

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

Stellungnahme

Zum Entwurf der Danish Energy Agency:

Draft conditions for pilot tendering procedure for a price premium for electricity generated at solar photovoltaic installations

Berlin, 17. März 2016



1 Einleitung

Die dänische Energie-Agentur hat am 3. März 2016 eine Konsultation für ein Ausschreibungsdesign für PV-Freiflächenanlagen in Dänemark eröffnet. Trotz der mit 20 MW Gesamtvolumen nur sehr geringen Ausschreibungsmenge erachtet der BDEW diese Konsultation als Meilenstein, da die Förderhöhe von Strom aus Erneuerbaren Energien erstmals in einer länderübergreifenden Ausschreibung ermittelt werden soll. Insgesamt sollen auf diese Weise jährlich 2,4 MW installierte Leistung PV-Freiflächenkraftwerke in Deutschland errichtet und durch das dänische Fördersystem für Erneuerbare Energien gefördert werden.

Aus Sicht des BDEW könnte dies ein erster Schritt zur Harmonisierung der Fördersysteme in Europa sein, verbunden mit einem klaren Signal für die Marktintegration der Erneuerbaren Energien. Marktintegration bedeutet in diesem Kontext nicht nur die Reaktion auf Marktpreissignale des Strommarktes, sondern auch die Bestimmung von Stromgestehungskosten (Vollkosten) im Wettbewerb. Die vorgesehene wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe ist deshalb positiv zu bewerten. Auktionsverfahren sind bei ausreichend vorhandenem Wettbewerb und bei entsprechender Ausgestaltung grundsätzlich geeignet, neben der Mengensteuerung auch eine hohe Kosteneffizienz bei der Förderung der Erneuerbaren Energien zu erreichen. Gleichzeitig erhöhen Auktionen durch die mit ihnen verbundene Mengensteuerung nicht nur die Planbarkeit des Erneuerbare-Energien-Zubaus, sondern setzen auch verlässliche Rahmenbedingungen für marktgetriebene Investitionen in konventionelle Energieanlagen.
Der BDEW begleitet den Diskussionsprozess zu den Rahmenbedingungen für Ausschreibungen in Deutschland von Beginn an intensiv und konstruktiv. Hierfür hat der Verband die r2b energy Consulting GmbH und die Brandenburgische Technische Universität (BTU) in Cottbus mit der Erarbeitung eines Gutachtens zur Identifikation der relevanten Parameter für Auktionen zur Ermittlung der Förderhöhe für Strom aus Erneuerbaren Energien beauftragt.

Aufbauend auf dem Gutachten¹ „Ausgestaltung eines Auktionsmodells für EE-Anlagen in Deutschland“ und der wertschöpfungsstufenübergreifenden Diskussion in den Gremien nimmt der BDEW mit vorliegendem Positionspapier Stellung zu ausgewählten Punkten des dänischen Auktionsmodells.

Während die diesbezüglichen Vorschläge im Hinblick auf Realisierungsfristen, Pönalisierungsregeln und die verpflichtende Direktvermarktung auf Zustimmung stoßen, besteht aus Sicht des BDEW ein Optimierungsbedarf beim Ausschreibungsgegenstand, bei der Regelung zum Umgang mit negativen Marktpreisen und bei der Preisfindungsregel. Zudem lassen die vorgestellten Regelungen das Selbstverbrauchsprivileg in Deutschland unberücksichtigt. Der BDEW empfiehlt hier, im Zusammenhang mit Auktionen einen Anspruch auf Förderung nur insoweit zu gewähren, wie der erzeugte Strom vollständig in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist, also das Selbstverbrauchsprivileg nicht genutzt wird.

¹ [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/47C5F14138FD3513C1257ECF002BE0C6/\\$file/Gutachten_Auktionsdesign_r2b_BTU_FINAL.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/47C5F14138FD3513C1257ECF002BE0C6/$file/Gutachten_Auktionsdesign_r2b_BTU_FINAL.pdf)

2 Bewertung ausgewählter Aspekte

2.1 Realisierungsfristen und Pönalisierung

Die verschuldensunabhängige Pönalisierung bei Nichteinhaltung der Realisierungsfrist und die verschuldensabhängige Möglichkeit der Fristverlängerung erscheinen sachgerecht.

Der BDEW empfiehlt darüber hinaus die Gewährung einer pönalefreien Rückgabe von Zuschlägen, wenn ein Bescheid oder ein Gerichtsurteil vorliegt, das den Bau oder Betrieb eines bezuschlagten Projekts einschränken oder unmöglich machen würde. Dies senkt die Risiken der Projektierer und reduziert in der Folge die ansonsten bei der Gebotsabgabe einzukalkulierenden Risikoprämien.

2.2 Direktvermarktung

In Deutschland besteht seit Inkrafttreten des EEG 2014 die Verpflichtung zur Direktvermarktung für Strom aus größeren Erneuerbare-Energien-Anlagen. Es ist daher nur folgerichtig, dass die Förderung von Erzeugungsanlagen in Deutschland durch das dänische Fördermodell an diese Direktvermarktungspflicht anknüpft.

2.3 Ausnahmeregelungen

Es ist nicht ersichtlich, dass Ausnahmeregelungen im Rahmen der Regelung vorgesehen sind. Dies ist aus Sicht des BDEW - insbesondere vor dem Hintergrund des Pilotcharakters der länderübergreifenden Ausschreibung - ausdrücklich zu begrüßen, da Ausnahmeregelungen in den meisten Fällen entweder dem Ziel der Mengensteuerung oder der Kosteneffizienz entgegenstehen.

2.4 Förderung in Stunden mit negativen Marktpreisen

Laut Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission soll der Fördermechanismus für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen keine Anreize setzen, bei negativen Marktpreisen Strom zu erzeugen. Dementsprechend ist in dem veröffentlichten Entwurf der dänischen Energie-Agentur ausgeführt, dass eine Förderung nur für den Strom erfolgt, der in Zeiten mit positiven Marktpreisen eingespeist wird. Als Marktpreissignal wird der Stundenkontrakt an der für den Standort relevanten Strombörse genannt. Dies ist auch aus Sicht des BDEW sachgerecht, da die Anlage unabhängig von dem dahinter stehenden Fördersystem in dem Markt wirkt, in dessen Marktgebiet sie einspeist.

Der BDEW unterstützt die Zielsetzung, Anreize zur Einspeisung von Strom in Stunden mit negativen Marktpreisen zu vermeiden. Die oben beschriebene Regelung birgt jedoch das Problem, dass erst nach Handelsschluss klar ist, ob sich ein negativer Stundenkontrakt einstellt. Zudem ist es für Investoren/Fremdkapitalgeber kaum möglich, für die gesamte Förderdauer zu prognostizieren, wie oft eine solche Regelung wirksam werden könnte. Aufgrund

dieser Unsicherheiten ist mit erheblichen Risikoaufschlägen bei den Auktionen zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe zu rechnen.

Aus Sicht des BDEW würde eine Umstellung der aktuell zeitlich befristeten Förderung der Erneuerbaren Energien durch das EEG auf ein Förderkontingentmodell eine vielversprechende Alternative zur administrativ geregelten Nichtauszahlung von Förderung in Zeiten mit negativen Marktpreisen darstellen. Bereits 2012 hatte der BDEW die Einführung von Mengenkontingenten vorgeschlagen.² Im Förderkontingentmodell wird der Förderbedarf einer Erneuerbare-Energien-Anlage nicht mehr auf alle Kilowattstunden, sondern auf eine definierte Strommenge verteilt. Dadurch wird die Erzeugungsanlage weder mehr noch weniger als bisher gefördert. Allerdings entstehen positive Effekte im Hinblick auf die Systemintegration. So entsteht inhärent der Anreiz, Strom nur dann einzuspeisen, wenn der Anlagenbetreiber am Markt positive Deckungsbeiträge erwirtschaften kann. Im Ergebnis sinkt auf Basis der Förderung eines Mengenkontingentes der Anreiz für eine nicht-bedarfsgerechte Stromerzeugung und für eine Einspeisung bei negativen Marktpreisen.

Als weiterer Vorteil des Förderkontingentmodells ist wahrscheinlich zu erwarten, dass negative Preise infolge des veränderten Gebotsverhaltens in deutlich weniger Stunden auftreten. Hieraus ergibt sich eine Entlastung der EEG-Umlage, weil der Monatsmarktwert nicht oder nur wenig durch negative Preise herabgesetzt wird.

Ergänzend zur Einführung eines Förderkontingentmodells müssten geeignete Rahmenbedingungen zur Sektorenkopplung entwickelt werden. Auf diese Weise kann dem Auftreten negativer Marktpreise effektiv entgegengewirkt werden ohne die System- und Investitionssicherheit zu gefährden.

2.5 Preisfindungsregel

Im Hinblick auf die Preisfindungsregel spricht sich der BDEW grundsätzlich für die Anwendung des Einheitspreisverfahrens (uniform pricing) aus.

Unnötige Risiken für unerfahrene Markakteure sollten reduziert werden, da sich diese mittelfristig zu Markteintrittsbarrieren entwickeln können. Zu den Gefahren für neue und vergleichsweise unerfahrene Markakteure gehört insbesondere der „Fluch des Gewinners“³. Sofern Auktionen einmalig durchgeführt werden, ist dieses Risiko deutlich höher zu bewerten als bei regelmäßig durchgeföhrten Auktionen um dasselbe Gut. Im letzten Fall stehen dem Markt grundsätzlich hinreichend Informationen über den Wert des ausgeschriebenen Gutes zur Verfügung. Insofern reduziert die regelmäßige Auktion in engen zeitlichen Abständen bereits das Risiko, dem „Fluch des Gewinners“ zu unterliegen. Es ist daher zu erwarten, dass lediglich unerfahrene neue Akteure betroffen sein werden. Dieses Risiko wird in Einheitspreisverfahren (uniform pricing) erheblich reduziert, was nicht nur neue Markakteure schützt,

² BDEW (2013): Positionspapier „Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG“.

³ Der „Fluch des Gewinners“ besagt, dass das Gewinnen einer Auktion nicht immer eine gute Nachricht für den Bieter sein muss. Ist der Wert des auktionierten Gutes nämlich unsicher, so kann der Gewinn der Auktion bedeuten, dass der Bieter den Wert des Gutes falsch eingeschätzt hat und einen Verlust erleidet.

sondern auch zu einer höheren Realisierungsrate führt, weil Fehleinschätzungen eine Nichtrealisierung erwarten lassen.

Die Vermeidung des „Fluchs des Gewinners“ ist insofern auch von Vorteil für die ausschreibende Stelle, da sie sich durch eine höhere Realisierungsrate einfacher am gesetzlichen Ausbaupfad orientieren kann.

Des Weiteren bestehen beim Gebotspreisverfahren Anreize für die Akteure, strategisch oberhalb ihrer individuellen Grenzkosten zu bieten und zu versuchen, das Grenzgebot zu erraten. Es ist daher nicht zu erwarten, dass Gebotspreisverfahren kosteneffizienter sind als Einheitspreisverfahren.

Ein weiterer Vorteil von Einheitspreisverfahren besteht im niedrigeren administrativen Aufwand. Gebotspreisverfahren („pay-as-bid“) führen beispielsweise zu einem erheblichen Mehraufwand bei der Abwicklung, da für jedes Projekt eine individuelle Vergütungsgruppe entsteht.

2.6 Ausschreibungsgegenstand (fixe versus gleitende Marktprämie)

Die dänische Energie-Agentur kündigt an, dass der Ausschreibungsgegenstand eine fixe Marktprämie sein soll.

Auch der BDEW hatte in vergangenen Positionspapieren die fixe Marktprämie einer gleitenden Marktprämie vorgezogen. Kernargument für die Umstellung auf eine fixe Marktprämie ist, dass Investitionen in konventionelle Stromerzeugungsanlagen ein langfristiges Preisrisiko tragen. Diese Position wird im BDEW jedoch nach wie vor kontrovers diskutiert. Vor diesem Hintergrund hat der BDEW in dem Gutachten unter anderem das Zusammenwirken der gleitenden bzw. fixen Marktprämie mit Auktionen untersuchen lassen und ist zu dem Schluss gekommen, dass die gleitende Marktprämie als Förderinstrument für die Einführung von Auktionen im Bereich der Erneuerbaren Energien vorzugswürdig ist.

Dies ist vertretbar, da durch eine Umstellung auf eine fixe Marktprämie zwar Vorteile im Hinblick auf die Marktintegration, jedoch weder Vorteile im Hinblick auf die Systemintegration der EEG-Anlagen noch im Hinblick auf die Kosteneffizienz der Förderung entstehen. So bestehen in der gleitenden und fixen Marktprämie die gleichen Anreize, auf die schwankenden Marktpreise zu reagieren und Bilanzkreispflichten einzuhalten. Auch die Anreizwirkung zur Optimierung von Erzeugungsprognosen und der Anreiz zur Optimierung der Anlagenauslegung bereits im Vorfeld der Investition sind vergleichbar. Mit Blick auf das Einspeiseverhalten bei negativen Preisen ist in beiden Fällen zu erwarten, dass EEG-Anlagen im Marktprämiensmodell erst dann abregeln, wenn der negative Marktpreis die Marktprämie übertrifft, also ein Verlust entsteht.

Dagegen sind bei der fixen gegenüber der gleitenden Marktprämie im Zusammenhang mit Auktionen Nachteile zu erwarten.

Zum einen müssten alle Bieter vor der Gebotsabgabe nicht nur ihre Gesamtkosten kalkulieren, sondern darüber hinaus auch eine langfristige Strompreisprognose erstellen, um an-

schließend die von ihnen benötigte fixe Marktprämie errechnen zu können. Im Idealfall wäre diese langfristige Strompreisprognose übereinstimmend mit den dann später sich tatsächlich einstellenden Strompreisen. Aufgrund der Unsicherheit über die zukünftige Strompreisentwicklung wäre jedoch mit Risikoauflägen zu rechnen. Diese würden – je nach Risikobereitschaft des Bieters – höher oder niedriger ausfallen. Bei einer Umstellung auf eine fixe Marktprämie wäre in der Folge mit einer Steigerung der benötigten Förderung und damit mit einer Erhöhung der von den Letztverbrauchern (Haushalten und Industrie) zu tragenden EEG-Umlage zu rechnen.

Dabei ist bereits unter den aktuellen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, dass Projektierer für gute Windstandorte an Land im Kontext des Referenzvertragsmodells auch bei einer gleitenden Marktprämie langfristige Strompreisprognosen erstellen und in ihre Gebote einpreisen müssen, da die Anfangsvergütung für einen kürzeren Zeitraum als die technische Lebensdauer der Projekte ausbezahlt wird.

Zum Anderen würde die mit der Umstellung auf eine fixe Marktprämie verbundene Notwendigkeit zur Erstellung langfristiger Strompreisprognosen durch die Akteure zu einer weiteren Steigerung der Komplexität führen. Es wäre zu erwarten, dass insbesondere kleinere und weniger erfahrene Marktteakteure Schwierigkeiten hätten, die damit verbundenen Risiken richtig einzuschätzen. In diesem Fall könnte die fixe Marktprämie als Markteintrittshürde die Akteursvielfalt und die Wettbewerbsintensität reduzieren.

Sofern sich die Danish Energy Agency für die gleitende Marktprämie entscheiden sollte, so muss (wie von der Danish Energy Agency vorgesehen) sicher gestellt werden, dass der energieträgerspezifische Referenzmarktwert auf Basis der Marktpreise ermittelt wird, in dessen Marktgebiet die Anlage einspeist. Andernfalls können Mitnahmeeffekte entstehen. Dies wäre Beispieleweise dann der Fall, wenn das Marktpreissignal des Investitionslandes gelten würde und dieses unterhalb des für die Vermarktung des Stroms relevanten Marktpreissignals liegen würde.

2.7 Selbstverbrauch und Ausschreibungen

Aus den zur Konsultation gestellten Vorschlägen geht nicht eindeutig hervor, dass der Selbstverbrauch von Strom aus Anlagen, deren Förderhöhe sich im Wege der Ausschreibung bestimmt, ausgeschlossen ist. Aus Sicht des BDEW ist dies jedoch wichtig, da ansonsten zwischen den beteiligten Akteuren das in Deutschland bestehende Selbstverbrauchsprivileg zu Wettbewerbsverzerrungen führen würde. Angesichts des geringen Ausschreibungsvolumens ist dies gegenwärtig noch nicht relevant, würde aber bei einer Ausweitung des Auktionsmodells wichtiger werden.

In den letzten Jahren hat der Anteil der Anlagen mit Selbstverbrauch in Deutschland stark zugenommen und liegt bei den Photovoltaikanlagen aktuell bei über 80 % der installierten Neuanlagen. Das Wirtschaftlichkeitskalkül des Betreibers und Eigenerzeugers beruht dabei zurzeit auf der anteilig vermiedenen EEG-Umlage sowie auf Netzentgelten, Umlagen, Abgaben und Steuern, die beim Verbrauch von selbst erzeugtem Strom entfallen. Mit der Nutzung

des selbst erzeugten Stroms erzielt der Betreiber damit im Vergleich zur gesetzlichen Einspeisevergütung einen Vorteil. Allerdings sinkt dadurch die umlagefähige Letztverbrauchermenge, auf welche die EEG-Kosten gewälzt werden. Dies gilt in analoger Weise auch für die Netzentgelte und andere Umlagen. Bei Abgaben und Steuern sinkt das Aufkommen zu Ungunsten der öffentlichen Haushalte. Grundsätzlich ist anzumerken, dass in der Regel auch Selbstverbraucher auf die Netze zur Absicherung der Stromversorgung und zur Frequenzhaltung angewiesen sind.

Der Verbrauch von selbst erzeugtem Strom entlastet zudem das Verteilnetz nicht. Die stark schwankende Stromerzeugung aus PV-Anlagen im Zusammenwirken mit dem ebenfalls schwankenden Eigenbedarf der Haushalte führt in nahezu jeder Stunde zur Inanspruchnahme der Verteilnetze, entweder weil Überproduktion abgeleitet oder - bei fehlender Eigenerzeugung - der Bedarf ausgeglichen werden muss.

Selbst verbrauchter Strom aus Eigenerzeugungsanlagen muss daher grundsätzlich mit den gleichen Steuern, Abgaben und Umlagen belastet werden wie der aus dem Netz der allgemeinen Versorgung Bezogene. Die Wettbewerbsverzerrung für Investitionen und die darauf beruhende Fehlallokation würden auf diese Weise beseitigt. Aus ordnungspolitischer Sicht ist dabei die Beachtung des Bestandsschutzes erforderlich, sodass sich Änderungen des rechtlichen Rahmens nur auf neue Anlagen auswirken dürfen.

Die Gleichstellung des Selbstverbrauchs mit dem Strombezug aus dem Netz ist insbesondere im Hinblick auf Auktionen von zentraler Bedeutung. Auktionen in Verbindung mit dem Selbstverbrauchsprivileg würden zu Wettbewerbsverzerrungen führen und zwar zu Lasten solcher Akteure, deren Selbstverbrauchsanteil vergleichsweise gering ist. So ist beispielsweise davon auszugehen, dass Supermärkte und andere gewerbliche Betriebe einen größeren Anteil des von ihnen erzeugten Stroms selber verbrauchen können, als dies bei Privathaushalten möglich ist. Bei der Gebotsabgabe würde sich dies dann so äußern, dass diejenigen Akteure mit einem größeren Selbstverbrauch eine scheinbar reduzierte Förderung benötigen, da sie ja über das Selbstverbrauchsprivileg indirekt und zu Lasten der Allgemeinheit gefördert werden. Im Ergebnis käme es zu einer Verdrängung anderer Akteure und damit zu einer politisch nicht gewollten Reduzierung der Akteursvielfalt.

Zudem würden die Akteure mit einem großen Selbstverbrauch nicht nur die Selbstverbrauchsprivilegien in Anspruch nehmen, sondern darüber hinaus auch noch eine erhöhte Förderung (im Gebotspreisverfahren würden sie den Grenzpreis erraten). Die daraus resultierende Mehrbelastung der Stromkunden zahlen vor allem jene Letztverbraucher, die keine eigenen Anlagen betreiben können. Hieraus ergeben sich sozialpolitische Fragen, die die Akzeptanz der Energiewende maßgeblich beeinflussen können.

Angesichts der bestehenden Privilegierung des Selbstverbrauchs wird empfohlen, im Zusammenhang mit Auktionen einen Anspruch auf Förderung nur insoweit zu gewähren, wie der erzeugte Strom vollständig in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist, also das Selbstverbrauchsprivileg nicht genutzt wird.

Ansprechpartner:

Stefan Thimm
Telefon: +49 30 300199-1310
stefan.thimm@bdew.de