich lange Auszahlung der erhöhten Anfangsvergütung. Vgl. Agora Energiewende, 2014, S. 8

<sup>2</sup> Vgl. ZSW, 2016, S. 8 unter Bezugnahme auf Studie der Deutschen Windguard

<sup>3</sup> Vgl. BET, 2016, S. 6

## 2 Korrekturfaktoren im Referenzertragsmodell

Im einstufigen Referenzertragsmodell (REM) soll auf einen fiktiven 100%-Standort geboten werden. Dabei sollen Korrekturfaktoren die Renditeunterschiede der unterschiedlichen Standorte ausgleichen, die aufgrund der sehr unterschiedlichen Windverhältnisse entstehen. Allerdings sind neben der Windgeschwindigkeit und den Hauptinvestitionskosten<sup>4</sup> noch andere Faktoren zur Angleichung der Renditeerwartungen bei Windenergieprojekten zu betrachten: Investitionsnebenkosten<sup>5</sup> und Betriebskosten. Diese Inputfaktoren werden aktuell nicht bzw. nicht ausreichend bedacht.

**Betriebskosten:** Verschiedene Kostenstudien und Untersuchungen basieren auf der *bisherigen* Kostenausgestaltung unter dem EEG-Einspeisetarif. Dies führt zu fehlerhaften Annahmen bei den Betriebskosten. Hintergrund ist, dass früher von hohen ertragsabhängigen Betriebskosten ausgegangen wurde. Exemplarisch wurden Vollwartungsverträge proportional zum Windertrag ausgestaltet. Heute sind feste Summen in den Verträgen vorgesehen. Ferner wurde beim BMWi-Fachworkshop Ende 2015 von Experten bestätigt, dass die spezifischen Betriebskosten mit steigender Standortqualität abnehmen.<sup>6</sup>

Die Beibehaltung dieser veralteten Kostenannahmen würde windreichen Standorten die Möglichkeit zu wesentlich besseren Geboten in gemeinsamen Ausschreibungen geben. Insofern fordern wir eine Anpassung der Korrekturfaktoren innerhalb des REM an die realen Betriebskostenbedingungen, um die Rentabilität von Windprojekten in Bezug auf die Windgeschwindigkeit besser auszugleichen. Eine angemessene Anreizung windstärkerer Standorte soll dabei auch zukünftig gewährleistet werden. Auf Basis eigener Berechnungen schlagen wir folgende Anpassung der Korrekturfaktoren vor.

Standortqualität	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Korrekturfaktoren	1,60	1,38	1,21	1,08	1,00	0,93	0,86	0,80	0,75	0,70

Tabelle 1: Korrekturfaktoren nach Standortqualität, Eigene Berechnungen

Die Fortschreibung der Korrekturfaktoren bis zum 60%-Standort wird als unbedingt notwendig erachtet, um verschiedenen Regionen (Nord-/Süddeutschland) faire Chancen zu eröffnen und somit genau dieser vom BMWi formulierten Zielsetzung zu entsprechen. Damit von vorneherein ausgeschlossen ist, dass einzelne Projekte aufgrund der Korrekturfaktoren deutlich höher als im aktuellen EEG vergütet werden, schlagen wir eine absolute Obergrenze für Vergütungen von 9,03 ct./kWh gemäß des derzeitigen Referentenentwurfs zum EEG 2016 vor.

Des Weiteren berücksichtigt das REM keine regional bedingten Kostenunterschiede bei den **Investitionsnebenkosten**. Dieser Sachverhalt erfordert eine gesonderte Lösung, auf die nachfolgend eingegangen wird.

<sup>4</sup> U.a. Investitionskosten für die Anlagentechnik

<sup>5</sup> U.a. Erschließungskosten, Netzanbindungskosten, Kompensationsmaßnahmen, Interne Parkverkabelung

<sup>6</sup> Vgl. ZSW, 2016, S. 8

### 3 Quote für einen abregelungsarmen Raum

Die Investitionsnebenkosten unterscheiden sich durchschnittlich um bis zu 70 Euro / kW innerhalb Deutschlands.<sup>7</sup> Vor allem in Süddeutschland bestehen zahlreiche Standorte, die – bei identischer Windgüte wie „norddeutsche“ Standorte – standortbedingte Kosten- und Ertragsnachteile verzeichnen. Diese regional bedingten höheren Kosten entstehen bspw. durch Windmessungen wegen fehlender Vergleichsdaten, eine komplexe Topologie sowie eine komplizierte Zuwegung und erhöhte Geländekomplexität mit längeren Wegen zu existierender Infrastruktur. Diese Kostenunterschiede werden durch das Ausschreibungdesign für Wind-Onshore nicht adressiert.

Diese Differenzen bei den Investitionsnebenkosten führen zu Wettbewerbsnachteilen in einem gemeinsamen Ausschreibungssystem. Im Ergebnis wäre der gewünschte räumlich gleichmäßige Zubau in Deutschland nicht gegeben. Dies wäre insbesondere unter Netzgesichtspunkten problematisch.

Warum?

Sowohl die Abregelungen Erneuerbarer Energien (EE) als auch die Redispatchmaßnahmen<sup>8</sup> sind in den letzten Jahren signifikant angestiegen. Um die wirtschaftliche Relevanz zu verdeutlichen, nachfolgend ein paar Fakten: Im ersten Halbjahr 2015 betrug die Abregelung EE bundesweit 1.870 GWh, dagegen lag sie im gesamten Jahr 2014 bei 1.581 GWh. Die geschätzten Entschädigungsansprüche der Erzeuger lagen für das erste Halbjahr 2015 bei 194 Mio. Euro. Die häufigsten Eingriffe der Netzbetreiber fanden in Bundesländern mit hoher Windeinspeisung statt (Platz 1: Schleswig-Holstein).

Die bundesweiten Redispatch-Eingriffe bestätigen dieses Bild. Die gesamte Menge lag im Jahr 2014 bei 5.197 GWh. Diese Zahl wurde bereits im ersten Halbjahr 2015 übertroffen (5.253 GWh). Auch in den Kosten macht sich dieser deutliche Anstieg bemerkbar. Während die Kosten für Redispatch im Gesamtjahr 2014 187 Mio. Euro betragen, gehen die Übertragungsnetzbetreiber für das erste Halbjahr 2015 von 266 Mio. Euro aus.

Um diese Kosten zu minimieren, ist ein räumlich und energiewirtschaftlich sinnvoller Ausbau zu gewährleisten. Wie bereits dargestellt, reicht hierfür das Referenzertragsmodell nicht aus, sondern es bedarf einer Zubauquote. Diese Quote soll sich an der Abregelung der erzeugten EE-Arbeit in den einzelnen Bundesländern orientieren, um höheren Abregelungs- und Redispatchkosten – und damit volkswirtschaftlichen Kosten – entgegenzuwirken.

#### Vorgehensweise

Die Einführung einer Quote ändert am grundsätzlichen Modell einer einheitlichen Ausschreibung nichts. Alle Projekte nehmen an einer Ausschreibung teil, erst in einem zweiten Schritt würde die tatsächliche Bezuschlagung regionalen Aspekten – in Form der abgeregelten EE-Arbeit -

<sup>7</sup> Vgl. BET, 2016, S. 6

<sup>8</sup> Beim Redispatch werden konventionelle und erneuerbare Erzeugungsanlagen vor dem Netzengpass abgeregelt und Anlagen hinter dem Netzengpass hochgefahren. Vgl. BMWi, 2015, S. 28

unterworfen. Die EnBW hält das Modell einer Quotenregelung, in Anlehnung an den Vorschlag des Beratungsunternehmens BET, für zielführend. Der originäre BET-Vorschlag sieht vor, Deutschland in zwei Teilräume aufzuteilen, denen jeweils eine Mindestquote am Zubau zugeschrieben wird (jeweils 40 % der Zuschläge bei den Ausschreibungen). Darüber hinaus existiert eine sog. Schwungmasse (20 %), ein ungebundener Teil der ausgeschriebenen Leistung, dessen Auktion über Gesamtdeutschland stattfindet.

### Definition der Quote

Zu einem energiepolitisch und volkswirtschaftlich sinnvollen Fortgang der Energiewende gehört, eine möglichst hohe Nutzung des in EE-Anlagen produzierten Stroms zu garantieren. Daher sollte sich ein Anteil der Ausschreibung an der Netzverträglichkeit für Neuanlagen ausrichten.

Als Grundlage für diesen Teilraum ziehen wir den Prozentsatz an abgeregelter EE-Arbeit in den jeweiligen Bundesländern heran (sog. Einspeisemanagement). Diese Daten werden von der Bundesnetzagentur erhoben.<sup>9</sup>

Bundesland	Ausfallarbeiten in GWh			Einspeisung EE 2014 in GWh	Abregelung an EE-Erzeugung in %
	gesamt	2015 1. Quartal	2015 2. Quartal		
Schleswig-Holstein	1209,5	718,67	490,83	11.886	20,35
Brandenburg	273	165,54	107,46	13.078	4,17
Niedersachsen	231,32	162,43	68,89	23.900	1,93
Mecklenburg-Vorpommern	52,86	5,76	47,1	7.688	1,38
Thüringen	33,27	28,76	4,51	4.173	1,58
Sachsen-Anhalt	36,23	29,42	6,81	10.027	0,7
Nordrhein-Westfalen	18,07	16,32	1,75	14098	0,25
Rheinland-Pfalz	8,27	0,14	8,13	6.114	0,26
Sachsen	7,82	6,89	0,93	4.763	0,32
Bayern	0,291	0,001	0,29	21.944	0,002
Baden-Württemberg	0,33	0,18	0,15	10.584	0,006
Hessen	0,09	0,06	0,03	4.410	0,002
Hamburg	0,19	0,19	-	322	0,06
Berlin	-	-	-	288	
Bremen	-	-	-	396	
Saarland	-	-	-	1.143	
Gesamt	1870	1134,63	736,88	134.814	

Tabelle 2: Abregelung Erneuerbarer Energien in den jeweiligen Bundesländern

Hierzu setzen wir für jedes Bundesland die Ausfallarbeit in Beziehung zu der gesamten EE-Einspeisung. Hinsichtlich der Ausfallarbeit liegen aktuell nur Daten für das erste Halbjahr 2015

<sup>9</sup> Vgl. Quartalsbericht der Bundesnetzagentur zu Netz- und Systemsicherungsmaßnahmen, 2015, S. 21, S. 36

vor. Für eine erste Abschätzung verdoppeln wir daher die Ausfallarbeit der ersten sechs Monate. Im Nenner findet sich derzeit die produzierte EE-Arbeit für das Jahr 2014, da die bundesland-scharfen Gesamtzahlen für 2015 noch nicht vorliegen.<sup>10</sup> Die Ergebnisse können der letzten Spalte in der obigen Tabelle entnommen werden.

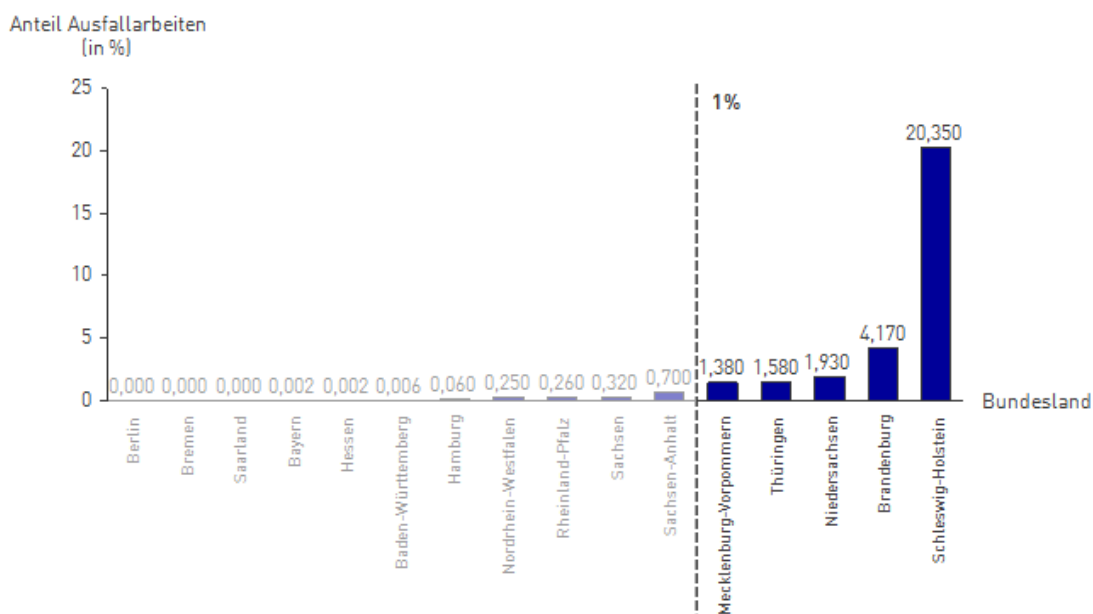
Ermitteln der Abregelung der EE-Erzeugung in Prozent:



Alle Bundesländer, in denen die Abregelung weniger als einem Prozent an der erzeugten EE-Arbeit entspricht, sollen einem separaten Teilraum in der Ausschreibung zugeordnet werden (siehe nachfolgende Grafik). Dieser Teilraum sollte 40 % des jährlichen Ausschreibungsvolumens umfassen.

Dieser Vorschlag ist darin begründet, dass höheren Abregelungs- und Redispatchkosten entgegengewirkt werden kann, da mindestens 40 % der Neuanlagen in Gebieten gebaut werden, in denen die Ausfallarbeit an der gesamten EE-Erzeugung sehr gering ist.

Nach unserer Abschätzung liegen fünf Bundesländer außerhalb dieses Teilraums. Sie haben im Jahr 2015 53 % am deutschlandweiten Zubau im Bereich Wind-Onshore abgedeckt.<sup>11</sup> Da die restlichen 60 % des Ausschreibungsvolumens frei zuteilbar sind, ist auch von einer praktikablen Lösung für diese Bundesländer auszugehen.



<sup>10</sup> Vgl. Die offiziellen Zahlen für Erzeugung und Abregelung in 2015 liegen der BNetzA ab Mai 2016 vor.

<sup>11</sup> Vgl. Deutsche Windguard, 2016, S. 4

Mit der jährlichen Bekanntgabe der auszuschreibenden Menge für Wind Onshore, könnte die BNetzA diejenigen Bundesländer bekanntgeben, die dem abregelungsarmen Raum für das jeweilige Ausschreibungsjahr angehören. Kein Bundesland ist im Vorfeld ausgeschlossen.

Für alle Bundesländer, bzw. Windenergieprojekte, sollte weiterhin einen Höchstpreis gelten (z.B. 7 ct./kWh bei 100%-Standort), um die Befürchtung zu hoher Preise bei niedrigem Wettbewerb zu umgehen.

Der Vorschlag in Kürze:

- Alle Bundesländer können grundsätzlich dem abregelungsarmen Raum zugeordnet werden.
- Der Ausbau von Wind-Onshore findet mit mind. 40 % in Gebieten statt, in denen die Ausfallarbeit an der gesamten EE-Erzeugung sehr gering ist.
- Gleichzeitig schafft dieser Anteil die Grundlage für einen deutschlandweiten Ausbau der Onshore-Windenergie.
- Da der 40 %-Anteil für abregelungsarme Gebiete erst nach Abschluss der Auktion angewandt wird, bleibt die Gebotsmenge inklusive eines hohen Wettbewerbsniveaus erhalten. Ein ambitionierter Höchstpreis sorgt dafür, dass keine überhöhten Preise durch mangelnden Wettbewerb möglich sind.
- Sofern der Mindestanteil von 40 % durch Gebote der abregelungsarmen Gebiete nicht erreicht wird, ist das Ausschreibungsvolumen durch die restlichen Gebote aufzufüllen. Hierdurch wird sichergestellt, dass der Ausbau der Windenergie nicht ausgebremst wird.
- Die jährliche Bekanntgabe der Ausschreibungsmenge für Wind-Onshore sowie die zeitgleiche Bekanntgabe derjenigen Bundesländer, die dem abregelungsarmen Raum angehören, verschafft Planungssicherheit für alle Akteure.
- Um zu vermeiden, dass der abregelungsarme Raum bei schnellerem EE-Ausbau als Netzausbau kontinuierlich kleiner wird, sollte eine regelmäßige Evaluation des Schwellwertes (derzeit 1 % der abregelten EE-Arbeit) stattfinden. Im Falle eines beschleunigten Netzausbaus könnte der Wert auch abgesenkt bzw. die Quote nicht mehr benötigt werden.

Fazit: Mit der Überarbeitung der Korrekturfaktoren im Referenzertragsmodell und mit der Einführung einer Quote für den abregelungsarmen Raum sehen wir die Bedingungen geschaffen, die auch unter wettbewerblicher Ermittlung der anzulegenden Werte einen regional ausgewogenen Ausbau der Windenergie an Land zulassen würde.

An dieser Stelle noch ein Appell: Die Ausweisung der Onshore-Windkraft als Residualgröße für den Ausbau der EE bedeutet ein hohes Risiko für den weiteren Ausbau der wichtigsten – und derzeit günstigsten – Stromerzeugungsart der Energiewende. Um diese richtige Entwicklung nicht zu bremsen, benötigt die junge Windbranche mit ca. 150.000 Arbeitsplätzen Stabilität. Daher fordern wir im EEG 2016 ein jährliches Ausschreibungsvolumen von mindestens 2.500 MW (netto) vorzusehen. Zu den aktuellen Entwicklungen wird sich die EnBW AG ausführlicher im Rahmen einer Stellungnahme zum Referentenentwurf des EEG 2016 äußern.

## Quellen

Agora Energiewende: Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell; [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Referenzertragsmodell\\_Wind/Studie\\_Referenzertragsmodell\\_Wind\\_WEB.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Referenzertragsmodell_Wind/Studie_Referenzertragsmodell_Wind_WEB.pdf)

BET, Windenergie an Land: Analyse Stromgestehungskosten & Korrekturfaktoren, Bewertung der Annahmen und Modelle zur Parametrierung des 1-stufigen RE-Modells nach BMWi, Aachen

BMWi: Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG; <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-novelle-2016-fortgeschriebenes-eckpunktepapier,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

BMWi: Ein Strommarkt für die Energiewende; <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

Bundesnetzagentur: Quartalsbericht der Bundesnetzagentur zu Netz- und Systemsicherungsmaßnahmen – 1. und 2. Quartal 2015; <http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/Presse/Mediathek/Berichte/berichte-node.html>

Bundesnetzagentur: Zahlen, Daten und Informationen zum EEG; [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html)

Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2015; [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht\\_2015\\_BA.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3)

Deutsche Windguard: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland; [http://www.windguard.de/\\_Resources/Persistent/5f69ea69f71f901b3dd91247f08fd2e0c67c46b8/Factsheet-Status-Windenergieausbau-an-Land-Jahr-2015.pdf](http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/5f69ea69f71f901b3dd91247f08fd2e0c67c46b8/Factsheet-Status-Windenergieausbau-an-Land-Jahr-2015.pdf)

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW); Hintergrundinformationen zur quantitativen Ausgestaltung des einstufigen Referenzertragsmodells; [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/marktanalyse-wind-an-land-workshop-07-zsw.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/marktanalyse-wind-an-land-workshop-07-zsw.pdf?__blob=publicationFile&v=2)