

Stellungnahme

zum „Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschrei- bungen für Strom aus Erneuer- baren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der Erneuerbaren Energien“

Kurzfassung

Berlin, 17. Juni 2016

Gliederung

1	ZENTRALE ANMERKUNGEN ZUM REGIERUNGSENTWURF ZUM EEG 2016	3
1.1	Zuschaltbare Lasten	3
1.2	Ausschluss des Selbstverbrauchs bei Ausschreibungen	5
1.3	Synchronisation des Ausbaus der Erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau	6
1.4	Ausbaukorridore	6
1.5	Förderung in Stunden mit negativen Marktpreisen	7
1.6	Freigrenzen / De-Minimis-Schwelle für Ausschreibungspflicht	8
1.7	Einmaldegression für Windenergieanlagen an Land	9
1.8	Existenzsicherung der großen Wasserkraft	9
1.9	Biomasse / Biogas	10
1.10	Streichung der Stromsteuerbefreiung für EEG-Anlagen	10
1.11	Speicher	11
1.12	Windenergie-auf-See-Gesetz	11

1 Zentrale Anmerkungen zum Regierungsentwurf zum EEG 2016

Die Bundesregierung hat am 8. Juni 2016 den Gesetzentwurf „zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus Erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der Erneuerbaren Energien“ beschlossen und das parlamentarische Verfahren eingeleitet. Vorangegangen sind ein über mehrere Jahre andauernder Stakeholderprozess und zuletzt kontroverse Diskussionen zwischen den Koalitionspartnern sowie zwischen den Regierungen der Bundesländer und des Bundes. Der BDEW hat sich an dieser Diskussion intensiv und konstruktiv beteiligt.

Auch wenn nach dieser EEG-Novelle weitere Reformen erforderlich sein werden, um die Energiewende zum Erfolg zu führen, ist zunächst anzuerkennen, dass mit der vorliegenden EEG-Novelle 2016 die mit der EEG-Novelle 2014 begonnene grundlegende Reform des EEG abgeschlossen wird. Neben der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung wurde mit dem EEG 2014 festgelegt, die Förderhöhe für Strom aus Erneuerbaren Energien ab 2017 wettbewerblich zu ermitteln. Der BDEW hatte dies bereits 2013 in seinen Vorschlägen für eine grundlegende Reform des EEG angeregt, da die Einführung von Ausschreibungen ein wichtiger Schritt zur Marktintegration Erneuerbarer Energien ist. Denn Marktintegration bedeutet nicht nur die Reaktion auf Marktpreissignale der allgemeinen Strommärkte, sondern auch die Bestimmung von Stromgestehungskosten (Vollkosten) im Wettbewerb. Ungeachtet dieses grundsätzlich richtigen Kurses besteht in einigen Punkten aus Sicht des BDEW Nachbesserungsbedarf.

Neben dieser Kurzfassung veröffentlicht der BDEW auch eine detaillierte Langfassung. Diese enthält neben ergänzenden Ausführungen zu den in dieser Kurzfassung genannten Punkten auch weitere Anmerkungen zur EEG-Novelle sowie konkrete Formulierungsvorschläge für den Gesetzestext.

1.1 Zuschaltbare Lasten

Der verzögerte Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze führt im Zusammenspiel mit dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien zu einem Anstieg von Netzengpässen und Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagementmaßnahmen. Diese Kosten werden von den Netzanschlussnutzern über die Netzentgelte getragen.

2015 war ein besonders gutes Windjahr, sodass auch Netzengpässe häufiger aufgetreten sind als in den Jahren davor. Allerdings ist angesichts des weiteren Ausbaus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und der sich abzeichnenden weiteren Verzögerung des Netzausbaus (Erdverkabelung) damit zu rechnen, dass auch in den kommenden Jahren vermehrt Einspeisemanagementmaßnahmen notwendig sein werden und dementsprechend Entschädigungszahlungen geleistet werden müssen.

Der Regierungsentwurf sieht vor, dass Übertragungsnetzbetreiber Verträge mit KWK-Anlagenbetreibern vor dem jeweils zu bewirtschaftenden Engpass schließen können, mit dem Ziel, diesen Engpass effizient zu bewirtschaften und dabei Einspeisemanagementmaßnahmen zu vermeiden. Vorgesehen ist dazu, KWK-Anlagen im Fall eines Netzengpasses

abzuregeln und die entfallende Wärmeerzeugung stattdessen mittels Power to Heat-Modul zu erzeugen. Dabei ist unklar, wie die Prozesse zwischen ÜNB und VNB ablaufen sollen. Da die zu regelnden KWK-Anlagen oft an das Verteilnetz angeschlossen sind, muss der VNB in das Prozedere einbezogen werden, da ansonsten Abwicklungs- und Abrechnungsschwierigkeiten entstehen und unter Umständen Einfluss auf den Verteilnetzbetrieb genommen wird.

Aus Sicht des BDEW ist dieser grundsätzliche Ansatz – die Nutzung von Überschussstrom vor dem Netzengpass – zu begrüßen.

Allerdings bleibt der Vorschlag hinter den Möglichkeiten zurück und lässt weiteres Flexibilisierungspotential unerschlossen. Um dieses Flexibilisierungspotential zu erschließen, sollten folgende Änderungen an der im Regierungsentwurf enthaltenen Regelung vorgenommen werden:

1. Soweit durch § 14 Abs. 1 EnWG nicht hinreichend rechtsicher ist, dass die neue Regelung des § 13 Abs. 6a EnWG in Fassung des EEG-RegE auch auf Verteilnetzbetreiber anwendbar ist, sollte durch Klarstellung in § 13 Abs. 6a EnWG in Fassung des EEG-RegE sichergestellt werden, dass die Regelung auch für Verteilnetzbetreiber optional nutzbar ist, die einen Netzengpass bewirtschaften müssen. Auch hier sollte nach kosteneffizienten Alternativen zur Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien gesucht werden. Wenn die Regelung auf Verteilnetzbetreiber ausgeweitet wird, müssen weitergehende Details, bspw. zu Rang- und Reihenfolge, geregelt werden.
2. Es ist sicherzustellen, dass die Regelung nicht ausschließlich in dem ausgewiesenen Netzengpassgebiet nach § 36c EEG angewendet werden kann, sondern grundsätzlich überall, wo Netzengpässe auftreten.
3. Die Begrenzung der Regelung auf KWK-Anlagen schränkt das Flexibilisierungspotential unnötig ein. Zudem stellen sich prozessuale Fragen im Zusammenhang mit der Steuerung von KWK-Anlagen. So muss gewährleistet sein, dass das Wärmenetz/Wärmespeicher zum Zeitpunkt des Regelungsbedarfs noch aufnahmefähig und der ÜNB über die vorhandenen Kapazitäten informiert ist. Der BDEW empfiehlt daher die Öffnung dieser Regelung für weitere zuschaltbaren Lasten, die geeignet sind, die Netzengpasssituation zu entschärfen. Eine solche Öffnung erhöht die Wettbewerbsintensität zwischen den Flexibilitätsoptionen und führt zu kosteneffizienten Lösungen.
4. Auch die Mindestleistung von 500 kW ist aus Sicht des BDEW zu groß, beschränkt das Angebot unnötig und sollte abgesenkt werden.
5. Die Kosten für die zuschaltbaren Lasten sind bei dem Netzbetreiber zu allokalieren, in dessen Netz der Engpass liegt.
6. Hinsichtlich der Netzengpassbewirtschaftung können Netzbetreiber Flexibilitäten (zu- und abschaltbare Lasten) von Marktteilnehmern abrufen. Hierbei muss das System der Bilanzkreisverantwortung und eine diskriminierungsfreie Abwicklung eingehalten werden. Bilanzkreisabweichungen, welche sich nicht im Verantwortungsbereich des Bilanzkreisverantwortlichen befinden, dürfen nicht zu dessen Lasten führen. Hierfür sind entsprechende Ausgleichsmechanismen und Informationsflüsse zwischen den beteiligten Akteuren sicherzustellen.

Sofern eine Änderung des Regierungsentwurfs wie oben beschrieben in der Kürze der Zeit nicht möglich erscheint, sollte die neue VO-Ermächtigung nach § 13i EnWG wie folgt umformuliert werden:

„3. Regelungen zu vertraglichen Vereinbarungen nach § 13 Absatz 6a für zuschaltbare Lasten in Netzgebieten vorzusehen, in denen Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 und 2 bzw. § 14 Absatz 1 angewendet werden. insbesondere Übertragungsnetzbetreiber in der Netzausbau-~~gebiet nach § 36c des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum Abschluss von vertraglichen Vereinbarungen in einem bestimmten Umfang zu verpflichten und Regelungen für die Auswahl der geeigneten KWK-Anlagen festzulegen.“~~

1.2 Ausschluss des Selbstverbrauchs bei Ausschreibungen

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 benötigten, 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.

Anders als der Referentenentwurf zum EEG sieht der Regierungsentwurf nunmehr vor, dass von der Verpflichtung zur Netzeinspeisung abgesehen werden kann in den Stunden, in denen der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der europäischen Strombörse European Power Exchange in Paris in der vortägigen Auktion negativ ist. In der Gesetzesbegründung wird dazu ausgeführt, dass der Strom auch selbst verbraucht werden könne, da in diesen Stunden keine Nachfrage nach diesem Strom besteht. Dies lässt unberücksichtigt, dass der Selbstverbrauch in vielen Fällen gar kein zusätzlicher Verbrauch ist, sondern nur den Netzbezug ersetzt.

Diese Regelung verkennt die wettbewerbsverzerrende Wirkung des Selbstverbrauchsprivilegs auf die Ausschreibung. Im Fall einer Einspeisung und eines anschließenden Strombezugs wären auch die Kosten für die Infrastruktur (Letztverbraucherabgaben) getragen worden, die im Fall der Anwendung des Selbstverbrauchs nun durch die übrigen Letztverbraucher getragen werden müssen. Das Selbstverbrauchsprivileg des Anlagenbetreibers führt zudem zu einer Wettbewerbsverzerrung im Verhältnis zu anderen Anlagenbetreibern. Zwar wird der Effekt eingegrenzt auf Stunden mit negativen Marktpreisen. Es ist allerdings davon auszugehen, dass solche Marktpreise in Zukunft häufiger auftreten werden.

Der BDEW empfiehlt daher eindringlich die Streichung von § 27a Nummer 4 EEG-RegE. Hilfsweise wäre sicherzustellen, dass dieser Selbstverbrauch aus geförderten EEG-Anlagen mit allen Letztverbraucherabgaben belastet wird, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden.

1.3 Synchronisation des Ausbaus der Erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau

Bei genauerer Betrachtung wird deutlich, dass das EEG 2016 weit mehr ist als die Umsetzung einer bereits 2014 beschlossenen Reform. Denn neben der Umstellung auf Ausschreibungen zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe erfolgt mit dieser EEG-Novelle erstmals der Versuch einer Synchronisation des Netzausbaus mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien. Dies ist aus Sicht des BDEW zumindest mit Blick auf das Ziel zu begrüßen.

Der Regierungsentwurf sieht vor, dass - soweit es überregional weiterhin zu erheblichen Netzengpässen kommt - in der Netzengpassregion vorübergehend der Ausbau der Windenergie an Land begrenzt werden soll. Für das Netzengpassgebiet soll eine Höchstmenge festgelegt werden, die maximal in den Ausschreibungen bezuschlagt werden darf. Diese Höchstmenge soll 58 Prozent des durchschnittlichen Zubaus in dem Netzengpassgebiet in den Jahren 2013, 2014 und 2015 betragen.

Aus Sicht des BDEW wäre eine differenziertere Regelung sachgerechter, die auch die Schwere des jeweiligen Netzengpasses berücksichtigt. Auf diese Weise würden Gebote für Erzeugungsanlagen in einem stark betroffenen Netzengpassgebiet einen höheren Malus in Kauf nehmen müssen als Gebote in Gebieten mit seltener auftretenden Netzengpässen. Der nun auf dem Tisch liegende Vorschlag behandelt hingegen alle Projekte in der definierten Netzengpasszone gleich.

Der BDEW empfiehlt daher die Weiterentwicklung des nun in das EEG eingeführten Instruments. Es ist zwar richtig, dass damit die Komplexität der Regelung steigt. Sie wird damit aber auch sachgerechter und effizienter.

Darüber hinaus sollten weitere Maßnahmen ergriffen werden, um Netzengpässe schnell zu beseitigen oder notfalls effizienter zu bewirtschaften. Die Regelung für zuschaltbare Lasten stellt hier einen guten Anfang dar, ist aber noch nicht weitreichend genug (siehe oben). Zudem sollten weitere Möglichkeiten zur Beschleunigung des Netzausbaus geprüft werden.

1.4 Ausbaurkorridore

Die Diskussion der vergangenen Wochen war zu einem großen Teil von der Frage geprägt, wie der Zubau an Erneuerbaren Energien kanalisiert werden kann, um eine Einhaltung des Zielkorridors zu gewährleisten. So soll der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 2025 zwischen 40 und 45 Prozent und 2035 zwischen 55 und 60 Prozent betragen. Der BDEW unterstützt diese Zielsetzung und begleitet die Energiewende mit konstruktiven Vorschlägen.

Das Bundeswirtschaftsministerium hatte zur Einhaltung des Zielkorridors eine komplexe Berechnungsformel erarbeitet, die die in jedem Jahr auszuschreibende Leistung an Windkraftanlagen ausgewiesen hat.

Der beschlossene Regierungsentwurf enthält diese Windenergieformel nicht mehr. Anstatt die Ausschreibungsmenge für Windenergieanlagen an Land durch die „Windenergieformel“

zu ermitteln, sollen nun in den Jahren 2017 bis 2019 pro Jahr 2800 MW (brutto), ab dem Jahr 2020 2900 MW (brutto) zugebaut werden. Mit Blick auf die Höhe des Ausschreibungsvolumens für Biomasseanlagen sollen in den Jahren 2017 bis 2019 jeweils 150 Megawatt und in den Jahren 2020 bis 2021 jeweils 200 Megawatt ausgebaut werden.

Für den BDEW ist dabei zentral, dass bei der Entscheidung über die Ausschreibungsmenge auch die Realisierungsquote berücksichtigt wird. Da immer auch Projekte bezuschlagt werden, die am Ende nicht realisiert werden, muss die Ausschreibungsmenge höher sein als der angestrebte Zubaukorridor. Sofern die zu erwartende Realisierungsquote zu Anfang nicht berücksichtigt werden soll, so sollte das Volumen der nicht realisierten Projekte zumindest bei Folgeausschreibungen berücksichtigt werden.

1.5 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. Der BDEW unterstützt diese Zielsetzung, Anreize zur Einspeisung von Strom in Stunden mit negativen Marktpreisen zu vermeiden.

Im Zuge der EEG-Novelle 2014 wurde mit dem § 24 eine Regelung eingeführt, die vorsieht, dass sich der anzulegende Wert für Windenergieanlagen ab einer Leistung von 3 MW und für sonstige Anlagen ab einer Leistung von 500 kW und einer Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2016 auf null reduziert, wenn „der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist.“ Durch die Reduzierung auf null geht der Anspruch auf die Auszahlung der Marktprämie in diesen Stunden verloren, sodass ein Erlösausfall resultiert.

Mit dieser Regelung werden erhebliche Unsicherheiten hervorgerufen:

1. Es ist heute und wohl auch noch für längere Zeit für Investoren/Fremdkapitalgeber kaum möglich, für die gesamte Förderdauer zu prognostizieren, wie oft § 24 EEG 2014 wirksam werden könnte. Dieses Prognoserisiko führt zu Risikoaufschlägen in der Auktion und macht die Energiewende teurer statt günstiger.
2. Der derzeitige § 24 EEG 2014 ist rechtlich nicht ausreichend konkretisiert. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Frage, welches Marktpreissignal negativ sein muss, damit ein „§ 24-Fall“ auftritt. In der Folge ist die Regelung aus Perspektive eines Vermarkters nicht rechtssicher umsetzbar.
3. In diesem Fall kann es zu Situationen kommen, in denen der vortägige Marktpreis negativ ist, sich im untertägigen Handel aber ein positiver Preis einstellt.

Vor diesem Hintergrund wurde im Entwurf des Strommarktgesetzes eine Präzisierung vorgenommen, die klarstellte, dass der Anspruch auf Auszahlung der Marktprämie nur dann verloren geht, wenn die vortägigen und untertägigen Stundenkontrakte negativ sind. Diese Regelung ist aus Sicht des BDEW noch immer nicht optimal, stellt jedoch im Vergleich zu der nun im EEG-Regierungsentwurf vorgesehenen Regelung eine sachgerechtere Lösung dar.

Aus Sicht des BDEW besteht kein Grund, die EEG-Förderung zu versagen, wenn sich im untertägigen Handel zeigen sollte, dass eine ausreichend hohe Nachfrage für Strom besteht und der Preis anders als im vortägigen Handel positiv wird.

Der BDEW empfiehlt daher zumindest die Umsetzung der im Entwurf zum Strommarktgesetz vorgesehenen Regelung zum Umgang mit negativen Preisen.

Darüber hinaus sollte mit der nächsten EEG-Novelle die bisher zeitlich befristete Förderung auf eine hinsichtlich der Strommenge begrenzte Förderung umgestellt werden. Dies würde – ohne weitere regulatorische Maßnahmen – dazu führen, dass Erzeugungsanlagen nur dann Strom produzieren, wenn dafür eine Nachfrage besteht. Die Umstellung auf sogenannte Förderkontingente sollte mit dem EEG 2019 nach Ausarbeitung entsprechender Konzepte erfolgen.

Der BDEW hält nach wie vor die Einführung einer Übergangsregelung bis zu einer Weiterentwicklung der Fördersystematik für sinnvoll. Diese Übergangsregelung sollte folgende Elemente enthalten:

- Der Anspruch auf die Marktprämie verfällt – abweichend von der bisherigen Regelung gemäß § 51 EEG-RegE – in jeder Stunde, in denen der Stundenkontrakt (EPEX SPOT SE in Paris, Day-ahead) negativ ist.
- Für die entstehenden Ausfälle erhalten Anlagenbetreiber im Gegenzug am Ende der Förderdauer eine Kompensation als Strommenge, die als Mengenkontingent weiterhin gefördert wird.

1.6 Freigrenzen / De-Minimis-Schwelle für Ausschreibungspflicht

Aus Sicht des BDEW ist die Freigrenze von 750 kW deutlich zu hoch angesetzt. Auf diese Weise wird der Zubau von PV-Dachanlagen nahezu vollständig der Mengensteuerung und Kosteneffizienzsteigerung durch die Ausschreibung entzogen.

Aus Sicht des BDEW verfängt das oft vorgetragene Argument nicht, dass eine solche Freigrenze insbesondere kleinen Akteuren (Hauseigentümern) zu Gute kommt. Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kW benötigen eine schräge Dachfläche von mehr als 300 Quadratmetern. Wenn es sich um ein Flachdach handelt beträgt die benötigte Dachfläche mehr als 900 Quadratmeter. Diese Größenordnung legt nahe, dass es sich bei dem Investor um einen wirtschaftlich agierenden Akteur (wahrscheinlich mit gewerblich genutztem Gebäude) und keinesfalls um einen Einfamilienhaus-Eigentümer handelt.

Der BDEW empfiehlt daher nachdrücklich, auf Freigrenzen für PV-Dachanlagen unter Anwendung vereinfachter Ausschreibungsverfahren zu verzichten oder zumindest die Freigrenze drastisch abzusenken (30 kW).

1.7 Einmaldegression für Windenergieanlagen an Land

Mit dem Ziel, die derzeit hohe Ausbaudynamik bei Wind an Land zu bremsen, ist im Regierungsentwurf vorgesehen, für die Übergangszeit in den Jahren 2017 und 2018 die Vergütung zum 1. Juni 2017 einmalig um 5 Prozent abzusenken. In den folgenden Quartalen bis zum Wirksamwerden des Ausschreibungsmodells soll gemäß Regierungsentwurf bei einem Überschreiten des Zubaus von 2,5 GW (brutto) eine zusätzliche Degression von bis zu 2,4 Prozent wirksam werden.

Aus Sicht des BDEW steht dieser Vorschlag im Konflikt mit dem Vertrauensschutz, weil die meisten Projekte, die diese Regelung betrifft, bereits weit fortgeschritten sind und entsprechend hohe Investitionen getätigt wurden. Die neue Regelung stellt dabei – auch durch die veränderte Zubaureferenz (bisher: 2,5 GW netto, nun 2,5 GW brutto – eine drastische Verschärfung gegenüber dem EEG 2014 dar. Vor diesem Hintergrund setzt sich der BDEW im Sinne des Vertrauensschutzes dafür ein, von einer kurzfristigen Kürzung der Vergütung abzusehen und die zusätzliche Degressionsstufe (bei Überschreitung um mehr als 1.000 MW) zu streichen.

Wenn an einer Einmaldegression festgehalten werden sollte, so sollte hilfsweise die Einmaldegression auf den 1. Januar 2018 verschoben werden oder über drei Quartale gestreckt werden, um Vorzieheffekte zu reduzieren.

Mit Blick auf den atmenden Deckel empfiehlt der BDEW zumindest, die Degressionsstufen an den neuen Ausbaukorridor (2017 - 2019: 2800 MW) anzupassen.

1.8 Existenzsicherung der großen Wasserkraft

Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 5 MW und Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2009 werden bislang nicht nach dem EEG gefördert, wenn sie nicht nach einer Regelung des EEG 2009, 2012 oder 2014 modernisiert, erneuert oder ertüchtigt worden sind.

An der Strombörse werden Terminprodukte (Futures) für das Lieferjahr 2021 zu einem Preis von zeitweise ca. 2 ct/kWh (Schwankungen im Jahresverlauf) gehandelt. Der Strompreisverfall von 1 ct/kWh seit Mitte 2015 führt dazu, dass fast alle nicht geförderten Kraftwerke unwirtschaftlich sind. Das betrifft heute nicht nur thermische Kraftwerke, die als Schattenkraftwerke und zur Ausregelung der dargebotsabhängigen Einspeisung von Windenergie- und PV-Anlagen noch mittelfristig gebraucht werden, sondern mittlerweile auch „große“ Wasserkraftwerke.

Erschwert wird die Situation für die „große“ Wasserkraft durch zusätzliche hohe Kosten für Hochwasserschutz (inkl. Dämme, Wehre, Pumpwerke etc.) sowie durch Investitionen, die für die Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie (Fischwanderhilfen, ökologische Verbesserungen am Gewässer) oder für den Erhalt der Infrastruktur (Straßen, Brücken) erforderlich sind. Hinzu kommt noch die Belastung der Stromerzeugung aus Wasserkraft durch Wasserzinsen. Bei Stromerzeugungskosten „großer“ Laufwasserkraftwerke (installierte Leistung > 5 MW) zwischen 2,5 ct/kWh bis 4 ct/kWh und einem Erlöspotenzial von nur 2 ct/kWh bis 3 ct/kWh ist der Fortbestand der Wasserkraft in Deutschland akut gefährdet.

Insbesondere die Qualität und Planbarkeit des Wasserkraftstroms mit mehr als 5.000 VBh/a¹ (zum Vergleich: PV 950 VBh/a, Wind an Land 2.200 VBh/a) sowie den mit Abstand geringsten Stromgestehungskosten aller Erneuerbarer Energien macht den Erhalt der „großen“ Wasserkraft für das Gelingen der Energiewende so wichtig. Zusätzlich stellen Wasserkraftwerke unentgeltlich weitere Dienstleistungen wie Hochwasserschutz, Flexibilität im Stromversorgungssystem, Schwarzstartfähigkeit bei einem Black-out etc. zur Verfügung

Der BDEW unterbreitet in seiner detaillierten Stellungnahme einen Formulierungsvorschlag zur volkswirtschaftlich sinnvollen Existenzsicherung bestehender Wasserkraftanlagen.

1.9 Biomasse / Biogas

Der vom BMWi vorgestellte Höchstpreis für von 14,88 ct/kWh erscheint sehr niedrig angesetzt. Auch wenn davon auszugehen ist, dass angesichts der wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe und der hinreichenden Wettbewerbsintensität Kostensenkungspotentiale gehoben werden können, so sollte der Höchstpreis hinreichend Flexibilität enthalten, damit die Auktion auch auf veränderte Rohstoffpreise und Zinsen reagieren kann. Hinzu kommt, dass ein von vornherein niedrig angesetzter Höchstpreis abschreckend auf einige Bieter wirken und so die Wettbewerbsintensität reduzieren könnte.

Die vom BMWi 2015 vorgelegte Potentialanalyse hat für Biogas aus Gülle und Mist einen um 6 – 8 ct/kWh und für Biomethan einen um 5 - 8 ct/kWh höheren Förderbedarf gegenüber dem EEG 2014 ermittelt. Die im vorgelegten Gesetzentwurf festgelegte Gebotshöchstgrenze wird dem nicht gerecht.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW, eine leichte Anhebung des Höchstpreises der eine auskömmliche Vergütung ermöglicht.

1.10 Streichung der Stromsteuerbefreiung für EEG-Anlagen

Die bereits im Regierungsentwurf des Strommarktgesetzes vorgesehene Einführung des § 19 Absatz 1a EEG, die eine Parallelförderung nach EEG und durch eine Stromsteuerbefreiung ausschließen soll, ist grundsätzlich sachgerecht, da mit dieser Regelung ein Überförderungsbestand aufgehoben wird.

Nach Auffassung des BDEW ist hier jedoch eine differenzierte Betrachtung erforderlich, nach der eine partielle Aufrechterhaltung der Regelung aus Vertrauensschutzwägungen erforderlich erscheint. Derzeit ist vorgesehen, diese Regelung auf alle Anlagen anzuwenden, also auch auf solche, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind. Die vollständige Streichung der Stromsteuerbegünstigung durch die vorgesehene Einfügung eines § 19 Absatz 1a EEG vernachlässigt dann allerdings, dass seit Beginn der geförderten Direktvermarktung durch das EEG 2012 zahlreiche Anlagen errichtet worden sind, um regionale und

¹ VBh/a: Vollbenutzungsstunden pro Jahr

kommunale Direktvermarktungskonzepte zu bedienen. Wird diesen Konzepten durch die Streichung der Stromsteuerprivilegierung nun der Boden entzogen, stellt dies einen Eingriff in den Vertrauensschutz dar, wenn die Investition in diese Anlagen auf Grundlage beider Fördertatbestände (EEG und Stromsteuerbefreiung) erfolgt ist. Im Extremfall kann dies sogar zur Unwirtschaftlichkeit der Anlagen führen.

Notwendig ist eine Übergangsbestimmung für ab dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommene Anlagen, sofern aus ihnen vor dem 4. Januar 2016 (Veröffentlichung der Verordnungsentwürfe) zu irgendeinem Zeitpunkt Strom im Rahmen der geförderten Direktvermarktung nach § 20 Absatz 1 Nummer 1 EEG von Anlagenbetreibern an Letztverbraucher veräußert worden ist.

Darüber hinaus stellen sich erhebliche Umsetzungsprobleme auf die in der detaillierten BDEW-Stellungnahme eingegangen wird.

1.11 Speicher

Der BDEW begrüßt ausdrücklich die Zielsetzung des § 61a EEG-RegE, dass für eingespeicherten Strom weiterhin dann keine EEG-Umlage anfallen soll, wenn für den ausgespeicherten Strom EEG-Umlage gezahlt wird oder der Strom in das Netz eingespeist wird. Aufgrund unklarer Formulierungen führt die Neuregelung jedoch dazu, dass in einigen Fällen die EEG-Umlage doppelt anfällt während gleichzeitig in anderen Fällen eine vollständige Umgehung der EEG-Umlage möglich ist. Dies bremst unnötig den effizienten Ausbau der Speicherinfrastruktur und schafft Missbrauchspotential.

Der BDEW hatte bereits in seiner Stellungnahme zum Referentenentwurf den Vorschlag aus dem Bundeswirtschaftsministerium analysiert und auf die entstehenden Probleme hingewiesen. Der Vorschlag des BDEW wurde seitens des BMWi jedoch nicht berücksichtigt, da der BDEW – anders als das BMWi – grundsätzlich davon ausgeht, dass Speicher keine Letztverbraucher darstellen und in der Folge auch nicht letzttverbraucherabgabepflichtig sein dürfen, anders als nach derzeitig geltender Rechtsauffassung zum EEG 2014.

Ungeachtet dieser Differenz empfiehlt der BDEW eindringlich, die notwendigen Klarstellungen zur Vermeidung von Umgehungstatbeständen und Doppelbelastungen vorzunehmen und unterbreitet in seiner detaillierten Stellungnahme unbeschadet seiner bisher vorgetragenen Argumentation hilfsweise einen Alternativ-Vorschlag zur Klarstellung, der auf der Argumentation des BMWi aufbaut.

1.12 Windenergie-auf-See-Gesetz

Wie bereits im Rahmen der BDEW-Stellungnahme zum Referentenentwurf des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG-Ref-E) vom 28. April 2016 bewertet der BDEW den entsprechenden Kabinettsbeschluss (WindSeeG-RegE) vom 8. Juni 2016 nach wie vor grundsätzlich positiv. Dennoch gibt es in einigen Punkten Nachbesserungsbedarf.

Kompensation für geleistete Investitionen

Zentraler Kritikpunkt bleibt der drohende Verlust bereits geleisteter Investitionen. Ein Auslaufen bestehender Genehmigungen oder eine andere Entwertung bedeutet eine massive Gefährdung des Vertrauensschutzes und stellt die Investitionssicherheit in Frage. Das vorgesehene Eintrittsrecht gem. § 39 ff. WindSeeG-RegE stellt keine Gegenleistung für die im Vertrauen auf geltende Rahmenbedingungen geleisteten Investitionen seitens des Anlagenbetreibers dar. Durch die zeitliche Befristung des Eintrittsrechts nimmt der Gesetzgeber bei der vorgesehenen Regelung billigend in Kauf, dass ein Teil der Alt-Genehmigungsinhaber unvermeidlich auf Ihren Investitionen sitzen bleiben. Diese Option ist für den BDEW nicht tragbar.

Zur Aufrechterhaltung des Vertrauensschutzes fordert der BDEW, für die im Übergangsmodell nicht bezuschlagten Projekte daher weiterhin eine finanzielle Kompensation, die in angemessener Höhe, unbeding und unmittelbar erfolgen muss. Die präferierte Lösung bietet hierbei das sogenannte Aufschlagverfahren, bei dem der finanzielle Ausgleich zwischen erfolgreichem Bieter und Alt-Genehmigungsinhaber erfolgt und den Verbraucher demnach nicht belastet.

Zu hinterlegende Sicherheiten

Nachbesserungsbedarf besteht weiterhin bei den zu hinterlegenden Sicherheiten. Es ist zu begrüßen, dass eine Reduktion vorgenommen wurde, diese ist jedoch nicht in ausreichendem Maß erfolgt; die Höhe der Sicherheiten liegt noch deutlich über dem EU-Durchschnitt.

Der BDEW regt darüber hinaus an, dass im Übergangsmodell die Sicherheiten erst bei Zuschlag fällig werden. Im Rahmen des Zentralen Modells sollte eine frühere, dem jeweiligen Projektmeilenstein entsprechende anteilige Freigabe der Sicherheit bei Erreichen desselben erfolgen, sofern eine weitere Reduktion bei der Höhe der zu hinterlegenden Sicherheit nicht durchsetzbar ist. Damit könnten die Kosten der Sicherheit reduziert werden, ohne dass es zu einer verminderten Realisierungswahrscheinlichkeit kommt.

Realisierungsfristen

Im Rahmen der Regelungen zu den Realisierungsfristen fordert der BDEW weiterhin die Streichung des § 59 Absatz 2 Nummer 4 WindSeeG-RegE.

Dies ist dadurch begründet, dass die verbindlichen Fertigstellungstermine witterungsbedingt oft im Sommer liegen und die erste Windenergieanlage gemäß der Frist demnach im Winter errichtet werden müsste. Da in der Winterperiode jedoch in der Regel keine Installationsarbeiten vorgenommen werden oder diese mit erheblichem Mehraufwand durch das überproportional steigende Wetterrisiko verbunden sind, verursacht diese Frist lediglich vermeidbare Kosten, die im Rahmen des Ausschreibungsgebots von den Bietern eingepreist werden und demnach die Förderhöhe unnötig erhöhen.

Ansprechpartner:

Gesamtverantwortung:

Dr. Maren Petersen
Leitung des Geschäftsbereichs Erzeugung
Telefon: 030 / 300 199 1300
Email: maren.petersen@bdew.de

Projektleitung und inhaltliche Fragen:

Stefan Thimm
Fachgebietsleiter Erneuerbare Energien
Geschäftsbereich Erzeugung
Telefon: +49 30 300199-1310
Email: stefan.thimm@bdew.de

Juristische Fragestellungen:

Ass. jur. Christoph Weißenborn
Fachgebietsleiter EEG und KWKG
GB Recht und Betriebswirtschaft
Telefon: +49 30 300199-1514
Email: christoph.weissenborn@bdew.de

Constanze Hartmann, LL.M.
Fachgebietsleiterin EEG
GB Recht und Betriebswirtschaft
Telefon: +49 30 300199-1525
Email: constanze.hartmann@bdew.de