

## Stellungnahme

# zum Entwurf einer Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen

Berlin, 24. April 2017

## 1 Einleitung

Der zur Konsultation gestellte Verordnungsentwurf dient der Umsetzung von Vorgaben der Europäischen Kommission im Rahmen der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG 2017. Mit der zu erlassenden Verordnung sollen gemeinsame Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung von Systemintegrationskosten und ohne Anwendung des Referenzertragsmodells für Windenergieanlagen an Land eingeführt werden.

Der BDEW hatte bereits in der Vergangenheit auf die mit einer gemeinsamen Ausschreibung verbundenen Probleme und Herausforderungen hingewiesen. In einem bereits vor dieser Konsultation veröffentlichten Eckpunktepapier hat auch das Bundeswirtschaftsministerium deutlich gemacht, dass es die Sorgen der Branche teilt. Ungeachtet der bereits vorgetragenen und bekannten Argumente steht der BDEW der Erprobung technologieübergreifender Ausschreibungen grundsätzlich offen gegenüber, da bei richtiger Ausgestaltung weitere Potentiale zur Kostensenkung gehoben werden können. Leider sind die hierfür erforderlichen Rahmenbedingungen nicht gegeben.

Wenngleich die Berücksichtigung von Systemintegrationskosten grundsätzlich in die richtige Richtung geht, besteht auch hier Verbesserungspotential, insbesondere dann, wenn in Erwägung gezogen wird, diese Regelung über 2020 hinaus anzuwenden. In diesem Zusammenhang ist es von besonderer Bedeutung, dass der Ausbau der Stromnetze weiterhin Priorität haben muss. Andernfalls droht eine Fehlallokation der Investitionen der Energiewende. Keinesfalls sollte die Steuerungswirkung der Verteilernetzkomponente so stark werden, dass Anlagen an ertragreichen Standorten nicht mehr errichtet werden können. Dies würde zwar Netzausbaukosten einsparen, aber ungleich höhere Stromerzeugungskosten nach sich ziehen, da dann mehr Anlagen an ertragsärmeren Standorten errichtet werden müssten, um die Erneuerbare-Energien-Ausbauziele zu erreichen. Dies wäre volkswirtschaftlich nicht effizient. Die potenziellen Windstandorte sollten vielmehr in einem fairen Wettbewerb bundesweit gegeneinander antreten, sodass grundsätzlich die effizienteren Projekte bezuschlagt und realisiert werden.

Auch die Nicht-Anwendung des Referenzertragsmodells für Windenergieanlagen an Land stellt die gemeinsame Ausschreibung vor große Herausforderungen. Das vorgeschlagene Konzept der Höchstpreisregionen kann aus Sicht des BDEW zu allokativen Verzerrungen führen. So ist bei hinreichender Kenntnis des Marktes zu erwarten, dass alle Akteure einer ertragreichen Region den Höchstpreis bieten, wenn sie aufgrund begrenzter Ressourcen annehmen, dass eine Anlage in einer ertragsschwächeren Höchstpreisregion grenzpreissetzend sein wird.

Zudem ist anzumerken, dass die unterschiedliche Ausgestaltung der regulären, gemeinsamen und grenzüberschreitenden Ausschreibung zu einer erheblichen Verkomplizierung des Auktionssystems führt. Dies reizt Akteure an, sich gegenüber den unterschiedlichen Systemen zu optimieren und größtmögliche Förderung zu erzielen. Aus Sicht des BDEW sollte das Nebeneinander von Ausschreibungen mit dem Ziel der Steigerung der Kosteneffizienz möglichst vermieden werden. Durch das Nebeneinander der verschiedenen Ausschreibungen

wird zudem die Evaluierung der Ausschreibungsergebnisse erschwert. Dennoch soll nach der Evaluierung entschieden werden, ob gemeinsame Ausschreibungen auch nach 2020 fortgesetzt werden. Vor diesem Hintergrund sollten aus Sicht des BDEW bereits vor Beginn der Pilotausschreibungen exaktere Ziele und darauf aufbauend Erfolgskriterien festgelegt werden.

## 2 Im Einzelnen

### 2.1 Technologieübergreifende Ausschreibung

Technologieübergreifende Ausschreibungen können bei richtiger Rahmensetzung kostensenkende Effekte entfalten. Dieser Rahmen liegt aus drei Gründen derzeit nicht vor:

1. Im Hinblick auf die Kosteneffizienz von Ausschreibungen entstehen bei der Auktion inhomogener Güter gegenläufige Effekte. Einerseits kann es aufgrund aktuell begrenzter Ressourcen für die günstigeren Technologien geschehen, dass die teurere Technologie den Grenzpreis der Ausschreibung und damit schließlich auch die Gebotshöhe für die eigentlich günstigere Technologie setzt. So kann die technologie-neutrale Ausschreibung bei perfekter Informationslage der Marktteilnehmer dazu führen, dass letztlich alle neuen Projekte zu den bezuschlagten Geboten der teureren und grenzpreissetzenden Technologie zugebaut würden. Aufgrund der Anwendung der Pay-as-bid-Preisregel müssten die Bieter hierfür den Grenzpreis raten, um die maximale Auszahlung zu erhalten. So würde sich ein Preis über den Grenzkosten der Anbieter einstellen. Andererseits können auch bei der technologiespezifischen Ausschreibung Mehrkosten durch die geplante Inkaufnahme des Zubaus einer teureren Technologie entstehen. Welche der beiden Effekte zu höheren Gesamtkosten führt, ist ex ante nicht bestimmbar. Vor diesem Hintergrund ist für den Erfolg technologieübergreifender Ausschreibungen sicherzustellen, dass ausreichend Ressourcen (Eignungsflächen, Errichtungskapazitäten und genehmigte Projekte) vorhanden sind, so dass die günstigste Technologie den Grenzpreis der Ausschreibung bestimmen und strategisches Bieten möglichst verhindert werden kann.
2. Eine Kostensenkung des Zubaus von EEG-Anlagen durch technologieübergreifende Ausschreibungen könnte zudem nur dann erreicht werden, wenn diese eine Wirkung auf die technologiespezifischen Ausbaukorridore entfalten würde. Dies ist bei der geplanten Ausschreibung jedoch nicht gegeben. So sollen die im Rahmen der technologie-neutralen Ausschreibungen bezuschlagten Gebote jeder Technologie anschließend bei der technologiespezifischen Ausschreibung berücksichtigt und in Abzug gebracht werden. Die technologie-neutrale Ausschreibung kann durch Abzug der im Rahmen der technologie-neutralen Ausschreibung bezuschlagten Mengen von den ausgeschriebenen Mengen im Rahmen der technologiespezifischen Ausschreibung ihre steuernde Wirkung im Hinblick auf den Technologiemarkt beim Zubau der Erneuerbaren Energien nicht entfalten. Im Ergebnis bleibt durch das so miteinander verwobene Nebeneinander von technologie-neutraler und technologiespezifischer Ausschrei-

bung keine Chance zur Nutzung volkswirtschaftlicher Vorteile, sondern lediglich das Risiko von Mitnahmeeffekten.

3. Aufgrund der knappen Vorlaufzeiten und der zeitlich knappen Begrenzung des Pilotprojektes kann die technologieübergreifende Ausschreibung keine Lenkungswirkung entfalten. Insbesondere im Hinblick auf Windenergieanlagen an Land ist bereits absehbar, dass nur vorentwickelte Projekte an den Ausschreibungen in 2018 und 2019 teilnehmen können; Die Lenkungswirkung bei der Entwicklung neuer Projekte beschränkt sich demnach auf Photovoltaikanlagen.

Vor diesem Hintergrund sieht der BDEW Nachbesserungsbedarf bei der geplanten technologieübergreifenden Ausschreibung. Insbesondere sollten die Steuerungswirkung im Hinblick auf den Technologiemarkt gewährleistet und sichergestellt werden, dass es bei den inframarginalen Projekten nicht in einem Ausmaß zu Überrenditen kommt, die insgesamt eine volkswirtschaftliche Kosteneinsparung konterkarieren.

## 2.2 Berücksichtigung von Systemintegrationskosten

In der politischen Diskussion wird immer wieder die Frage gestellt, ob es günstiger ist,

- Erzeugungsanlagen an ertragreichen Standorten zu bauen und dabei höhere Netzausbaukosten für den Transport des Stroms zu den Lastsenken in Kauf zu nehmen oder
- Erzeugungsanlagen lastnah an möglicherweise ertragsschwächeren Standorten zu errichten und dafür Netzausbaukosten zu sparen.

Auch wenn im Einzelfall die zweite Option günstiger sein kann, ist es in der Gesamtbetrachtung energiewirtschaftlich sinnvoller, Erzeugungsanlagen an ertragreichen Standorten zu errichten. In der Regel fallen die einzusparenden Kosten für den Netzausbau geringer aus als die Mehrkosten einer grundsätzlich auf Netzausbauperminderung ausgerichteten Verteilung des Zubaus von Windenergieanlagen.

Vor diesem Hintergrund darf mit der im vorliegenden Verordnungsentwurf vorgeschlagenen Verteilernetzkomponente kein Paradigmenwechsel erfolgen. Vielmehr sollte die Verteilernetzkomponente die Funktion erhalten, das zeitliche Auseinanderdriften von Netzausbau und Ausbau der Erneuerbaren Energien zu bremsen. Grundsätzlich ist es zwar richtig, dass bei den Standorten, die ähnlich effizient sind, diejenigen Projekte den Zuschlag erhalten sollten, die geringere Ausbauposten im Stromnetz verursachen. Keinesfalls sollte die Steuerungswirkung der Verteilernetzkomponente jedoch so stark werden, dass Anlagen an ertragreichen Standorten nicht mehr errichtet werden können. Dies würde zwar Netzausbaukosten einsparen, aber ungleich höhere Erzeugungskosten nach sich ziehen, da dann mehr Anlagen an ertragsärmeren Standorten errichtet werden müssten, um die Erneuerbare-Energien-Ausbauziele zu erreichen. Dies wäre volkswirtschaftlich nicht effizient.

Im Zuge der EEG-Novelle 2017 hatte der BDEW als Alternative zu dem schließlich umgesetzten Konzept des Netzausbaugebiets angeregt, ein System zu implementieren, das unter Berücksichtigung der jeweiligen Ausbausituation des Stromnetzes, an das die Anlagen ange-

geschlossen sind, eine zeitliche Synchronisation des Zubaus von EEG-Anlagen zulässt. Das nun vorliegende Konzept kann zwar aufgrund seines modellbasierten Ansatzes die tatsächliche Netzsituation nicht berücksichtigen, geht jedoch grundsätzlich in die richtige Richtung.

Teil der Verordnungsermächtigung ist die Berücksichtigung von Systemintegrationskosten im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibung für Strom aus Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen. Hier hat das BMWi mit der Verteilernetzkomponente ein Verfahren vorgestellt, welches lokale Last und lokal installierte Kapazität aus Erneuerbare-Energien-Anlagen ins Verhältnis setzt und im Falle der Rückspeisung von Erneuerbaren in das Höchstspannungsnetz eine Verteilernetzkomponente (VNK) mit Bezug zu dem Verhältnis installierter Photovoltaik und Windkapazität errechnet, die im Rahmen der Ausschreibung bei der Gebotsreihung als Malus wirkt.

So soll auf Landkreisebene ermittelt werden, ob die maximale Rückspeisung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen von der Hoch- auf die Höchstspannungsebene in diesem Landkreis die Höchstlast übersteigt. Ist dies der Fall, werden der Landkreis als Verteilernetz- ausbaugbiet bezeichnet und die darin entwickelten Projekte im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibung mit einem technologiespezifischen Malus versehen. Dies wird damit begründet, dass die Erneuerbare-Energien-Anlagen für das Netz dimensionierungsrelevant werden, wenn die maximale Rückspeisung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen die Höchstlast übersteigt. Statt eines Malus-Systems wäre es aus Sicht des BDEW alternativ denkbar den weiteren Zubau an Investitionen in systemdienliche Assets zu knüpfen. Allerdings würde auch dies einen Markteingriff bedeuten und zudem erfordern, dass Systemdienlichkeit definiert werden muss.

Die in der Verordnung vorgelegte Formel zur Berechnung der Verteilernetzkomponente erscheint tendenziell in die richtige Richtung zu gehen, wenngleich die darin enthaltenen fixen Parameter teilweise nicht nachvollziehbar hergeleitet werden und vor diesem Hintergrund nicht plausibilisiert werden können.

Abgesehen davon besteht aus Sicht des BDEW in folgenden Punkten Weiterentwicklungs-/ Nachbesserungsbedarf:

- Ein aus Sicht des BDEW zentraler Mangel des vorgelegten Konzepts ist, dass auch Projekte mit einem Malus versehen werden, wenn hinreichend starke Netzanbindungen an die Höchstspannungsebene vorhanden sind.
- Ebenso werden andere bestehende Netzengpässe innerhalb des Verteilernetzes nicht berücksichtigt. Auch wenn dieses Modell einen Schritt in die richtige Richtung darstellt, sollte es so weiterentwickelt werden, dass Netzengpässe direkt berücksichtigt werden.
- Eine Einteilung der Verteilernetz-Ausbaugebiete auf Kreisebene erscheint wenig zielführend, da die Verteilernetze über Kreisgrenzen hinweg bestehen. Hier wird ineffektiv auf politische statt auf technische Grenzen abgestellt.
- Die Ableitung der Höhe der Verteilernetzkomponente auf Basis des Portfolioquotienten hat in Teilen nicht nachvollziehbare Konsequenzen: So sinkt die Verteilernetzkomponente wenn ceteris paribus mehr Kapazitäten der jeweils anderen Technologie im gleichen Landkreis bestehen. In der Folge kann in Landkreisen mit

mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen eine niedrigere Verteilernetzkomponente erhoben werden als in Landkreisen mit weniger Erneuerbaren und das bei gleicher Leistung derselben Technologie. Da zum Beispiel im Frühjahr Wind und Solaranlagen auch gleichzeitig produzieren, erscheint dieser Effekt nicht plausibel, da der Netzausbau sich an der maximalen Rückspeisung orientieren sollte.

- Es ist aus Sicht des BDEW kritisch, dass die Verteilernetzausbaugebiete erst im Dezember 2017 veröffentlicht werden und sich die Ergebnisse somit dem Konsultationsverfahren entziehen.

Trotz der damit verbundenen Komplexität regt der BDEW daher an, das Modell weiter zu entwickeln und statt des im Verordnungsentwurf vorgestellten simplifizierten top-down-Ansatzes über konkrete Daten eine sachgerechte Bestimmung der Verteilernetzkomponente zu gewährleisten. Ansonsten besteht die Gefahr, dass die Investitionen im Zuge der Energiewende falsch allokiert werden.

### **2.3 Regionale Verteilung des Zubaus von Windenergieanlagen an Land**

Die regionale Verteilung des Zubaus von Windenergieanlagen war eines der am meisten im öffentlichen Fokus stehenden Themen der letzten EEG-Novelle. An der Diskussion um die regionale Verteilung des Zubaus von Windenergieanlagen manifestieren sich wirtschaftliche Einzelinteressen der Bundesländer bzw. Akteure in den Regionen. Es geht – ungeachtet der dafür vorgetragenen Argumente – nur teilweise um energiewirtschaftliche oder volkswirtschaftliche Fragen, sondern um die Verteilung von Wertschöpfung. Der BDEW hat die öffentlich diskutierten Vorschläge aus gesamt-energiewirtschaftlicher Perspektive diskutiert.

Mit Blick auf die erwartete Gebotskurve einer Auktion hat das Referenzertragsmodell die Funktion, durch Abschöpfung von Produzentenrenten die Standortqualitäten zu homogenisieren. Es sollen effiziente Projekte an Standorten mittlerer Qualität mit weniger effizienten Projekten an guten Standorten im Rahmen der Auktion konkurrieren können. Kann dies nicht gewährleistet werden, so können daraus zwei Konsequenzen folgen:

- Wenn ausreichend Flächen und Projekte an guten Standorten zur Deckung der Gesamtnachfrage der Auktion vorhanden sind, kommen Standorte mittlerer Qualität nicht mehr zum Zuge. Es käme aufgrund der tendenziell höheren Verfügbarkeit windstarker Standorte im Norden zu einer regionalen Konzentration des Zubaus. Dies kann aus zwei Gründen negative Auswirkungen für die Akzeptanz haben: Einerseits kann durch eine regionale Verteilung im Gegensatz zu einer regionalen Ballung beim Zubau von Windenergieanlagen die Akzeptanz für die Energiewende gestärkt werden. Gegen dieses Argument wird allerdings von anderer Seite eingewendet, dass häufig die Akzeptanz von Windenergieanlagen dort höher sei, wo bereits viele Anlagen installiert sind. Im Binnenland sei der Widerstand oft noch größer. Andererseits erfolgt jedoch eine gleichmäßigere Lasten- und Nutzenverteilung, wenn mehrere Regionen an der Wertschöpfung im Rahmen des Zubaus von Windenergieanlagen teilhaben.
- Wenn nicht ausreichend Flächen und Projekte an guten Standorten zur Deckung der Gesamtnachfrage der Auktion vorhanden sind, werden Projekte an Standorten middle-

rer/minderer Qualität grenzpreissetzend. Unabhängig vom Zuschlagsverfahren ist dann mit hohen Produzentenrenten auf Seiten der guten Standorte zu rechnen. Die Förderung ist in diesem Fall für die inframarginalen (guten) Projekte höher als im aktuellen System – trotz wettbewerblicher Preisfindung. Auch dies kann zu einer Abnahme der Akzeptanz für die Energiewende führen, obgleich unklar ist, ob die allokativen Gesamteffizienz eines solchen Verfahrens größer oder kleiner ist (siehe Kapitel 2.1 Nr. 1).

Im Hinblick auf bestehende Netzengpässe kann ein Instrument zur regionalen Verteilung des Zubaus von Windenergieanlagen jedoch auch kosteneffizienzsteigernd sein, wenn dadurch die Abregelung von Strom aufgrund von Netzengpässen und der in diesem Zusammenhang entstehende Entschädigungsanspruch der Anlagenbetreiber vermieden werden können. Dieses Argument greift allerdings nur auf der Höchstspannungsebene, wo ein Referenzertragsmodell tatsächlich Auswirkungen auf Netzausbau und Einspeisemanagementmaßnahmen entfalten kann. Auch in Süddeutschland gibt es aufgrund dezentraler Einspeiser (insbesondere PV) zahlreiche Engpässe im Mittelspannungs- und Verteilnetz. Diese Engpässe werden durch den Ausbau der Windenergie in Süddeutschland ebenfalls verschärft und können durch ein Referenzertragsmodell nicht adressiert werden.

Instrumente, die in die wettbewerbliche Verteilung der Standorte eingreifen, um eine regionale Verteilung des Zubaus von Windenergieanlagen zu gewährleisten, stehen zunächst im Spannungsfeld zwischen Akzeptanz und Kosteneffizienz. Im Ergebnis ist eine Abwägung vorzunehmen. Der BDEW hat das gegenwärtige Referenzertragsmodell intensiv mit seinen Mitgliedsunternehmen diskutiert, analysiert und nach Abwägung der oben aufgeführten Argumente schließlich unterstützt.

Der vorliegende Entwurf der Verordnung sieht vor, dass das Referenzertragsmodell für das Pilotvorhaben nicht angewendet werden soll. Stattdessen sollen für die Ausschreibungsrunden in den Jahren 2019 und 2020 regionale Höchstwerte für Strom aus Windenergieanlagen an Land gelten. Das System ähnelt damit dem niederländischen Fördersystem SDL+ und birgt aus Sicht des BDEW die gleichen konzeptionellen Schwächen:

- Wenn die Ausschreibungsmenge die verfügbaren Ressourcen zur Errichtung von Anlagen an den ertragreichsten Standorten übersteigt, dann ist zu erwarten, dass alle Windenergieprojekte im ertragreichsten Cluster erfolgreich sein werden. Wenn für die Akteure offensichtlich wird, dass ein Akteur in einem anderen Cluster den Grenzpreis setzen wird, werden sie einen höheren Preis als ihre eigenen Kosten bieten. Ist dies der Fall, besteht für diese Akteure keine Veranlassung mehr, unterhalb des administrativ festgesetzten Höchstpreises zu bieten. Im Hinblick auf die Kosteneffizienz entstehen hier gegenläufige Effekte: Einerseits ist es allokativ effizient, wenn die kostengünstigsten Windparks einen Zuschlag erhalten. Andererseits wird die Kosteneffizienz gemindert, wenn in ertragreichen Clustern aufgrund des oben beschriebenen Effekts die Bieter jeweils den in dem Cluster geltenden Höchstpreis bieten. Um ein solches strategisches Bieten zu verhindern, sollte über die Öffnung von nur Flächen für möglichst viel Wettbewerb gesorgt werden.

Dem oben beschriebenen Effekt kann auch entgegengewirkt werden, indem maximal

90 % aller in den Höchstpreisregionen 1 und 2 abgegebenen Gebote bezuschlagt werden. Auf diese Weise würde gewährleistet, dass der Wettbewerb innerhalb der ertragreichsten Gebiete erhalten bleibt. Allerdings hätte eine solche Regelung zur Konsequenz, dass dadurch Anlagen an weniger ertragreichen Standorten Zuschläge erhalten, was ebenfalls die Kosteneffizienz der Förderung mindert.

- Die im Verordnungsentwurf vorgesehenen Höchstpreise sind aus Sicht des BDEW zudem sehr heterogen, was zur Folge hat, dass in unmittelbar benachbarten Landkreisen sehr stark unterschiedliche Höchstpreise aufgerufen werden. Dadurch kann es Projekte geben, welche sich bei 120 % im mittleren Cluster realisieren ließen, aber mit der 116 %-Begrenzung nicht wirtschaftlich sind, während andere Projekte im windschwachen Cluster mit 129 % einen Zuschlag erhalten. Nicht zuletzt sind auch die Standortqualitäten innerhalb der Landkreise, die den Höchstpreisregionen zugeordnet werden, heterogen. Es ist keineswegs gewährleistet, dass der Mittelwert, der für die Zuordnung zu den Höchstpreisregionen herangezogen wird, für die Projektierung relevant ist. Die Projektentwicklung wird sich durch diese Anreizsystematik nicht mehr auf die besten Standorte sondern auf die Standorte mit dem besten Ertrags- und Höchstpreis-Verhältnis konzentrieren. Vollständig vermeiden lässt sich dieser Effekt in einem System mit starren Höchstpreisregionen nicht. Eine Erhöhung von drei auf fünf Höchstpreisregionen (wie im Eckpunktepapier vorgesehen) könnte diesen Effekt jedoch mildern, wenn der Regulierer die Kosten der Windparks in verschiedenen Regionen genau kennt.

Vor dem Hintergrund, dass das System der Höchstpreise nur in den Jahren 2019 und 2020 angewendet werden soll, besteht Klarstellungsbedarf, ob für die Ausschreibungsrunden im Jahr 2018 kein Instrument zur regionalen Steuerung des Zubaus der bezuschlagten Windenergieprojekte angewendet werden soll.

## 2.4 Juristische Hinweise

Es fehlt entweder in § 5 oder § 6 des Verordnungsentwurfs

- eine Verpflichtung der BNetzA, bei der Bekanntmachung darauf hinzuweisen, dass die abgegebenen Gebote als „Gebote für gemeinsame Ausschreibungen“ bezeichnet werden müssen, bzw.
- eine Verpflichtung des Bieters, diese Gebote entsprechend zu bezeichnen.

Dies ist alleine deshalb von Relevanz, da nach § 29 EEG 2017 die Gebotstermine spätestens fünf Wochen vor Fristablauf von der BNetzA bekannt gemacht werden müssen und dann mit den in § 28 EEG 2017 genannten Terminen mehrere Gebots-Abgabetermine innerhalb dieser Frist liegen könnten, z. B. „Wind an Land“ zum 1. Oktober und „gemeinsame Ausschreibung“ am 1. November 2018. Ohne eine ausdrückliche Bezeichnung, ob ein Wind-Gebot nun der Wind-an-Land-Ausschreibung oder der gemeinsamen Ausschreibung zugeordnet werden muss, wäre die ordnungsgemäße Durchführung des Gebotsverfahrens zu einem der beiden Ausschreibungstermine nicht gewährleistet.