

Deutscher Bundestag  
18. Wahlperiode  
Ausschuss für Wirtschaft und Energie

Ausschussdrucksache 18(9)887  
1. Juli 2016

**bdew**

Energie. Wasser. Leben.

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

## 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“

Langfassung

Berlin, 17. Juni 2016

## Gliederung

<b>GLIEDERUNG</b> .....	<b>2</b>
<b>1 ZENTRALE ANMERKUNGEN ZUM REGIERUNGSENTWURF ZUM EEG 2016</b> .....	<b>8</b>
1.1 Zuschaltbare Lasten .....	8
1.2 Ausschluss des Selbstverbrauchs bei Ausschreibungen .....	10
1.3 Synchronisation des Ausbaus der Erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau .....	11
1.4 Ausbaukorridore .....	11
1.5 Förderung in Stunden mit negativen Marktpreisen .....	12
1.6 Freigrenzen / De-Minimis-Schwelle für Ausschreibungspflicht.....	13
1.7 Einmaldegression für Windenergieanlagen an Land .....	14
1.8 Existenzsicherung der großen Wasserkraft.....	14
1.9 Biomasse / Biogas .....	15
1.10 Streichung der Stromsteuerbefreiung für EEG-Anlagen.....	15
1.11 Speicher .....	16
1.12 Windenergie-auf-See-Gesetz.....	16
<b>2 IM EINZELNEN</b> .....	<b>18</b>
2.1 Wind an Land .....	18
2.2 Windenergie auf See .....	23
2.3 Solaranlagen .....	27
2.4 Biomasse.....	28
2.5 Wasserkraft.....	29
2.6 Grubengas.....	31
2.7 Prototypenregelung / Wind an Land und Wind auf See.....	31
2.8 Akteursvielfalt.....	32

2.9	Preisregel .....	37
2.10	Energiespeicher – Kritik an der Regelung im EEG-RegE.....	38
2.11	Umgang mit negativen Marktpreisen (§ 51 EEG-RegE) / Datenverfügbarkeit .....	44
2.12	Haftung des Bilanzkreisverantwortlichen (§ 60 EEG-RegE) .....	45
2.13	Vereinfachung der „Besonderen Ausgleichsregelung“ (§ 60a EEG-RegE) .....	45
2.14	Keine Parallelförderung nach EEG und StromStG .....	46
2.15	Marktorientierte Steuerung über ein intelligentes Messsystem.....	47
2.16	Weitere juristische Anmerkungen zur EEG-Novelle .....	48
<b>3</b>	<b>ZUSÄTZLICHE EMPFEHLUNGEN FÜR DIE EEG-NOVELLE 2016 .....</b>	<b>56</b>
3.1	Marktwertberechnung im Rahmen des Marktprämienmodells.....	56
3.2	Zinslast bei Fehlmeldung gemäß § 74 EEG 2014 .....	59
3.3	Existenzsicherung von Wasserkraftanlagen.....	64
3.4	Streichung des Selbstbehalts bei Einspeisemanagementmaßnahmen.....	67
3.5	Streichung der Sanktionen bei Verletzung des Bilanzkreisausschließlichkeits-prinzips im Marktprämienmodell .....	67
3.6	Klarstellung der Sanktionsfrist für verspätete Meldungen bei verringerter EEG-Umlage – Anpassung des § 9 Absatz 2 AusglMechV .....	69
3.7	Jahresabrechnung / Anpassung der Testatskette bzgl. Eigenverbrauch und Letztverbrauch .....	70
3.8	Streichung von Importzöllen für PV-Module .....	70
3.9	Regionale Grünstromkennzeichnung.....	70
3.10	Weitere Juristische Empfehlungen .....	72

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>GLIEDERUNG</b>	<b>2</b>
<b>1 ZENTRALE ANMERKUNGEN ZUM REGIERUNGSENTWURF ZUM EEG 2016</b>	<b>8</b>
1.1 Zuschaltbare Lasten .....	8
1.2 Ausschluss des Selbstverbrauchs bei Ausschreibungen .....	10
1.3 Synchronisation des Ausbaus der Erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau .....	11
1.4 Ausbaukorridore .....	11
1.5 Förderung in Stunden mit negativen Marktpreisen .....	12
1.6 Freigrenzen / De-Minimis-Schwelle für Ausschreibungspflicht .....	13
1.7 Einmaldegression für Windenergieanlagen an Land .....	14
1.8 Existenzsicherung der großen Wasserkraft .....	14
1.9 Biomasse / Biogas .....	15
1.10 Streichung der Stromsteuerbefreiung für EEG-Anlagen .....	15
1.11 Speicher .....	16
1.12 Windenergie-auf-See-Gesetz .....	16
<b>2 IM EINZELNEN</b>	<b>18</b>
<b>2.1 Wind an Land .....</b>	<b>18</b>
2.1.1 Referenzertragsmodell Wind an Land	18
2.1.2 § 36h EEG-RegE - Berechnung des anzulegenden Werts für Windenergieanlagen an Land	19
2.1.3 Höchstpreis Wind an Land	21
2.1.4 Dauer des Zahlungsanspruchs für Windenergieanlagen im Fall von Klagen (§ 36i EEG-RegE)	22
2.1.5 Zu § 36 Absatz 1 Nummer 1 – Genehmigungsfrist bei Gebotsabgabe	22
2.1.6 Ausschluss von Geboten (§ 33 Absatz 2 EEG-RegE)	22
2.1.7 Anspruchsvoraussetzung für Übergangsregelung (§ 22 Absatz 2 EEG-RegE)	23
<b>2.2 Windenergie auf See .....</b>	<b>23</b>
2.2.1 Sicherstellung des Beginns der Übergangsphase im Jahr 2021	23
2.2.2 Eintrittsrecht für bestehende Projekte / Ausgleich für entstandene Projektierungskosten	24
2.2.3 Voruntersuchung von Flächen - UXO-Untersuchung als Teil der Vorerkundung des Baugrundes	24
2.2.4 Möglichkeit des Weiterbetriebs nach Ende des Förderzeitraums	24

2.2.5	Realisierungsfristen	25
2.2.6	Vorgaben zum Planfeststellungsverfahren	26
2.2.7	Anpassung der Ausgleichsmechanismusverordnung	26
2.2.8	Sonderregelung zum Bundesnaturschutzgesetz	26
<b>2.3</b>	<b>Solaranlagen</b>	<b>27</b>
2.3.1	„52 GW-Deckel“	27
2.3.2	Länderöffnungsklausel	28
<b>2.4</b>	<b>Biomasse</b>	<b>28</b>
2.4.1	Strom aus Altholz	28
<b>2.5</b>	<b>Wasserkraft</b>	<b>29</b>
2.5.1	Ausschreibungen für Wasserkraftanlagen	29
2.5.1.1	Sicherstellung der Ernsthaftigkeit der Gebote	29
2.5.1.2	Realisierungsfrist (nach Zuschlag)	29
2.5.1.3	Höhe der Kautions bei Zuschlagserteilung	30
2.5.1.4	Ausschreibungsverfahren (Ausschreibungsfrequenz/-volumen)	30
2.5.1.5	Zubaukorridor für die Wasserkraft (MW /Jahr)	30
2.5.1.6	Akteursvielfalt	31
<b>2.6</b>	<b>Grubengas</b>	<b>31</b>
<b>2.7</b>	<b>Prototypenregelung / Wind an Land und Wind auf See</b>	<b>31</b>
<b>2.8</b>	<b>Akteursvielfalt</b>	<b>32</b>
2.8.1	Privilegierte Bürgerenergiegesellschaften	32
2.8.1.1	Kreis der Begünstigten	32
2.8.1.2	Wirkung der Privilegierung	33
2.8.1.3	Empfehlung zur Anpassung der Regelung	35
2.8.2	Freigrenzen	36
<b>2.9</b>	<b>Preisregel</b>	<b>37</b>
<b>2.10</b>	<b>Energiespeicher – Kritik an der Regelung im EEG-RegE</b>	<b>38</b>
2.10.1	Regelung zu Speichergas	40
2.10.2	BDEW-Vorschlag zur Definition des Begriffes „Energiespeicher“	41
2.10.3	Vorschlag zur Vermeidung von Doppelbelastungen	41
2.10.3.1	Vermeidung einer Doppelbelastung bei den Stromnetzentgelten	41
2.10.3.2	Vermeidung einer Doppelbelastung bei der EEG-Umlage	42
<b>2.11</b>	<b>Umgang mit negativen Marktpreisen (§ 51 EEG-RegE) / Datenverfügbarkeit</b>	<b>44</b>
<b>2.12</b>	<b>Haftung des Bilanzkreisverantwortlichen (§ 60 EEG-RegE)</b>	<b>45</b>
<b>2.13</b>	<b>Vereinfachung der „Besonderen Ausgleichsregelung“ (§ 60a EEG-RegE)</b>	<b>45</b>

2.13.1	Veröffentlichungspflichten der ÜNB (§ 77 EEG-RegE)	45
<b>2.14</b>	<b>Keine Parallelförderung nach EEG und StromStG</b>	<b>46</b>
<b>2.15</b>	<b>Marktorientierte Steuerung über ein intelligentes Messsystem</b>	<b>47</b>
<b>2.16</b>	<b>Weitere juristische Anmerkungen zur EEG-Novelle</b>	<b>48</b>
2.16.1	Hinweise zu § 3: Begriffsbestimmungen und Anlagenbegriff	48
2.16.2	§ 9 Absatz 6: Verlängerung der Sanktion für Verstoß gegen Systemdienst-leistungsverordnung	48
2.16.3	§ 20 Absatz 2 Satz 3: Fernsteuerung durch den Anlagenbetreiber	50
2.16.4	§ 21 Absatz 1 Nummer 2: Ausfallvergütung	50
2.16.5	§ 21b Absatz 3: Messung und Bilanzierung	51
2.16.6	§ 22: Wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie	51
2.16.7	§ 24: Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen	51
2.16.8	§ 27a: Zahlungsanspruch und Eigenversorgung	52
2.16.9	§ 36f Absatz 1: Zuordnung von Zuschlägen	53
2.16.10	§ 38a: Ausstellung von Zahlungsberechtigungen für Solaranlagen	54
2.16.11	§ 52: Sanktionen	55
2.16.12	§ 80a: Kumulierungsverbot	56
2.16.12.1	§ 103 Absatz 8: Rückwirkende BAFA-Bescheide	56
<b>3</b>	<b>ZUSÄTZLICHE EMPFEHLUNGEN FÜR DIE EEG-NOVELLE 2016</b>	<b>56</b>
<b>3.1</b>	<b>Marktwertberechnung im Rahmen des Marktprämienmodells</b>	<b>56</b>
3.1.1	Problembeschreibung	56
3.1.2	Handlungsempfehlung	59
<b>3.2</b>	<b>Zinslast bei Fehlmeldung gemäß § 74 EEG 2014</b>	<b>59</b>
3.2.1	Problembeschreibung	59
3.2.1.1	Fallgruppen	60
3.2.1.2	Rechtliche Unsicherheit	60
3.2.2	Handlungsempfehlung	62
<b>3.3</b>	<b>Existenzsicherung von Wasserkraftanlagen</b>	<b>64</b>
<b>3.4</b>	<b>Streichung des Selbstbehalts bei Einspeisemanagementmaßnahmen</b>	<b>67</b>
<b>3.5</b>	<b>Streichung der Sanktionen bei Verletzung des Bilanzkreisausschließlichkeits-prinzips im Marktprämienmodell</b>	<b>67</b>
<b>3.6</b>	<b>Klarstellung der Sanktionsfrist für verspätete Meldungen bei verringerter EEG-Umlage – Anpassung des § 9 Absatz 2 AusglMechV</b>	<b>69</b>
<b>3.7</b>	<b>Jahresabrechnung / Anpassung der Testatskette bzgl. Eigenverbrauch und Letztverbrauch</b>	<b>70</b>
<b>3.8</b>	<b>Streichung von Importzöllen für PV-Module</b>	<b>70</b>

<b>3.9</b>	<b>Regionale Grünstromkennzeichnung.....</b>	<b>70</b>
<b>3.10</b>	<b>Weitere Juristische Empfehlungen .....</b>	<b>72</b>
3.10.1	§ 8 Absatz 2: Klarstellung zum Wahlrecht des Anlagenbetreibers	72
3.10.2	§ 50b und Anlage 3: keine negativen Werte für Flexibilitätsprämie	73
3.10.3	Anlage 1: redaktionelle Anmerkungen	74

## **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/a<sup>1</sup> (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

---

<sup>1</sup> 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 letzterverbraucherabgabepflichtig 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.

## 2 Im Einzelnen

### 2.1 Wind an Land

#### 2.1.1 Referenzertragsmodell Wind an Land

Die regionale Verteilung des Zubaus von Windenergieanlagen ist eines der am meisten im öffentlichen Fokus stehenden Themen dieser 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 energie- oder volkswirtschaftliche Fragen, vielmehr um die Verteilung von Wertschöpfung. Der BDEW hat die öffentlich diskutierten Vorschläge aus gesamt-energiewirtschaftlicher Perspektive diskutiert (vgl. Stellungnahme vom 28. April 2016).

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 vom BMWi bereits in seinen Eckpunkten vorgestellte Referenzertragsmodell intensiv mit seinen Mitgliedsunternehmen diskutiert und analysiert. Im Ergebnis erscheinen die hergeleiteten Korrekturfaktoren konsistent. Der BDEW unterstützt daher die Einführung des einstufigen Referenzertragsmodells mit den vorgeschlagenen Korrekturfaktoren.

Durch die Umstellung auf das einstufige Referenzertragsmodell erfolgt die erste Bestimmung des „anzulegenden Werts“ auf Basis eines bei der Gebotsabgabe einzureichenden Windgutachtens. Hier könnte ein Anreiz entstehen, ein Windgutachten einzureichen, das die Standortqualität tendenziell schlechter einschätzt, um durch den daraus folgenden höheren Korrekturfaktor einen höheren Förderanspruch zu erlangen. Insofern sieht § 36h des EEG-RegE folgerichtig die Abschöpfung zu viel gezahlter Vergütungszahlungen vor. Auch die im Abstand von 5 Jahren stattfindenden Prüfungen der Standortgüte und die daran geknüpfte Nachberechnung der Vergütung mindern Risiken und Chancen gleichermaßen. Aus Finanzierungssicht wird die zu erwartende Vergütung damit berechenbarer.

Sachgerecht ist auch die Abschöpfung des Barwertvorteils durch die Verzinsung der zu viel gezahlten Vergütung. Allerdings empfiehlt der BDEW, bei der Überprüfung witterungsbedingte Schwankungen zu berücksichtigen. Diese können auch im 5-Jahres-Zyklus die derzeit in § 36h EEG-RegE vorgesehene 1-Prozent-Schwelle übersteigen und somit eine Zinsschuld des Anlagenbetreibers auslösen, ohne dass dieser die Abweichung verschuldet hat. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW eine abgestufte Vorgehensweise:

1. Zu viel oder zu wenig geleistete Zahlungen nach § 19 Absatz 1 EEG-RegE sollten erstattet werden, wenn der Ertrag mehr als einen Prozentpunkt von dem zuletzt berechneten Gütefaktor abweicht.
2. Sofern die Abweichung des tatsächlichen Ertrags vom zuvor berechneten Gütefaktor mehr als 5 Prozent beträgt, sollten die über diese Abweichung hinausgehenden zu

viel gezahlten Fördermittel mit einem Strafzins in der vorgeschlagenen Höhe (1 Prozent über EURIBOR) belegt werden.

3. Die Zinszahlungen sind in der AusglMechV als Einnahme- und Ausgabeposition zu berücksichtigen.

### **2.1.2 § 36h EEG-RegE - Berechnung des anzulegenden Werts für Windenergieanlagen an Land**

§ 36h EEG-RegE sieht vor, dass der Netzbetreiber den anzulegenden Wert aufgrund des Zuschlagswerts für den Referenzstandort nach „Anlage 2 Nummer 4“ EEG-RegE für Strom aus Windenergieanlagen an Land mit dem Korrekturfaktor des Gütefaktors berechnet, der nach „Anlage 3 Nummer 2 und 7“ EEG-RegE ermittelt worden ist. Hier scheinen zum einen unkorrekte Gesetzesbezüge vorhanden zu sein. Anlage 2 des Regierungsentwurfs regelt die Berechnung des Referenzertrags, während Anlage 3 des Regierungsentwurfs die Flexibilitätsprämie behandelt. Außerdem scheint die ursprünglich im Referentenentwurf enthaltene Berechnungsformel für die Berechnung des anzulegenden Wertes aus Versteigerungsergebnis und Korrekturfaktor nicht mehr im Gesetzentwurf enthalten zu sein. Die Ausführungen in § 36h und Anlage 2 EEG-RegE legen nahe, dass das Versteigerungsergebnis mit dem Wert multipliziert werden soll. Ausgeführt ist die Rechenvorschrift hingegen an keiner Stelle. Daher muss § 36h Absatz 1 EEG-RegE überarbeitet werden.

Der BDEW sieht zum anderen den Zusatzaufwand des Netzbetreibers, den dieser nach § 36h EEG-RegE für die Berechnung des anzulegenden Wertes hat, als nicht gerechtfertigt an, zumal der Gütefaktor nach § 36h Absatz 3 EEG-RegE durch ein vom Anlagenbetreiber zu beauftragendes Gutachten nachgewiesen werden muss. Auch im Kontext mit der vorgesehenen regelmäßigen Überprüfung nach § 36h Absatz 2 EEG-RegE entsteht dem Netzbetreiber ein hoher Zusatzaufwand. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die 5-Jahres-Gutachten seit Inkrafttreten des EEG 2000 stets durch den Anlagenbetreiber in Auftrag gegeben und deren Kosten von ihm getragen werden. Ersetzt nun § 36h EEG-RegE diese Gutachtenerbringung, sieht der BDEW die Nachweiserbringungspflicht und die Berechnungspflicht auch weiterhin beim Anlagenbetreiber. § 36h Absatz 1 Satz 1 EEG-RegE muss daher wie folgt gefasst werden:

*"(1) Der Anlagenbetreiber ~~Netzbetreiber~~ berechnet den anzulegenden Wert aufgrund des Zuschlagswerts für den Referenzstandort nach Anlage 2 Nummer 4 für Strom aus Windenergieanlagen an Land mit dem Korrekturfaktor des Gütefaktors, der nach Anlage 3 ermittelt worden ist."*

Absatz 3 muss dann wie folgt angepasst werden:

*"(3) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 1 besteht nur, soweit der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber den anzulegenden Wert nach Maßgabe des Absatzes 1 Gütefaktor nachweist*

*1. vor der Inbetriebnahme der Anlage und*

*2. für die Anpassungen nach Absatz 2 jeweils spätestens zwei Monate nach Ablauf der Fristen nach Absatz 2 Satz 1."*

Absatz 4 muss dann wie folgt angepasst werden:

*"(4) Der Nachweis nach Absatz 3 ist vom Anlagenbetreiber auf seine Kosten zu führen durch Gutachten, die den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprechen und die die jeweiligen Zeiträume nach Absatz 2 Satz 1 erfassen. § 36g Absatz 1 Satz 2 ist entsprechend anzuwenden."*

Konsequenterweise muss dann auch **§ 46b Absatz 1 EEG-RegE** wie folgt geändert werden:

*„Strom aus Windenergieanlagen an Land, die nach dem 31. Dezember 2018 in Betrieb genommen worden sind, und deren anzulegender Wert nach § 22 Absatz 6 gesetzlich bestimmt wird, berechnet der Anlagenbetreiber ~~Netzbetreiber~~ den anzulegenden Wert nach § 36h Absatz 1, wobei der Zuschlagswert durch den Durchschnitt aus den Gebotswerten für das jeweils höchste noch bezuschlagte Gebot aller Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Vorvorjahr zu ersetzen ist.“*

Neben den vorstehend dargestellten Fehlbezügen innerhalb von § 36h des Regierungsentwurfs sollte auch **Anlage 2 Nummer 7.1 bzw. 7.2 EEG-Rege** korrigiert werden:

Für den „Standortertrag vor Inbetriebnahme“ legt Nummer 7.1 folgende Verlustfaktoren fest:

- Abschattungseffekte,
- fehlende technische Verfügbarkeit der Anlage,
- elektrische Effizienzverluste innerhalb des Windparks,
- Einspeisereduzierungen bei Starkwind und
- genehmigungsrechtliche Auflagen, zum Beispiel zu Geräuschemissionen, Schattenwurf, Naturschutz oder zum Schutz des Flugbetriebs einschließlich Radar.

Der Standortertrag soll sich dementsprechend aus dem Bruttostromertrag abzüglich dieser Verlustfaktoren ergeben.

Nach Ablauf von fünf Betriebsjahren sollen gemäß § 36h i.V. mit Anlage 2 Nummer 7.2 des Regierungsentwurfs die tatsächliche Einspeisung ermittelt und sogenannte fiktive Strommengen hinzu addiert werden. Als Additionsbeträge werden unter Nummer 7.2 c) „sonstige Abschaltungen oder Drosselungen“ mit Beispielen erwähnt. Dies ist insoweit missverständlich, dass unklar ist, ob Abschaltungen aus genehmigungsrechtlichen Auflagen hierzu gehören oder nicht, zumal sie in Nummer 7.1 e) ausdrücklich als Verlustfaktor genannt sind.

Deshalb sollte hier unbedingt klargestellt werden, dass genehmigungsrechtliche Abschaltungen und Drosselungen nicht zur fiktiven Strommenge dazu addiert werden. Eine solche Definitionslücke, die nicht durch die nicht aussagekräftige Begründung des Regierungsentwurfs

geschlossen werden kann, kann wegen der erheblichen Relevanz der Beträge zu Rechtsstreitigkeiten zwischen Anlagen- und Netzbetreibern führen. Einerseits würden die Verlustfaktoren bei der Berechnung des Anfangs-Standortertrags abgezogen, dann hinterher bei der Berechnung des Folge-Standortertrags als fiktive Strommenge dazu addiert. Dadurch würde der Korrekturfaktor nach fünf Jahren - je nach Auflagen - deutlich gesenkt, der Betreiber könnte im 6. Jahr erhebliche Rückzahlungen leisten müssen (bei 10 Prozent Reduzierung der Einspeisung ca. 50 Prozent eines Jahresertrages) und die Ertragslage der durch Genehmigungsaufgaben ohnedies benachteiligten Windparks würde weiter verschlechtert.

Diesen Sachverhalt würden spätere Betreiber beim Angebot berücksichtigen. Da bei immer knapper werdenden Standorten und steigenden Umweltauflagen folglich auch weniger gut geeignete und mit Abschaltzeiten genehmigte Projekte zur Auktion antreten, wäre in der Folge mit steigenden Preisen zu rechnen.

Bei der Clearingstelle EEG wird derzeit das Verfahren Nummer 2015/42<sup>2</sup> zu den konkreten Berechnungs- und Korrekturfaktoren des Referenzertrages und des tatsächlichen Ertrages von Windenergieanlagen nach dem EEG 2014 geführt, insbesondere dazu, ob im Falle von Maßnahmen des EEG-Einspeisemanagements die nicht eingespeisten, aber entschädigungspflichtigen Strommengen auf den tatsächlichen Ertrag aufgeschlagen werden müssten, oder nicht. Dieses Verfahren resultiert auf ungenauen Berechnungsparametern im EEG 2014, EEG 2012 und 2009. Allein dies belegt die Notwendigkeit der klarstellenden Korrektur von Anlage 2 Nummer 7.2 des Regierungsentwurfs.

Anlage 2 Nummer 7.2 d) sollte daher um folgenden Halbsatz erweitert werden:

*„Strommengen, die wegen sonstigen Abschaltungen oder Drosselungen, zum Beispiel der optimierten Vermarktung des Stroms, der Eigenversorgung oder der Stromlieferungen unmittelbar an Dritte, nicht eingespeist wurden; nicht hierunter fallen aufgrund von genehmigungsrechtlichen Auflagen nicht eingespeiste Mengen, zum Beispiel aufgrund von Geräuschemissionen, Schattenwurf, Naturschutz oder zum Schutz des Flugbetriebs einschließlich Radar.“*

### **2.1.3 Höchstpreis Wind an Land**

Der vom BMWi vorgestellte Höchstpreis für einen 100-Prozent-Standort in Höhe von 7 ct/kWh erscheint sehr niedrig angesetzt. Die Höhe entspricht etwa der Umrechnung des aktuellen Förderanspruchs an einem vergleichbaren Standort. Allerdings lässt diese Kalkulation den Barwertverlust, der durch die Umstellung des derzeit zweistufigen Referenzertragsmodells auf ein einstufiges Referenzertragsmodell entsteht, unberücksichtigt.

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

---

<sup>2</sup> Link: <https://www.clearingstelle-eeq.de/hinww/2015/42>.

vornherein niedrig angesetzter Höchstpreis abschreckend auf einige Bieter wirken und so die Wettbewerbsintensität reduzieren könnte. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW eine leichte Anhebung des Höchstpreises.

#### **2.1.4 Dauer des Zahlungsanspruchs für Windenergieanlagen im Fall von Klagen (§ 36i EEG-RegE)**

Der Anspruch auf Zahlungen soll spätestens 30 Monate nach Bekanntgabe des Zuschlags beginnen. Dies erscheint mit Blick auf die Realisierungsfristen sinnvoll.

Aus Sicht des BDEW ist es in diesem Zusammenhang sehr zu begrüßen, dass im Fall von Rechtsstreitigkeiten eine Fristverlängerung über die ansonsten geltende Realisierungsfrist hinaus gewährt wird. Problematisch ist hingegen, dass in einem solchen Fall der Förderzeitraum ungeachtet der eintretenden Verzögerung abläuft. Hier steht zu befürchten, dass Akteure in Abhängigkeiten geraten können.

Empfohlen wird daher, die Dauer des Zahlungsanspruchs im Falle von Rechtsstreitigkeiten ohne zeitliche Begrenzung um die Dauer des Rechtsstreits zu verlängern.

#### **2.1.5 Zu § 36 Absatz 1 Nummer 1 – Genehmigungsfrist bei Gebotsabgabe**

Die Genehmigung nach BImSchG stellt bei Windenergieanlagen die wesentliche materielle Präqualifikation dar. Es ist jedoch nicht ersichtlich, warum die Genehmigung 3 Wochen vor Gebotstermin erteilt worden sein muss. Hier werden aus Sicht des BDEW unnötige bürokratische Hürden aufgebaut.

Es wird daher vorgeschlagen, in § 36 Absatz 1 Nummer 1 und in § 36 Absatz 1 Nummer 2 den Zusatz: „drei Wochen“ zu streichen.

#### **2.1.6 Ausschluss von Geboten (§ 33 Absatz 2 EEG-RegE)**

Der BNetzA wird in § 33 Absatz 2 des vorliegenden Regierungsentwurfs die Möglichkeit eingeräumt, Gebote vom Zuschlagsverfahren auszuschließen, wenn auf den angegebenen Flurstücken bereits Anlagen errichtet wurden. Dies sollte nach Ansicht des BDEW jedoch nicht im Falle eines Repowerings gelten. Der BDEW empfiehlt daher folgende Ergänzung in § 33 Absatz EEG-RegE:

*„§ 33 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EEG-RegE:*

*„[...] eine Anlage in Betrieb genommen worden ist und die im Gebot genannten Anlagen keinen Ersatz für die bestehende Anlage darstellen sollen [...]“.*

*§ 33 Absatz 2 Satz 2 EEG-RegE:*

„[...] zugebaut oder den bestehenden Anlagen ersetzt werden sollen [...]“

### **2.1.7 Anspruchsvoraussetzung für Übergangsregelung (§ 22 Absatz 2 EEG-RegE)**

Nach Auffassung des BDEW sollte § 22 Absatz 2 Ziffer 2 a) EEG-RegE dahingehend angepasst werden, dass bzgl. der Übergangsfrist nicht auf die erteilte Genehmigung abgestellt wird, sondern auf vollumfänglich eingereichte Antrags- bzw. Genehmigungsunterlagen. Dann könnte das Datum auf den 1. Oktober 2016 oder ggf. auch früher vorgezogen werden. Andernfalls droht eine erhebliche Abhängigkeit von der Bearbeitungsgeschwindigkeit der zum Teil sehr überlasteten Genehmigungsbehörden. Der Antragsteller hat damit die Einhaltung der Frist nicht mehr in der Hand und es wird unweigerlich zu Rechtsstreitigkeiten mit den Behörden wegen Fristversäumnis kommen.

## **2.2 Windenergie auf See**

### **2.2.1 Sicherstellung des Beginns der Übergangsphase im Jahr 2021**

Um einen planmäßigen Beginn der Übergangsphase, wie mit dem Gesetz angestrebt, im Jahr 2021 zu ermöglichen, ist es zwingend erforderlich die Rechtsgrundlage zu schaffen, auf Basis derer dem ÜNB die Vergabe des Auftrags zur Errichtung des nächsten Konverters noch in diesem Jahr möglich ist. Andernfalls würde der Konverter nicht rechtzeitig im Jahr 2021 fertiggestellt werden können – und damit der Beginn der Übergangsphase nicht mehr eingehalten werden – mit den bekannten Folgen auf die gesamte Industrie.

Der BDEW fordert den Gesetzgeber daher eindringlich dazu auf, die erforderliche Rechtsgrundlage zu schaffen, um eine rechtzeitige Fertigstellung der Netzanbindung zu gewährleisten.

## **2.2.2 Eintrittsrecht für bestehende Projekte / Ausgleich für entstandene Projektkosten**

- § 39 ff. WindSeeG-RegE

Das vorgesehene Eintrittsrecht stellt keine Kompensation für die im Vertrauen auf bestehende Rahmenbedingungen geleisteten Investitionen seitens des Anlagenbetreibers dar. Wenn bis 2024 von den voraussichtlich ausgeschriebenen 7 GW nur 2,92 GW tatsächlich realisiert und ab 2025 jährlich 0,73 GW zugebaut werden, würde der letzte (Alt-) Genehmigungsinhaber sein Projekt nicht vor dem Jahr 2030 realisieren können. Es ist zumindest fraglich, ob das Unternehmen zu diesem Zeitpunkt überhaupt noch existiert. Auf der anderen Seite muss ein neuer Bieter stets damit rechnen, trotz bestem Gebot – im Falle des Eintritts bereits bestehender Projekte – keinen Zuschlag zu erhalten. Ein solches Vorgehen ist unter Wettbewerbsgesichtspunkten nicht sinnvoll. Zur Aufrechterhaltung des Vertrauensschutzes fordert der BDEW daher eine finanzielle Kompensation für bestehende Projekte durch den neuen, die Ausschreibung gewinnenden Bieter, die angemessen, unbedingt sowie unmittelbar erfolgt.

Dies wäre etwa durch das sogenannte Aufschlagverfahren möglich, das im Zuge der vergangenen Monate mit der Branche diskutiert worden ist. Bei diesem Verfahren wird über einen relativen oder absoluten Aufschlag auf die bezuschlagten Gebote ein zur Deckung der Vorleistungsaufwendungen nicht bezuschlagter (Alt-) Genehmigungsinhaber erforderliche nutzbare Betrag generiert.

## **2.2.3 Voruntersuchung von Flächen - UXO-Untersuchung als Teil der Vorerkundung des Baugrundes**

- § 10 Absatz 1 Nummer 2 WindSeeG-RegE

Die im Rahmen des § 10 Absatz 1 Nummer 2 WindSeeG-RegE vorgesehene Vorerkundung des Baugrunds sollte zwingend die sogenannte Untersuchung des Baugrunds auf nicht explodierte Munition (Unexploded Ordnance) – auch „UXO-Untersuchung“ genannt – der jeweiligen Fläche beinhalten. Derzeit ist diese Untersuchung lediglich als Empfehlung ausgesprochen. In der Vergangenheit haben sich Munitionsfunde oft als unkalkulierbares und nicht selten vorkommendes Problem bei der Realisierung der OWP und des Netzanschlusses erwiesen. Eine UXO-Untersuchung wäre zum einen hilfreich, um eine voruntersuchte Fläche bzw. ein Projekt im Hinblick auf seine Chancen, Risiken sowie realistische Fertigstellungszeiten des Netzanschlusses besser einschätzen zu können. Zum anderen entspräche es dem Ziel der Voruntersuchung von Flächen, nämlich alle Informationen zur Verfügung zu stellen, die eine wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie ermöglichen.

## **2.2.4 Möglichkeit des Weiterbetriebs nach Ende des Förderzeitraums**

- §§ 24 Absatz 2 Satz 2, 37 Absatz 2 Satz 2 WindSeeG-RegE

Gemäß §§ 24 Absatz 2 Satz 2 und 37 Absatz 2 Satz 2 WindSeeG-RegE kann die bezuschlagte Fläche – nach Ende des Anspruchs auf die Marktprämie – erneut ausgeschrie-

ben werden. Der bisherige Betreiber des Offshore-Windparks muss die Anlagen, die er errichtet, finanziert und betrieben hat, soweit diese noch funktionsfähig sind, entschädigungslos an die Behörde übertragen. Unklar bleibt hierbei völlig, unter welchen Bedingungen dies zu erfolgen hätte. Die vorliegende „kann-Formulierung“ bietet hier keine eindeutige Bewertungsgrundlage.

Der BDEW hält diese Regelung daher für unsachgemäß und überdies auch für wenig effizient. Der Betreiber sollte vielmehr die Möglichkeit haben, den Windpark auch nach Ablauf der Förderdauer zu Marktbedingungen, d. h. ohne Förderung (für mindestens zehn Jahre, jedoch maximal bis zum technisch Möglichen und dem Netzkunden und ÜNB zumutbaren Betriebsende des Netzanschlusssystems) weiter zu betreiben. Durch die im RegE vorgesehene Regelung besteht außerdem die Gefahr, dass dem alten/anfänglichen Betreiber zum Ende des Förderzeitraums ggf. falsche Anreize hinsichtlich des Betriebs der Anlage gesetzt werden, indem er etwa sparsamer hinsichtlich der Wartungsarbeiten sein könnte, da zu befürchten ist, dass er sein Projekt abgeben muss. Dies würde sich u. U. insgesamt negativ auf die Lebensdauer der Windenergieanlagen auf See (WEA) auswirken.

### **2.2.5 Realisierungsfristen**

➤ § 59 Absatz 2 WindSeeG-RegE

Es bedarf einer Sonderregelung für den Fall, dass ein OWP an einen bereits bestehenden Konverter angeschlossen werden soll. Im Falle schon bestehender, sich in Betrieb befindender Konverter müssen die Meilensteine auf den voraussichtlichen Fertigstellungstermin des AC-Exportkabels abstellen. Sofern dieses AC-Exportkabel aus organisatorischen Gründen bereits vor 2021 verlegt werden kann, sollten die Meilensteine auf einen Zeitpunkt nicht vor dem 01.01.2021 abstellen. Andernfalls würde dies zu einer unverhältnismäßigen Kürzung der Realisierungsfrist solcher Projekte führen. Sofern erst in der zweiten Ausschreibung ein Zuschlag für einen OWP erteilt wird, der an einen bereits bestehenden Konverter angeschlossen werden soll und der Bezugszeitpunkt für die Meilensteine – wie oben gefordert – der 01.01.2021 gesetzt würde, so führte auch dies zu einer Verkürzung des Realisierungszeitraums für den so bezuschlagten OWP. Auch hier sollten angemessene Zeiträume vorgesehen werden, die generell zur Errichtung eines OWP erforderlich sind, damit kein Nachteil daraus entsteht, dass ein Windpark an einen bereits bestehenden Konverter angeschlossen werden soll. Das heißt für OWP, welche an einen bestehenden Konverter angeschlossen werden sollen, sollte der Bezugszeitpunkt für die Realisierungsmeilensteine auf 45 Monate nach der Veröffentlichung des Zuschlags gesetzt werden.

## **2.2.6 Vorgaben zum Planfeststellungsverfahren**

### Angemessene Grundlagen für Planfeststellungsverfahren definieren

- § 47 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 und 5 WindSeeG-RegE

Nach § 47 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 WindSeeG-RegE soll der Plan zusätzlich zu den Zeichnungen und Erläuterungen nach § 73 Absatz 1 Satz 2 des Verwaltungsverfahrensgesetzes die Unterlagen nach § 6 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung umfassen. Dies sollte nur dann gelten, wenn die jeweilige Einrichtung auch der Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung unterliegt, was nicht zwingend – etwa bei den Netzanbindungssystemen – der Fall sein muss.

§ 47 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 WindSeeG-RegE fordert überdies auf Anforderung der Planfeststellungsbehörde die Vorlage eines Gutachtens eines anerkannten Sachverständigen zur Frage, ob die Anlage und ihr Betrieb dem Stand der Technik und den Sicherheitsanforderungen entsprechen. Damit wird ein Detaillierungsgrad gefordert, der das für den Plan sonst übliche Maß übersteigt und der außerdem erst im Rahmen der Freigaben erforderlich wäre. Entsprechende Unterlagen sollten daher erst im Rahmen des Freigabeverfahrens vorgelegt werden müssen und nicht zwingend Gegenstand des Plans sein.

### Zeitpunkte für Entscheidungen der Planfeststellungsbehörde festlegen

Grundsätzlich sollte erwogen werden, auch die Entscheidungszeiträume für die Planfeststellungsbehörde mit Fristen zu versehen. Soweit mit dem Gesetzesentwurf unter anderem auch das Ziel verfolgt wird, die Realisierungszeiträume für OWP und deren Anbindung zu verkürzen, wäre neben der Einführung von beispielsweise Realisierungsfristen und der Pönalisierung bei deren Nichteinhaltung auch über eine Straffung der behördlichen Verfahren durch die Einführung zum Beispiel von Fristen für die Beendigung des Anhörungs- und des Planfeststellungsverfahrens nachzudenken. Auch könnte die behördliche Feststellung von Teilabschnitten des Plans verbindlich terminiert werden.

## **2.2.7 Anpassung der Ausgleichsmechanismusverordnung**

Das WindSeeG-RegE sieht Strafzahlungen an die Übertragungsnetzbetreiber bei Verstößen im Rahmen der Ausschreibung vor (siehe § 60 WindSeeG-RegE). Für diese Fälle müssen Einnahmen- und Ausgabenpositionen in der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) geschaffen werden.

## **2.2.8 Sonderregelung zum Bundesnaturschutzgesetz**

Die Praxis im Rahmen der Kompensationsplanung für Netzanschlüsse von Windenergieanlagen auf See hat gezeigt, dass in dem für eine Realkompensation nach § 15 Absatz 2 Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) in Betracht kommenden Naturraum praktisch keine geeigneten Maßnahmen zur Verfügung stehen. Gemäß § 56 Absatz 3 BNatSchG gilt die Eingriffsregelung ab dem 01.01.2017 auch für die Errichtung und den Betrieb von WEA in der deut-

schen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), sodass der Bedarf an Kompensationsmaßnahmen im maritimen Bereich noch zunimmt. Daher wird eine Sonderregelung zum BNatSchG vorgeschlagen. Diese könnte etwa in einem zusätzlichen Absatz 8 des § 48 WindSeeG-RegE verankert werden.

Nach diesem Vorschlag wird mit Nummer 1 der für Realkompensationsmaßnahmen in Betracht kommende Bereich auf alle Meerestgewässer und die angrenzenden Naturräume erweitert. Das bedeutet, dass z. B. Eingriffe in der AWZ zukünftig auch in küstennahen Naturräumen kompensiert werden können. Mit Nummer 2 wird die Art der möglichen Maßnahmen erweitert. So können maritime Realkompensationsmaßnahmen dadurch generiert werden, dass qualifizierte Forschungsvorhaben als Realkompensationsmaßnahme anerkannt werden, was nach § 15 Absatz 2 BNatSchG nicht möglich ist. Mit Nummer 3 wird das Risiko von Realkompensationsmaßnahmen für den Vorhabenträger begrenzt. Hierdurch werden Realkompensationsmaßnahmen ermöglicht, die wegen der Kostenrisiken ansonsten an der erforderlichen Zumutbarkeit für den Vorhabenträger scheitern würden. Über § 16 BNatSchG sind ein Pooling oder eine andere Bevorratung der genannten Maßnahmen möglich.

Vorschlag (§ 48 Absatz 8 WindSeeG-RegE):

*„Die §§ 13 bis 16 des Bundesnaturschutzgesetzes sind mit folgenden Maßgaben anzuwenden:*

- 1. Ersetzt ist eine Beeinträchtigung, wenn und sobald die beeinträchtigten Funktionen des Naturhaushalts in einem Naturraum im oder im ökologischen Zusammenhang zu einem Meerestgewässer i.S.v. § 3 Nummer 2a des Wasserhaushaltsgesetzes in gleichwertiger Weise hergestellt sind.*
- 2. Als Ersatzmaßnahmen gelten auch Forschungsvorhaben, die von einer staatlichen Organisation oder einer staatlich anerkannten Organisation durchgeführt werden mit dem Ziel, Erkenntnisse für Maßnahmen zu erbringen, die einer Herstellung beeinträchtigter Funktionen des Naturhaushalts in einem Naturraum nach Nummer 1 dienen.*
- 3. Die für Ersatzmaßnahmen aufzuwendenden Kosten sind auf den Betrag begrenzt, der sich ergeben würde, wenn Ersatz in Geld nach § 15 Absatz 6 des BNatSchG zu leisten wäre.*

*Der Betrag ist in dem die Einrichtung zulassenden Bescheid festzusetzen. Abweichend von § 15 Absatz 4 des BNatSchG gelten die Voraussetzungen nach Nummer 1 als erfüllt, wenn der Verantwortliche nachweist, dass der nach Satz 2 festgesetzte Betrag für Ersatzmaßnahmen verwendet wurde.“*

## **2.3 Solaranlagen**

### **2.3.1 „52 GW-Deckel“**

Der BDEW begrüßt die Beibehaltung des Förderdeckels von 52 GW für PV-Anlagen außerhalb der Ausschreibung. Dies befristet die De-Minimis-Regelung und stärkt mittelfristig die Kosteneffizienz der Förderung.

### **2.3.2 Länderöffnungsklausel**

Die Einführung einer Länderöffnungsklausel zur Erhöhung der Gebote auf benachteiligten Flächen ist sehr zu begrüßen. Dies stärkt die Wettbewerbsintensität, senkt die Flächeninanspruchnahme und gewährleistet nachhaltig die Hebung von Kostensenkungspotentialen.

Aus Sicht des BDEW wäre es für die Wettbewerbsintensität jedoch zuträglich, alle Flächen für PV-Freiflächenanlagen zu öffnen und den Bundesländern über eine Öffnungsklausel die Möglichkeit zu geben, die Flächennutzung durch Verordnung auf Konversionsflächen und Randstreifen an Verkehrswegen zu begrenzen.

## **2.4 Biomasse**

Der BDEW begrüßt die Aufnahme von Biomassebestandsanlagen und neuen Biomasseanlagen in die Ausschreibung. Der angesetzte Ausbaukorridor entspricht dem Vorschlag des BDEW in seiner Stellungnahme vom 28. April 2016.

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.

### **2.4.1 Strom aus Altholz**

Der vorliegende Regierungsentwurf sieht weder die Förderung von neuen Anlagen noch eine Anschlussförderung für Bestandsanlagen zur Stromproduktion aus Altholz vor. Das BMWi begründet dies damit, dass für Altholz eine Entsorgungspflicht bestehe und davon auszugehen sei, dass diese Kraftwerke auch nach Auslaufen der Förderung weiterhin Strom erzeugen werden. Aus Sicht des BDEW ist dies eine Fehlannahme, da zwar in Deutschland eine Entsorgungspflicht bestehe, aber auch der Verkauf ins Ausland möglich sei. Zudem ist zu befürchten, dass Altholz verstärkt zur Heizung im Hausbrand eingesetzt wird. Durch die Herausnahme von Altholz und Schwarzlauge entsteht daher aus Sicht des BDEW die Gefahr, dass die betroffenen Anlagen stillgelegt werden.

Der BDEW empfiehlt daher die Beibehaltung der Förderung für Strom aus Altholz und Schwarzlauge. Die Ausschreibung ist ideal, um Kostensenkungspotentiale zu heben. Sollte

sich herausstellen, dass die Stromproduktion aus Altholz und Schwarzlauge tatsächlich der wirtschaftlichste Weg der Entsorgung ist, so wird sich dies auch im Rahmen der Ausschreibung in Form von niedrigen Geboten zeigen.

Deshalb ist für den § 39f EEG-RegE eine Klarstellung erforderlich, dass bei einer Förderverlängerung von Bestandanlagen weiterhin die BiomasseVO zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme gilt. Ansonsten wäre der Einsatzstoff Altholz nicht mehr förderberechtigt.

## **2.5 Wasserkraft**

### **2.5.1 Ausschreibungen für Wasserkraftanlagen**

Die „große“ Wasserkraft ist aktuell die einzige regenerative Technologie, deren Bestandsanlagen mehrheitlich nicht gefördert werden. Allerdings stehen die Stromerzeugungskosten bei großen Laufwasserkraftwerken zwischen 2,5 ct/kWh bis 4 ct/kWh aktuell einem Erlöspotenzial von zeitweise 2 ct/kWh an der Strombörse für Base-Jahresprodukte gegenüber.

Um die vorhandenen Ausbaupotenziale im Bereich der Wasserkraft volkswirtschaftlich effizient zu erschließen, spricht sich der BDEW auch hier für ein Auktionsmodell aus. Hintergrund ist die Tatsache, dass die aktuelle Förderstruktur des EEG 2014 im Bereich der Wasserkraft das Ziel der Erschließung des vorhandenen Ausbaupotentials bisher verfehlt hat.

#### **2.5.1.1 Sicherstellung der Ernsthaftigkeit der Gebote**

Die Präqualifikation sollte gegen Vorlage eines bestandskräftigen Genehmigungsbescheids oder einer angemessenen Sicherheitsleistung („Erstsicherheit“) erfolgen, da bereits im Frühstadium der Planung 5 - 10 Prozent der Investitionskosten anfallen wodurch die Projektentwicklung ein gewisses Risiko für potenzielle Investoren darstellt.<sup>3</sup>

Sollte kein bestandskräftiger Genehmigungsbescheid vorliegen, ist eine Präqualifikation gegen Zahlung einer Kautions denkbar.

Gesonderte Regelungen könnten für Kleinwasserkraftanlagen (installierte Leistung < 1 MW) gelten. Die Mindestlosgröße für eine Teilnahme an Auktionierungen sollte 100 kW betragen und somit mit der bei der Ausschreibung für PV-Freiflächenanlagen identisch sein.

#### **2.5.1.2 Realisierungsfrist (nach Zuschlag)**

Aufgrund der langen Planungs- und Genehmigungsdauern bei Wasserkraftanlagen wird empfohlen, die Realisierungsfrist für Neubauten bzw. Modernisierungen, die einer neuen wasserrechtlichen Genehmigung bedürfen, auf 5 Jahre zu beschränken.

---

<sup>3</sup> Vgl. u. a. BMWi (2015), „Marktstudie Wasserkraft“.

### **2.5.1.3 Höhe der Kautions bei Zuschlagserteilung**

Der Zuschlag löst eine Investitionsverpflichtung aus. Bei Vorlage eines bestandskräftigen Genehmigungsbescheids könnte die Pflicht zur Hinterlegung einer Kautions bei Zuschlagserteilung entfallen, da bereits im Frühstadium der Planung 5 - 10 Prozent der Investitionskosten anfallen.

Sollte kein bestandskräftiger Genehmigungsbescheid vorliegen, kann die Hinterlegung einer Sicherheit nach Zuschlag („Bid-Bond“) angedacht werden, die in ihrer Höhe 5-10 Prozent der prognostizierten Investitionskosten betragen könnte und deren Rückgabe bei Inbetriebnahme erfolgt. In diesem Fall sollte die Realisierungsfrist für Neubauten bzw. Modernisierungen auf 8 Jahre erweitert werden, da Planungs- und Genehmigungsverfahren meist mehrere Jahre in Anspruch nehmen. Im Falle einer verspäteten Inbetriebnahme erscheint eine zeitlich gestaffelte Pönalisierung zielführend.

Die Übertragbarkeit auf ein anderes förderfähiges Projekt des Bieters sollte zudem ermöglicht, ein freier Sekundärhandel jedoch ausgeschlossen werden.

### **2.5.1.4 Ausschreibungsverfahren (Ausschreibungsfrequenz/-volumen)**

Es wird vorgeschlagen, bei Wasserkraftanlagen die Ausschreibungen im zweijährigen Turnus durchzuführen. Das Volumen sollte in diesem Fall auf 200 MW betragen. Alternativ sind auch häufigere Ausschreibungsrunden mit einem dann entsprechend geringeren Volumen denkbar. Das Höchstgebot sollte dabei über dem Niveau der heutigen Förderhöhe für 500 kW-Anlagen liegen. Ferner sollte konkret die Steigerung der Nettoleistung ausgeschrieben werden. Die Abgabe verdeckter Gebote („sealed bids“) in Kombination mit einem Einheitspreis („uniform price“) erscheinen als zielführend, alternativ sollten auch individuelle Gebotspreise („pay-as-bid“) in Erwägung gezogen werden.

Sollten für Kleinwasserkraftanlagen (< 1 MW) gesonderte Regelungen gelten, müsste die ausgeschriebene Wasserkraftleistung entsprechend reduziert werden<sup>4</sup>.

### **2.5.1.5 Zubaukorridor für die Wasserkraft (MW /Jahr)**

Das technische Gesamtpotenzial<sup>5</sup> für die Stromerzeugung aus Wasserkraft in Deutschland liegt nach aktuellen wissenschaftlichen Untersuchungen bei 33,2 bis 42,1 TWh.

Nach Abzug des genutzten Potenzials verbleibt somit ein technisches Zubaupotenzial von etwa 12,3 bis 21,2 TWh, das theoretisch genutzt werden könnte. Unter der Annahme, dass die größeren, bisher frei fließenden Strecken an Elbe, Oder, Donau und Rhein erhalten bleiben sollen, reduziert sich dieses Zubaupotenzial an den großen Gewässern auf etwa 4 TWh, von denen ca. 2,7 TWh durch den Umbau bestehender Standorte genutzt werden können.

---

<sup>4</sup> Bei Unterdeckung kann das Restvolumen in die nächste Ausschreibungsrunde übertragen werden.

<sup>5</sup> vgl. Anderer, Dumont, Heimerl, Ruprecht, Wolf-Schumann „Das Wasserkraftpotenzial in Deutschland“. URL: <http://www.floecksmuehle.com/img/0458c4b05d473b38.pdf>.

Da das Wasserhaushaltsgesetz den Ausbau der Wasserkraft in Deutschland auf die Nutzung bestehender Querbauwerke beschränkt, sollte ein Zubaukorridor von 1.000 MW und 3 TWh gewählt werden.

#### **2.5.1.6 Akteursvielfalt**

Die Eigentümerstruktur bei existierenden Wasserkraftanlagen ist vielfältig und spannt vom „kleinen Eigenerzeuger“ über Gewerbe, Stadtwerke und Großunternehmen ein weites Spektrum auf. Das politisch formulierte Ziel der Erhaltung der Akteursvielfalt steht daher im Einklang mit der Förderung der Wasserkraft.

### **2.6 Grubengas**

Der BDEW misst der energetischen Verwertung des in den ehemaligen Steinkohle-Bergbaurevieren unvermeidbar aufsteigenden Grubengases eine hohe Bedeutung für den Klimaschutz sowie für die Gefahrenabwehr zu, da die Explosionsgefahr stark gemindert wird. Zudem werden viele mit Grubengas betriebene Gasmotorenkraftwerke in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben und liefern einen Beitrag zur lokalen Wärmeversorgungssicherheit und zur Netzstabilität.

In den Jahren ab 2021 würde die EEG-Förderung der bestehenden Grubengasmotorenanlagen nach derzeitiger Rechtslage sukzessive auslaufen. Ohne geeignete Förderung würde die energetische Verwertung des Grubengases jedoch wirtschaftlich nicht mehr darstellbar sein, während die stillgelegten Bergwerke bis zu ihrer endgültigen Flutung (z. B. im Saarland bis 2035 geplant) weiterhin Grubengas mit den entsprechenden Umweltfolgen emittieren würden.

Grubengas steht als Nebenprodukt aus dem Steinkohlebergbau ohne Brennstoffkosten zur Verfügung. Ungeachtet dessen entstehen den Betreibern von Erzeugungsanlagen Kosten für den laufenden Betrieb und die Instandhaltung der Anlagen. Hinzu kommt, dass die Lebensdauer von Grubengasanlagen begrenzt ist und die Generatoren ausgetauscht werden müssen.

Der BDEW empfiehlt daher, sicherzustellen, dass nach Auslaufen der EEG-Förderperiode auch zukünftig die energetische Nutzung von Grubengas möglich bleibt. Für den Fall einer Anschlussförderung ist der/die erforderliche Vergütungssatz/Marktprämie energiewirtschaftlich zu verifizieren.

### **2.7 Prototypenregelung / Wind an Land und Wind auf See**

Für den BDEW ist nicht ersichtlich, warum für die Entwicklung von Prototypen eine Ausnahmeregelung zur Befreiung von der Ausschreibungspflicht erforderlich ist. Im Vergleich zu anderen Märkten (zum Beispiel Automobilwirtschaft), in denen ebenfalls in erheblichem Umfang Technologie-Entwicklungen erfolgen, sollte es aus Sicht des BDEW nicht zu einer Besserstellung kommen. So gehört die Entwicklung von Prototypen im Bereich der Erneuerbaren Ener-

gien genauso in die Risikosphäre des Anlagenherstellers wie auch die Entwicklung von Motoren in die Risikosphäre von Automobilherstellern.

## **2.8 Akteursvielfalt**

### **2.8.1 Privilegierte Bürgerenergiegesellschaften**

Der Regierungsentwurf enthält in § 36g ein Konzept, das Bürgerenergiegesellschaften die Teilnahme an Ausschreibungen erleichtern soll. Der BDEW hat dieses Konzept detailliert untersucht und kommt dabei zu folgenden Ergebnissen.

#### **2.8.1.1 Kreis der Begünstigten**

Der Kreis der Begünstigten erstreckt sich gemäß § 36g des vorliegenden Regierungsentwurfs auf Gesellschaften, die folgende Kriterien erfüllen:

- Mindestens zehn Mitglieder der Gesellschaft müssen natürliche Personen sein.
- Jedes Mitglied der Gesellschaft darf nur einen Anteil von höchstens 10 Prozent der Stimmrechte ausüben und
- die natürlichen Personen müssen mindestens 51 Prozent der Stimmrechte haben.
- Mindestens 51 Prozent der Stimmrechte müssen bei Mitgliedern der Gesellschaft liegen, die seit mindestens einem Jahr in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis nach § 21 oder § 22 Bundesmeldegesetz (als Erstwohnsitz) gemeldet sind, in dem sich die Fläche, auf der die Windenergieanlage errichtet werden soll, befindet. Durch das Anknüpfen an den Landkreis soll eine regionale Verankerung der Gesellschaft sichergestellt werden.
- Für die Projekte der Bürgerenergiegesellschaften gilt:
  - Die Projektgröße ist auf höchstens sechs Windenergieanlagen begrenzt und das Projekt darf insgesamt höchstens 18 Megawatt umfassen.
  - Die Gesellschaft und alle ihre Mitglieder dürfen innerhalb der vergangenen zwölf Monate nicht mit einem anderen Projekt an einer Ausschreibung für Wind an Land teilgenommen haben. Hierdurch sollen große Gesellschaften (z. B. Multi-Projekt-Bieter) ausgeschlossen werden, die das Risiko, für ein Projekt keinen Zuschlag zu bekommen, über mehrere Projekte streuen können.

#### Bewertung:

Aus Sicht des BDEW ist die vorgenannte Definition des Begünstigtenkreises in mehrfacher Hinsicht problematisch:

1. Ausgehend von der Annahme, dass ein Windpark mit 6 Anlagen zu je 3 MW zu Investitionskosten von insgesamt 30 Mio. Euro errichtet werden soll, bedeutet dies, dass zehn wohlhabende Bürger eines Landkreises mit jeweils 3 Mio. Euro Investitionskapital ausreichen, um die Privilegierung in Anspruch zu nehmen. Aus Sicht des BDEW ist zum einen fraglich, ob diese Bürger tatsächlich dem Anspruch der Schutzbedürftigkeit genügen. Mit einer solchen Mindestanforderung im vorliegenden Regierungsentwurf wird weder sichergestellt, dass möglichst viele Menschen eine Beteiligungsmöglich-

keit erhalten, noch dass die entwickelten Windparks langfristig in deren Besitz bleiben. Im Ergebnis ist zu bezweifeln, dass mit einer solchen Finanziererstruktur Akzeptanz der weiteren von dem Windenergieprojekt betroffenen Bürger geschaffen werden kann.

2. Die Legaldefinition in § 3 Nummer 015 EEG-RegE der Bürgerenergiegesellschaft bietet aus Sicht des BDEW Möglichkeiten der Umgehung, sodass bei näherer Betrachtung auch andere Akteure mittelbar die Ausnahmeregelung für privilegierte Bürgerenergiegesellschaften in Anspruch nehmen können.

Konkret wäre die Umgehung möglich, wenn sich beliebige Unternehmen mindestens 6 (z. B. 5 mal 10 Prozent plus 1 Prozent) natürliche Personen suchen, die seit einem Jahr ihren Erstwohnsitz in dem Landkreis haben, in dem die WEA gebaut werden soll. Mit diesen müsste dann vertraglich vereinbart werden, dass sie als natürliche Personen (mglw. ausgestattet mit Geld des Unternehmens) in die „privilegierte Bürgerenergiegesellschaft“ eintreten. Missbrauchsanfällig ist auch, dass als Nachweis für die Erfüllung der Kriterien einer Bürgerenergiegesellschaft eine Eigenerklärung ausreichen soll. Es erscheint sinnvoll und zumutbar, dass beispielsweise die Meldebestätigungen der natürlichen Personen, die 51 Prozent der Stimmberechtigten ausmachen, für den entsprechenden Landkreis ebenso vorzulegen sind wie der Gesellschaftsvertrag selbst bzw. ein Nachweis der Vertretungsbefugnis für die Bürgerenergiegesellschaft (vgl. auch § 36g Absatz 4 Nummer 3 EEG-RegE). Die vorgesehene Möglichkeit der Bundesnetzagentur, entsprechende Nachweise zu verlangen, reicht hier nach Auffassung des BDEW nicht aus.

3. Sofern die Voraussetzungen so bleiben, könnte dies insofern – wenn die eingeräumten Vorteile hinreichend attraktiv erscheinen - zu einer ausufernden Inanspruchnahme der Ausnahmeregelung zu Gunsten von Unternehmen führen, die ausgehend von Sinn und Zweck der Regelung nicht in den Anwendungsbereich fallen sollten.
4. Genauso wie Bürgerenergiegesellschaften liefern Stadtwerke oder auch andere regional verwurzelte Versorger einen wichtigen Beitrag für die Akzeptanz im Hinblick auf den Ausbau der Erneuerbaren durch die Bürger. Oft handelt es sich hierbei auch um punktuelle Einzelprojekte von kleinen und mittleren Unternehmen in der Region, für die das Zuschlagsrisiko eine erhebliche Hürde bei der Durchführung von Ausschreibungen darstellt. Sofern also an einer Privilegierungsmöglichkeit für Bürgerenergiegesellschaften festgehalten wird, sollten zum Beispiel auch regional verwurzelte Unternehmen, sofern es sich hier um punktuelle Einzelprojekte in ihrer Region handelt, unter leicht modifizierten Bedingungen analog zu den Bürgerenergiegesellschaften am EEG-Ausschreibungsprozess teilnehmen.

### **2.8.1.2 Wirkung der Privilegierung**

Bürgerenergiegesellschaften sollen dem zur Konsultation stehenden Entwurf zu Folge statt der ansonsten geforderten Genehmigungen lediglich ein Windgutachten sowie den Nachweis erbringen, dass sie ein vorgesehenes Grundstück zur Errichtung von Windenergieanlagen nutzen können. Gleichzeitig sinkt für privilegierte Bürgerenergiegesellschaften die Höhe der Erstsicherheit von 30 Euro / kW (sonstige Bieter) auf 15 Euro / kW.

	<b>Privilegierte Bürgerenergiegesellschaften</b>	<b>Sonstige Bieter</b>
<b>Teilnahmevoraussetzung</b>	Nachweis der Grundstücksverfügbarkeit Windgutachten	BlmSchG-Genehmigung
<b>Erstsicherheit</b>	15 Euro / kW	30 Euro / kW
<b>Zweitsicherheit</b>	15 Euro / kW (mit Vorliegen der BlmSchG-Genehmigung zu hinterlegen; spätestens zwei Jahre nach Zuschlag)	0 Euro / kW
<b>Realisierungsfrist</b>	2 Jahre nach Vorliegen der BlmSchG (also max. 4 Jahre nach Zuschlag)	2 Jahre nach Zuschlag
<b>Standortübertragbarkeit</b>	Ja, innerhalb desselben Landkreises	nein

Bewertung:

Aus Sicht des BDEW ist es positiv zu bewerten, wenn Bürgerprojekte (aber auch Einzelprojekte von regional verwurzelten Unternehmen) auch weiterhin eine relevante Rolle bei der Umsetzung der Energiewende spielen. Dies stärkt die Akteursvielfalt und damit die Wettbewerbsintensität der Ausschreibungen. Auch die Akzeptanz für den Anlagenbau kann so gestärkt werden.

Mit Blick auf die in Rede stehende Regelung stellt sich jedoch die Frage, ob die beabsichtigte Privilegierung dazu geeignet ist, das besondere Zuschlagsrisiko der kleinen Akteure zu nivellieren. Im konkreten Fall drückt sich der Wettbewerbsvorteil dadurch aus, dass die privilegierten Akteure geringere Vorleistungen erbringen müssen, um an der Auktion teilzunehmen.

Darüber hinaus werden privilegierte Akteure nach dem Vorschlag des Gesetzentwurfs durch die Möglichkeit der Übertragbarkeit des Standorts innerhalb desselben Landkreises und eine niedrigere Erstsicherheit begünstigt. Daraus entsteht ein Liquiditätsvorteil gegenüber Bietern, die bei Gebotsabgabe hohe materielle Vorleistungen erbringen und bei Zuschlag eine höhere Sicherheit hinterlegen müssen. Demgegenüber steht aber auch ein aufgrund der frühen Gebotsabgabe erhöhtes Realisierungs- und Preisrisiko, da zu diesem frühen Zeitpunkt unklar ist, ob die (uneingeschränkte) BlmSchG-Genehmigung erlangt werden kann und zu welchen Kosten die Windenergieanlagen eingekauft sowie zu welchen Zinskonditionen ein Darlehen aufgenommen werden kann. Der „privilegierte“ Bieter tauscht also sein besonderes Zuschlagsrisiko gegen ein erhöhtes Preis- und Realisierungsrisiko ein.

Neben der drohenden Wettbewerbsverzerrung resultiert daraus sehr wahrscheinlich eine Reduktion der Realisierungsquote, weil Preis- und Planungsrisiken dazu führen können, dass solche bezuschlagten Projekte letztlich doch nicht realisiert werden. Dies würde die Mengensteuerungsfunktion der Auktion schwächen.

### **2.8.1.3 Empfehlung zur Anpassung der Regelung**

Die im BDEW organisierten kleinen, mittleren und großen Mitgliedsunternehmen setzen sich vor diesem Hintergrund nachdrücklich für ein nachvollziehbares und wettbewerblich orientiertes Auktionsdesign ein, das auf materielle oder strukturelle Begünstigungen in Form von Ausnahmetatbeständen für einzelne Akteursgruppen verzichtet. Stattdessen sollte eine breite und dauerhafte Akteursvielfalt durch ein ausgewogenes und verständliches Ausschreibungsdesign gewährleistet werden.

Für den Fall, dass - ungeachtet dieser Bedenken - an der Ausnahmeregelung für privilegierte Akteure festgehalten werden sollte, empfiehlt der BDEW folgende Anpassung der vorgesehenen Ausnahmeregelung:

1. Mit Blick auf die Umgehungsmöglichkeiten bzw. auf die Schutzbedürftigkeit der privilegierten Bürgerenergiegesellschaften sollte der maximale Anteil an dem in Rede stehenden Projekt 1 Prozent (statt wie vorgesehen 10 Prozent) betragen dürfen. Auf diese Weise würde sichergestellt, dass sich mehr Bürger (mindestens 100) an dem Projekt beteiligen, was zur Steigerung der Akzeptanz beitragen würde.
2. Die Praxis zeigt, dass Bürgerenergie-Projekte gerade bei der kapitalintensiven Windenergie in der Regel nur funktionieren, wenn Stadtwerke oder andere regional stark verwurzelte Unternehmen bereit sind, sich hier stärker finanziell und organisatorisch zu beteiligen. Die Regelung des vorliegenden Gesetzentwurfs wird den Bedürfnissen der zahlreichen kleinen und oft auch kommunalen Unternehmen jedoch nicht gerecht. Zwar erlaubt er Kooperationen von solchen Unternehmen und Bürgerenergiegesellschaften bereits jetzt; die Begrenzung des Eigenanteils an dem Projekt auf maximal 10 Prozent bewirkt jedoch einen faktischen Ausschluss zum Beispiel von Stadtwerken von der Regelung, da eine Minderheitsbeteiligung einer Zustimmung des Stadtrats / Gemeinderats aufgrund der damit verbundenen Risiken im Wege steht.

Der BDEW empfiehlt daher – für den Fall einer Beibehaltung einer Privilegierungsregelung –, dass diese auch für Projekte gelten soll, in denen regional verwurzelte Unternehmen mehrheitlich (51 Prozent) beteiligt sind. Zur weiteren Einengung des Anwendungsbereichs sollte Voraussetzung sein,

- dass weder das Unternehmen noch einer seiner Gesellschafter in den 12 Monaten, die einer Gebotsabgabe vorausgegangen sind, einen Zuschlag für eine Windenergieanlage erhalten haben dürfen,
- dass die restlichen Beteiligten jeweils maximal 0,5 Prozent der Anteile an dem Windparkprojekt halten und
- dass die restlichen Beteiligten im Umkreis von 25 km wohnhaft sein müssen.
- dass auch das Unternehmen einen regionalen Bezug zu dem Windkraftprojekt hat.

Hierüber würde auch die Einbindung vieler engagierter und interessierter Bürger gewährleistet. Dies schafft über die Möglichkeit, Erträge zu erzielen, bei den Bürgern Akzeptanz. Dieser Vorschlag würde helfen, auch solche Projekte zu realisieren, bei denen es zwar ein starkes bürgerschaftliches Engagement in der Region gibt, aber die Umsetzung von kapitalintensiven und aufwendigen Windenergieprojekten trotzdem nicht möglich ist.

3. Zur Erhöhung der Realisierungsquote und Unterstützung der Mengensteuerung wäre aus Sicht des BDEW sachgerecht, von privilegierten Akteuren eine höhere Sicherheit zu verlangen, die die Ernsthaftigkeit der Gebote untermauert. Dann würden solche Projekte nur dann an der Auktion teilnehmen, wenn die betreffenden Bürgerenergiegesellschaften ihre Realisierungswahrscheinlichkeit durch Vorgespräche mit Behörden, Herstellern, Landeigentümern und weiteren Betroffenen abgesichert hätten. Die im Vergleich zu Teilnehmern mit BImSchG-Genehmigung erhöhte Sicherheit könnte dann mit Vorliegen der BImSchG teilweise zurück erstattet werden. Dies würde nicht nur zu einer Steigerung der Realisierungsquote führen, sondern auch nicht gerechtfertigte Wettbewerbsverzerrungen reduzieren.
4. Zur Absicherung der Mengensteuerungsfunktion sollte die Höhe der zuschlagbaren installierten Leistung durch privilegierte Akteure begrenzt werden. Wären lediglich die günstigsten 200 MW von privilegierten Bürgerenergiegesellschaften zuschlagsberechtigt, wäre das aus der Realisierungsquote resultierende Risiko für die Mengensteuerung überschaubarer.

### **2.8.2 Freigrenzen**

Der BDEW hat sich bereits in der Vergangenheit kritisch zur Festlegung von Freigrenzen für die Teilnahme an der Ausschreibung geäußert. Im Wesentlichen sprechen vier wichtige Gründe gegen Freigrenzen bei Ausschreibungen:

- Erstens können auch größere Unternehmen Erzeugungsanlagen unterhalb der Freigrenze errichten. Die Regelung wäre damit nicht treffsicher, sodass die beabsichtigte Wirkung – nämlich eine Besserstellung kleinerer Akteure gegenüber größeren – auch größere Unternehmen begünstigen würde. Diese könnten eventuell sogar aufgrund ihrer strukturellen Vorteile noch stärker profitieren.
- Der zweite Grund betrifft die Effizienz. Wenn im Zuge der Auktion ein Grenzpreis zu erwarten ist, der unterhalb des administrativ festgelegten Fördersatzes liegen würde, entstünde ein Anreiz zur Umgehung der Auktion. Letztlich würde so mehr Förderung beansprucht werden, was im Ergebnis zu einer Steigerung der EEG-Umlage für die Letztverbraucher führt.
- Drittens entstünde möglicherweise ein Anreiz, kleinere Windparks und / oder kleinere und ggf. weniger systemdienliche Erzeugungsanlagen zu errichten. Im Hinblick auf eine effiziente Umsetzung der Energiewende wäre dies kontraproduktiv.
- Viertens beeinträchtigt ein paralleles System (mit administrativ festgelegten Fördersätzen) zwangsläufig die Mengensteuerung. Sofern am Zubaukorridor festgehalten werden soll, müsste der unterhalb der Freigrenze erfolgende Zubau von der ausge-

schriebenen Menge abgezogen werden. Andernfalls droht nicht nur eine Abweichung vom Zubaukorridor, sondern auch eine Beeinträchtigung der Wettbewerbsintensität.

Die vorgenannten Gründe sprechen dafür, auf die im Regierungsentwurf vorgeschlagenen Freigrenzen (750 kW bei Windenergieanlagen an Land, PV-Aufdachanlagen und PV-Freiflächenanlagen) zu verzichten. Dabei ist jedoch zu beachten, dass der Verzicht auf die De-minimis-Schwellen in Verbindung mit einer „pay-as-bid“-Preisbildung zu deutlich erhöhtem administrativem Aufwand in der Abwicklung führen würde, da jede einzelne Erneuerbare-Energien-Anlage einen individuellen Abrechnungspreis erhält. Diese Empfehlung ist daher in engem Kontext mit der Empfehlung des BDEW für das Einheitspreisverfahren als Preissetzungsregel zu verstehen.

Zudem stellt sich das Problem des Eigenverbrauchs. Bisher ist im Regierungsentwurf vorgesehen, bei auktionierten Anlagen die Möglichkeit des Selbstverbrauchs auszuschließen. Dies ist aus Sicht des BDEW sachgerecht, da eine Einbeziehung von Erzeugungsanlagen in die Ausschreibung unter Gewährung des Selbstverbrauchsprivilegs zu Mitnahmeeffekten führen würde.

Der BDEW empfiehlt vor diesem Hintergrund die Einführung eines Selbstverbrauchsgesetzes, das eine faire und energiewirtschaftlich sinnvolle Beteiligung des „Selbstverbrauchers“ an der Finanzierung der Infrastruktur (z. B. Netze, Erneuerbare-Energien-Anlagen) sicherstellt und Informationspflichten gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber und dem die „Restmengen“ beliefernden Stromvertrieb festlegt. Dann kann der Eigenverbrauch auch in Ausschreibungen zugelassen werden.

## 2.9 Preisregel

Im Hinblick auf die Preisregel spricht sich der BDEW weiterhin für die Anwendung des Einheitspreisverfahrens („uniform pricing“) aus.

Unnötige Risiken für unerfahrene Marktakteure sollten reduziert werden, da sich diese mittelfristig zu Markteintrittsbarrieren entwickeln können. Zu diesen Gefahren für neue und vergleichsweise unerfahrene Marktakteure gehört insbesondere der „Fluch des Gewinners“<sup>6</sup>. Sofern Ausschreibungen einmalig durchgeführt werden, ist dieses Risiko deutlich höher zu bewerten als bei regelmäßig durchgeführten Ausschreibungen 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 im Einheitspreisverfahren erheblich reduziert, was nicht nur neue Marktakteure schützt, sondern auch zu einer höheren Realisierungsrate führt, weil Fehleinschätzungen eine Nichtrealisierung erwarten lassen.

---

<sup>6</sup> 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.

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 hingegen zu einem erheblichen Mehraufwand bei der Abwicklung durch die Netzbetreiber, da der anzulegende Wert dem individuell abgegebenen Gebot entspricht. Im Ergebnis steigt die Zahl der EEG-Vergütungsgruppen, die heute schon knapp 5.000 Kategorien umfassen, weiter drastisch an, da für jedes Projekt eine individuelle Vergütungsgruppe entsteht.

## **2.10Energiespeicher – Kritik an der Regelung im EEG-RegE**

Durch die Streichung des „Wieder“ in Nummer 1 und den neuen Satz 3 der Begründung hat die Regelung aus Sicht des BDEW folgende Konsequenzen:

1. Der Gesetzgeber geht davon aus, dass der Speicher die Doppelfunktion Letztverbraucher und Stromerzeugungsanlage wahrnimmt und dementsprechend jeweils die einzelnen Letztverbräuche separat zu betrachten sind.
2. Wenn auf die Einspeicherung bereits keine EEG-Umlage anfällt (etwa weil der Strom aus einer hinsichtlich der Eigenerzeugung bestandsgeschützten Anlage stammt), ist § 61a EEG-RegE bereits nicht anwendbar, weil die Vorschrift formuliert „die EEG-Umlage entfällt“ (vgl. Satz 3 der Begründung zum RegE).
3. Daher wäre in diesen Fällen die Frage, ob auf die Ausspeicherung EEG-Umlage anfällt, nach den allgemeinen Grundsätzen zu bestimmen. Ggf. kann also nach wie vor **die EEG-Umlage „doppelt“ entfallen**, auf Ein- wie auch Ausspeicherung und weiteren Verbrauch.
4. Zu § 61a Absatz 1 Nummer 1: Durch die Streichung des „Wieder“ muss der eingespeicherte Strom nicht ausschließlich aus dem Netz stammen. Die (vollständige) Stromeinspeisung ins Netz nach Zwischenspeicherung, wobei der Strom auch aus einer Eigenerzeugungsanlage stammen kann, würde zu einem Entfallen der EEG-Umlage für die Einspeicherung führen.
5. Zu § 61a Absatz 1 Nummer 2: **Mischkonzepte, die einen Speicher einspeicherungsseitig aus verschiedenen Quellen speisen** (z. B. Netz und Erzeugungsanlage) und ausspeicherungsseitig verschiedene Funktionen erfüllen sollen (bestandsgeschützte Eigenversorgung und z. B. positive Regelenergie) wären nicht möglich, da die Formulierung die tatsächliche Zahlung der EEG-Umlage voraussetzt und somit für bestimmte Strommengen wieder die **doppelte EEG-Umlage** anfallen würde.

Der BDEW begrüßt zwar im Grundsatz, dass der vorliegende Gesetzentwurf neben den netzgestützten Speichern (§ 61a Absatz 1 Nummer 1 EEG-RegE) nun auch Speicher einbe-

zieht, die zum Eigenverbrauch oder für eine Direktlieferung genutzt werden. Positiv zu sehen ist auch, dass durch die Streichung des „Wieder“ in Nummer 1 die EEG-Umlagefreiheit bei Netzeinspeisung unabhängig von der Herkunft des eingespeicherten Stroms ist.

Die Neuregelung führt aber weiter zum Anfall von Doppel-EEG-Umlagebefreiungen bzw. -belastungen. Die EEG-Umlage fällt etwa doppelt an, wenn nicht auf den gesamten ausgespeicherten Strom die EEG-Umlage anfällt. Dadurch wird keine sachgerechte Lösung für Hybrid- oder Mehrfachnutzungskonzepte erzielt (siehe dagegen den BDEW-Vorschlag im Folgenden). Diese sind faktisch ausgeschlossen, weil Nummer 1 und Nummer 2 alternativ ausgestaltet sind und in Nummer 2 auf den Anfall der EEG-Umlage für den *gesamten* ausgespeicherten Strom abgestellt wird. In diesem Zusammenhang fehlt zumindest in der Begründung eine Klarstellung, ob der Stromspeicher als Stromerzeugungsanlage ebenfalls Ausnahmen nach § 61 Absatz 2 bis 4 EEG 2014 in Anspruch nehmen kann – was zu einem Entfallen der EEG-Umlage führen würde – und unter welchen Bedingungen. In der Begründung wird klargestellt, dass § 61a Absatz 1 EEG-RegE nur dann Anwendung findet, wenn die Einspeicherung zunächst EEG-belastet ist, was sich nach der Art der Stromerzeugungsanlage bemisst, die den eingespeicherten Strom liefert. Dadurch ist nach Auffassung des BDEW dann auch eine doppelt EEG-umlagefreie Eigenversorgung unter Einbeziehung des Speichers in bestimmten Fällen (weiterhin) möglich: Nach der Begründung des EEG-RegE kann der Eigenversorger für den ausgespeicherten Strom eine verringerte EEG-Umlage geltend machen, wenn es sich bei dem Speicher um eine EEG-Anlage handelt. Dies müsste dann aber auch für einen Speicher als Stromerzeugungsanlage generell und damit für die Bestandsanlagen- oder die Kleinanlagenregelung gelten, da der Speicher nicht nur als Letztverbraucher, sondern auch als Stromerzeugungsanlage nach § 61 EEG 2014 einzustufen ist.<sup>7</sup> Demnach beseitigt der Vorschlag nicht das Anfallen einer doppelten EEG-Umlage vollständig und ermöglicht weiterhin eine doppelt EEG-umlagefreie Eigenversorgung unter Speichernutzung.

Um Mehrfachnutzungskonzepte nicht vollständig auszuschließen und Letztverbraucher mit einer Begrenzung nach der Besonderen Ausgleichsregelung nicht zu benachteiligen, sollte – unbeschadet des BDEW-Vorschlags unten – zumindest die Formulierung in § 61a Absatz 1 wie folgt, u. a. zur Klarstellung, angepasst werden:

*„(...), **soweit** für den ~~gesamten~~ Strom, der dem Speicher entnommen wird, die EEG-Umlage nach § 60 Absatz 1 oder § 61 Absatz 1, **ggf. gemindert nach §§ 63 ff., geschuldet wird oder der Strom an einen Dritten veräußert wird, der nicht Letztverbraucher ist.**“*

Nach Auffassung des BDEW, muss bei Einsatz eines Speichers im Eigenversorgungs- und -erzeugungszusammenhang zumindest einmal EEG-Umlage anfallen, um eine Kostenoptimierung zu vermindern. Da § 61a EEG EEG-RegE nach der Gesetzesbegründung auf eine EEG-umlagebefreite Einspeicherung (z. B. aus einer bestandsgeschützten Erzeugungsanlage) bereits nicht anwendbar sein soll, ist hierfür eine gesonderte Lösung notwendig:

---

<sup>7</sup> Vgl. dazu die Konsultationsfassung des BNetzA-Leitfadens zur Eigenversorgung, S. 18; Clearingstelle EEG, Empfehlung 2014/31, Rn. 142.

Formulierungsvorschlag zu § 61a Absatz 2 EEG-RegE (neu):

**„Soweit die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage nach § 61 Absatz 2 oder 3 für Strom entfällt, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, fällt auf den gesamten Strom, der dem Speicher entnommen wird, EEG-Umlage nach § 60 Absatz 1 oder § 61 Absatz 1 an, soweit die Voraussetzungen dafür vorliegen.“**

**Absatz 2 von § 61a EEG-RegE wird Absatz 3:**

Für die Fälle, in denen die Einspeicherung bereits nicht EEG-Umlagebelastet ist, etwa weil der Strom aus einer bestandsgeschützten Anlage oder einer Kleinanlage stammt, soll aber zumindest einmal EEG-Umlage anfallen. Wird der Strom z.B. zur Erbringung von (positiver) Regelleistung direkt ins Netz eingespeist oder nicht an einen Letztverbraucher, sondern einen anderen Dritten geliefert, liegt kein Fall von § 60 Absatz 1 oder § 61 Absatz 1 EEG 2014 vor. Auf den ausgespeicherten Strom fällt daher keine EEG-Umlage an. Soll der Strom aber zu einer Selbstbelieferung oder einer direkten Letztverbraucherbelieferung eingesetzt werden, darf der Speicher als Stromerzeugungsanlage nicht zusätzlich eine Privilegierung nach § 61 Absatz 2 oder 3 EEG 2014 für Stromerzeugungsanlagen in Anspruch nehmen. Der Halbsatz „soweit die Voraussetzungen dafür vorliegen“ soll daher eine Rechtsgrundverweisung zum Ausdruck bringen.

Der BDEW weist darauf hin, dass der BDEW-Vorschlag im Folgenden eine Lösung dieser Fragen unter der sachgerechten Prämisse, dass Einspeicherung bereits keinen Letztverbrauch darstellt, bietet.

### **2.10.1 Regelung zu Speichergas**

Die Neuregelung zur Einspeicherung von Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird (§ 61a Absatz 2 EEG-RegE), soll nach der Begründung zwar § 60 Absatz 3 Satz 2 EEG 2014 entsprechen, ist aber neu formuliert und in dieser Neufassung aus folgenden Gründen abzulehnen.

Es kann nicht gewährleistet werden, dass bei Rückverstromung der Strom tatsächlich einem EEG-umlagepflichtigen Letztverbraucher zugeführt wird. Der BDEW regt daher an, dass hier keine inhaltliche Änderung gegenüber § 60 Absatz 3 Satz 2 EEG 2014 erfolgt. Problematisch erscheint insbesondere die Formulierung "wenn EEG-Umlage gezahlt wird". Der Speichergaserzeuger wird kaum nachweisen können, dass tatsächlich EEG-Umlage gezahlt wird, wenn nicht er der Zahlungsschuldner ist. Beispiele, bei denen er dies nicht nachweisen kann, sind Fälle, in denen der ausgespeicherte Strom am Regelleistungsmarkt, an der Strombörse oder ins Ausland verkauft wird.

Es sollten daher auch hier zumindest die nach Absatz 1 eingefügten Alternativen (Netzdurchleitung oder Zahlung der EEG-Umlage) wieder eingeführt werden.

Darüber hinaus unterbreitet der BDEW im Kapitel 4.4 „Erweiterung der Regelungen zur Netzengpassbewirtschaftung“ weitere Vorschläge, die die Wirtschaftlichkeit von steuerbaren Las-

ten und von Energiespeichern im räumlichen Zusammenhang mit Netzengpässen verbessern, die Strom in Form von Wärme („Power-to-Heat“), in Form von Gas („Power-to-Gas“) oder in Form von flüssigen Kraftstoffen („Power-to-Liquid“) speichern.

Die folgenden BDEW-Vorschläge zur Neuregelung der Speichervorschriften berücksichtigen dagegen, dass Speicher keine Letztverbraucher sind und insofern „neutral“ hinsichtlich der EEG-Umlage gestellt werden sollten. Eine Doppel-EEG-Umlage sollte ebenso vermieden werden wie eine doppelte Befreiung von der EEG-Umlage.

### **2.10.2 BDEW-Vorschlag zur Definition des Begriffes „Energiespeicher“**

Der BDEW hat dem Gesetzgeber am 6. Juni 2014 vorgeschlagen<sup>8</sup>, innerhalb relevanter energiewirtschaftlicher Gesetze „Energiespeicher“ sowie deren Unterkategorie „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ im EnWG technologieoffen und einheitlich zu definieren.

#### Vorschlag für eine Begriffsdefinition „Energiespeicher“

*„Anlagen, die Energie mit dem Ziel der elektrischen, chemischen, elektrochemischen, mechanischen oder thermischen Speicherung aufnehmen und einer zeitlich verzögerten Nutzung wieder zur Verfügung stellen.“*

#### Vorschlag für eine Begriffsdefinition „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“

*„Energiespeicher, die elektrische Energie aus einem Netz für die allgemeine Versorgung aufnehmen, diese zwischenspeichern und die ausgespeicherte elektrische Energie wieder in ein Netz für die allgemeine Versorgung einspeisen. Der Bezug von elektrischer Energie zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem Stromspeicher im Stromversorgungssystem gilt nicht als Letztverbrauch.“*

### **2.10.3 Vorschlag zur Vermeidung von Doppelbelastungen**

Die seitens des BDEW vorgeschlagene Begriffsdefinition schafft einen für Energiespeicher und andere Flexibilitätsoptionen einheitlichen Rechtsrahmen, der unter dem Gesichtspunkt der Kosteneffizienz einen freien Wettbewerb der Technologien ermöglicht.

#### **2.10.3.1 Vermeidung einer Doppelbelastung bei den Stromnetzentgelten**

Der BDEW schlägt vor, das EnWG so zu ändern, dass alle „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ - unabhängig vom Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme - gemäß der o. g. Begriffsdefinition, sofern sie Strom beziehen und diesen wieder einspeisen, von der Pflicht zur Zahlung von den Entgelten für den Netzzugang, einschließlich aller damit im Zusammenhang erhobenen gesetzlichen Zuschläge und Umlagen (z. B. KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, StromNEV-Umlage, AbLaV-Umlage etc.), befreit werden.

---

<sup>8</sup> URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140606-o-definition-des-begriffes-energiespeicher-de/\\$file/2014-06-06\\_Definition\\_Energiespeicher\\_final\\_ohne-Ansprechpartner.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140606-o-definition-des-begriffes-energiespeicher-de/$file/2014-06-06_Definition_Energiespeicher_final_ohne-Ansprechpartner.pdf).

Formulierungsvorschlag:

*„Stromspeicher im Stromversorgungssystem sind hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Die Freistellung nach Satz 1 wird nur gewährt, wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, elektrochemischen, mechanischen oder physikalisch Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Satz 2 gilt nicht für Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist. Diese Anlagen sind zudem von den Einspeiseentgelten in das Gasnetz, an das sie angeschlossen sind, befreit.“*

**2.10.3.2 Vermeidung einer Doppelbelastung bei der EEG-Umlage**

Parallel zur o. g. erforderlichen Klarstellung im EnWG schlägt der BDEW dem Gesetzgeber vor, mit Verweis auf die innerhalb des EnWG vorgeschlagene Begriffsdefinition für „Energiespeicher“ und „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ eine entsprechende Klarstellung im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorzunehmen. Innerhalb des EEG müsste dabei die o. g. Definition von „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ wie folgt ergänzt werden.

Formulierungsvorschlag:

*„‘Stromspeicher im Stromversorgungssystem’: Stromspeicher im Stromversorgungssystem gemäß § XX des Energiewirtschaftsgesetzes. Der Bezug von elektrischer Energie zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem Stromspeicher im Stromversorgungssystem gilt nicht als Letztverbrauch, für den EEG-Umlage anfällt. Ein Stromspeicher im Stromversorgungssystem gilt nicht als Stromerzeugungsanlage im Sinne von § 5 Nummer 12 und § 61. Entspricht eine Technologie nur teilweise einem Energiespeicher, der anteilig einen Stromspeicher im Stromversorgungssystem darstellt, entfällt die EEG-Umlage auf den eingespeicherten Strom in der Höhe, die dem Teil des ausgespeicherten Stroms zur Nutzung als Stromspeicher im Stromversorgungssystem entspricht.“*

*‘Energiespeicher` gemäß § XX des Energiewirtschaftsgesetzes<sup>9</sup>. Der Bezug von elektrischer Energie zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem Energiespeicher gilt nicht als Letztverbrauch, für den EEG-Umlage anfällt. Ein Energiespeicher gilt nicht als Stromerzeugungsanlage im Sinne von § 5 Nummer 12 und § 61.*

Dies dient der Klarstellung, dass auch Energiespeicher, die Energie speichern, um sie danach vollständig oder teilweise einer Eigenversorgung oder einem Drittverbrauch vor Netzdurchleitung zuzuführen, für die Zwecke der EEG-Umlage weder als Letztverbraucher noch als Stromerzeugungsanlage anzusehen sind. Daraus folgt, dass auf die Einspeicherung keine EEG-Umlage anfällt. Auf die Ausspeicherung und den weiteren Verbrauch fällt die EEG-

---

<sup>9</sup> Neudefinition gem. des BDEW-Vorschlags

Umlage aber nach den allgemeinen Grundsätzen bei Verbrauch durch einen Letztverbraucher wieder an. Eine Doppel-EEG-Umlage wird damit ebenso vermieden wie eine Doppel-Befreiung. Der EEG-umlagebefreite Eigenverbrauch aus einer Stromerzeugungsanlage unter Einsatz eines Speichers ist insofern nicht mehr möglich. Eine Ausnahme von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage kann nicht geltend gemacht werden, weil dem insofern § 61 Absatz 7 EEG 2014 entgegensteht, der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch verlangt. Diese Zeitgleichheit wird durch den Einsatz des Energiespeichers aber unterbrochen. Auch eine ggf. privilegierte Eigenversorgung aus dem Speicher ist dann nicht mehr möglich: Nach der neuen Definition gilt bereits der Energiespeicher nicht als Stromerzeugungsanlage.

Damit wird zum einen wirksam einer Ausweitung des Selbstverbrauchsprivilegs entgegengewirkt. Zum anderen wird damit die Doppelbelastung für Stromspeicher – unabhängig von ihrem konkreten Einsatz – beendet.

Dies gilt auch für **Hybridlösungen** bzw. **Mehrfachnutzungskonzepte**, bei denen der im Speicher zwischengespeicherte Strom teils in das Netz (wieder-)eingespeist wird, teils zum Selbstverbrauch oder einer Drittbeflieferung vor Netzeinspeisung zugeführt wird.

Energiespeicher können z. T. Energiespeicher (wie definiert), z. T. „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ darstellen (**Mehrfachnutzung**). Für die rechtliche Beurteilung hinsichtlich der EEG-Umlage spielt diese formale Unterscheidung indes keine Rolle, weil alle Stromspeicher hinsichtlich der Einspeicherung nicht als Letztverbraucher gelten. Die EEG-Umlage kann daher nach den allgemeinen Regeln nur auf die Ausspeicherung und weiteren Verbrauch durch einen Letztverbraucher anfallen. Ist dies der Fall, kann es aber weder zu einer Doppel-EEG-Umlage noch zu einer vollständigen Befreiung kommen.

**Beispiel:** In einem Energiespeicher wird einerseits Strom aus einer Erzeugungsanlage, andererseits Strom aus dem Netz zwischengespeichert. EEG-Umlage fällt für diesen Vorgang noch nicht an. Im Anschluss wird ein Teil des zwischengespeicherten Stroms zur positiven Regelenergieleistung genutzt, zum Teil für eine Eigenversorgung des Anlagenbetreibers der Erzeugungsanlage und zum Teil für eine Drittbeflieferung vor Netznutzung.

Hier fällt außer für den Teil des Stroms, der positive Regelarbeit darstellt, die EEG-Umlage an: Für die Eigenversorgung, weil zum einen keine Zeitgleichheit zwischen Erzeugung und Verbrauch gewährleistet ist (§ 61 Absatz 7 EEG 2014) und zum anderen, weil durch die Vermischung von Netzstrom und selbst erzeugtem Strom eine Vermischung im Speicher stattfindet. Da die Ausspeicherung für die Zwecke der EEG-Umlage nicht als neue Erzeugung angesehen wird, müsste der Anteil des selbst erzeugten und des aus dem Netz eingespeicherten Stroms für einen Selbstverbrauch getrennt erfasst werden, was aufgrund der Zeitverzögerung und der auftretenden Speicherverluste kaum möglich ist. Der Speicher kann daher keine Stromerzeugungsanlage darstellen, aus der eine EEG-umlagebefreite Eigenversorgung unter den Voraussetzungen des § 61 Absatz 2 bis 4 EEG 2014 möglich ist. Es handelt sich dann um einen sonstigen Letztverbrauch nach § 61 Absatz 1 Satz 3 EEG 2014. Für die Drittbeflieferung nach § 60 Absatz 1 EEG 2014 fällt die EEG-Umlage an, da hier erstmals Letztverbrauch stattfindet. Der Speicherbetreiber ist insoweit z. T. Weiterverteiler und z. T. Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Dagegen schließt die alternative Formulierung des § 61a Absatz 1 EEG-RegE einen sachgerechten Anfall der EEG-Umlage für Hybridlösungen aus.

Der BDEW weist ausdrücklich darauf hin, dass für die Beurteilung, auf welchen Teil des Stroms EEG-Umlage nach den allgemeinen Regeln der §§ 60 und 61 EEG 2014 anfällt, entsprechende Messanordnungen vorhanden sein müssen. Keine Aussage wird darüber hinaus dazu getroffen, ob und inwieweit ggf. Förderungen für Strom, etwa nach EEG und KWKG, nach Vermischung mit Netzstrom noch in Anspruch genommen werden können. Hierzu wird sich die Clearingstelle EEG im aktuell eröffneten Empfehlungsverfahren 2016/12 noch positionieren.

Außerdem sollten bei einem technologieoffenen Ansatz für die Frage, ob die EEG-Umlage auf die Einspeicherung anfällt, auch solche Technologien berücksichtigt werden, die Strom anteilig wiedereinspeisen/rückgewinnen (z. B. Trinkwasserturbinen), also nur zum Teil überhaupt die Funktion eines Energiespeichers wahrnehmen und damit auch nur teilweise einen „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ darstellen können (**Hybridlösungen**).

Unter den Begriff des „Stromspeichers im Stromversorgungssystem“ sollte dann lediglich der Anteil des ursprünglich dem Stromnetz entnommenen Stroms (z. B. durch Trinkwasserpumpen) fallen, der anschließend dem Stromsystem/-netz wieder zugeführt wird. Der hier gewählte Ansatz entspricht einer verursachungsgerechten Verteilung der EEG-Umlage, da ansonsten für mehr Strom die EEG-Umlage zu zahlen wäre als letztlich netto verbraucht wird. Gleichzeitig bleibt der Anreiz zum Ausbau und zur Effizienzsteigerung der Energierückgewinnung erhalten.

Es stellen dabei nur solche Technologien einen Teil-„Energiespeicher“ oder Teil-„Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ dar, deren Stromrückspeisung /-gewinnung sich ausschließlich auf den aus der Erzeugungsanlage bzw. aus dem Netz bezogenen Strom zurückführen lassen. Nicht darunter fallen Kraftwerke, die Strom zum Anfahren aus dem Netz beziehen, da hier der energetische Ursprung des wieder eingespeisten Stroms auf den Einsatz von Brennstoffen wie Kohle oder Gas zurückzuführen ist.

## **2.11 Umgang mit negativen Marktpreisen (§ 51 EEG-RegE) / Datenverfügbarkeit**

Die Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission sehen vor, dass ein Fördermechanismus für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen keine Anreize setzen soll, bei negativen Marktpreisen Strom zu erzeugen.

Im ursprünglich zur Konsultation gestellten Referentenentwurf wurde klargestellt, wann ein Stundenkontrakt negativ sei, nämlich dann, *„wenn für die betreffende Stunde jeweils der Wert der vortägigen Auktion am Spotmarkt und der volumengewichtete Durchschnitt der Preise aller Transaktionen im kontinuierlichen untertägigen Handel am Spotmarkt negativ sind.“* Es wurden also ausdrücklich die Marktpreise des untertägigen Handels einbezogen. Dies ist aus Sicht des BDEW auch sachgerechter, als allein auf die Stundenkontrakte des vortägigen Handels zu beziehen. Aus Sicht des BDEW besteht kein Grund, die EEG-Förderung zu versagen, wenn sich am 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 Referentenentwurf vom 1. April 2016 vorgesehenen Regelung zum Umgang mit negativen Preisen.

Darüber hinaus sollte – im Zuge 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. Diese Umstellung auf sogenannte Förderkontingente sollte mit dem EEG 2019 nach Ausarbeitung entsprechender Konzepte erfolgen.

### **2.12 Haftung des Bilanzkreisverantwortlichen (§ 60 EEG-RegE)**

Die Neuregelung zur verschärften Haftung des Bilanzkreisverantwortlichen berührt widerstreitende Interessen der im BDEW vertretenen Mitgliedsunternehmen, weshalb sich der BDEW einer eindeutigen Positionierung zum Referentenentwurf vom 14. April 2016 enthalten hatte. Vor dem Hintergrund dieser widerstreitenden Interessen wird auch die im EEG-Regierungsentwurf nun neu eingefügte und nicht in der Begründung erläuterte erneute verschärfte Haftung des Bilanzkreisverantwortlichen im EEG-RegE diskutiert. Der BDEW wird weiter an einer Positionierung arbeiten und diese ggf. im Rahmen des weiteren Gesetzgebungsprozesses nachreichen.

### **2.13 Vereinfachung der „Besonderen Ausgleichsregelung“ (§ 60a EEG-RegE)**

Der BDEW begrüßt, dass die Zuständigkeit für die Erhebung der EEG-Umlage von Letztverbrauchern mit einer Begrenzung nach der „Besonderen Ausgleichsregelung“ (BesAR) direkt durch die Übertragungsnetzbetreiber und nicht mehr durch die Vertriebe erhoben wird.

Aus Sicht des BDEW ist es jedoch im Hinblick auf die Stromkennzeichnung von Bedeutung, dass die Lieferanten, die die stromintensiven Unternehmen mit Strom versorgen, die individuelle EEG-Umlagepflicht des stromintensiven Unternehmens kennen, um die individuelle Stromkennzeichnung nach § 78 Absatz 5 EEG 2014 bzw. § 78 Absatz 5 EEG 2016 durchführen zu können. Der BDEW regt daher an, den erforderlichen Informationsfluss sicherzustellen oder das Elektrizitätsversorgungsunternehmen von der individuellen Stromkennzeichnung gemäß § 78 Absatz 5 EEG 2014 zu befreien.

Der BDEW regt außerdem an, in § 60 Absatz 1 EEG-RegE klarzustellen, dass die Meldung und Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage für den Letztverbraucherabsatz von Härtefallkunden nach § 63 oder § 103 EEG für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen entfällt.

#### **2.13.1 Veröffentlichungspflichten der ÜNB (§ 77 EEG-RegE)**

Den Wegfall der Veröffentlichungspflichten für Verteilnetzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sieht der BDEW positiv. Allerdings bestehen folgende Kritikpunkte: Die ÜNB können nur die Informationen veröffentlichen, die sie von den Netzbetreibern gemeldet bekommen. Wenn die Notwendigkeit zur Veröffentlichung des Gemeindeschlüssels aufrecht-

erhalten bleibt, muss eine Meldepflicht vom Anlagenbetreiber über den Anschlussnetzbetreiber bis hin zum ÜNB definiert und festgelegt werden. Darüber hinaus wird zukünftig der Gemeindeschlüssel im Marktstammdatenregister erfasst, sodass sich eine Veröffentlichung bei den ÜNB erübrigt.

Mit Blick auf die Einführung des Marktstammdatenregisters ab 2017, sieht der BDEW ab diesem Zeitpunkt keine Notwendigkeit der Veröffentlichung mehr. Aus Sicht des BDEW besteht bereits nach EEG 2014 aus datenschutzrechtlichen Gründen keine Befugnis und Verpflichtung zur Veröffentlichung der detaillierten Standortdaten der EEG-Anlagen. Insbesondere ist eine Veröffentlichung einer Teilmenge (Anlagen kleiner 30 kW) des Gesamtbestandes nicht aussagekräftig.

## **2.14 Keine Parallelförderung nach EEG und StromStG**

Zu der im Regierungsentwurf des Strommarktgesetzes vorgesehenen Einführung des § 19 Absatz 1a EEG, die eine Parallelförderung nach EEG und durch eine Stromsteuerbefreiung ausschließen soll, verweist der BDEW auf seine bereits in der Stellungnahme zum Referentenentwurf des Strommarktgesetzes geäußerte Position<sup>10</sup>.

Einerseits wird mit dieser Regelung ein Überförderungsstatbestand aufgehoben. Ein Wegfall der Stromsteuerbefreiung für neue Anlagen ist daher grundsätzlich sachgerecht. Nach Auffassung des BDEW ist hier jedoch eine differenzierte Betrachtung erforderlich, nach der eine partielle Aufrechterhaltung der Regelung aus Vertrauensschutzerwägungen 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 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.

Empfohlen wird daher eine Übergangsbestimmung für die ab dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommenen 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 ergeben sich erhebliche Umsetzungsprobleme. Da auch die Abschlagszahlung davon abhängig gemacht werden soll, dass keine Stromsteuerbefreiung in Anspruch genommen wird, stellt sich die Frage, wie der Anlagenbetreiber dies dem Netzbetreiber

---

<sup>10</sup> Link: [https://www.bdeu.de/internet.nsf/id/4455C019A13AB64CC1257ED1002B6834/\\$file/150929\\_Stellungnahme\\_Strommarktgesetz\\_final\\_oA.pdf](https://www.bdeu.de/internet.nsf/id/4455C019A13AB64CC1257ED1002B6834/$file/150929_Stellungnahme_Strommarktgesetz_final_oA.pdf).

rechtssicher bereits zu Beginn des relevanten Abrechnungsjahres nachweisen kann bzw. muss. Denn eine Stromsteuerbefreiung kann auch noch rückwirkend bis zum Ende des Folgejahres in Anspruch genommen werden. Dieser Zeitpunkt liegt aber deutlich nach der Endabrechnung der Anlagenbetreiber zum 28. Februar des Folgejahres. Fraglich ist insoweit, ob sich der Netzbetreiber also eine Eigenerklärung des Anlagenbetreibers zu Beginn des Abrechnungsjahres vorlegen lassen soll, dass dieser weder aktuell noch für die Zukunft beabsichtigt, eine Stromsteuerbefreiung in Anspruch zu nehmen. Eine Kontrolle durch den Netzbetreiber ist hier außerdem nicht möglich, solange nicht die Inanspruchnahme der Stromsteuerbefreiung für den Netzbetreiber sichtbar im Marktstammdatenregister erfasst wird. Dies gilt insbesondere für das laufende Jahr 2016. Derzeit müssen noch Abschläge ausgezahlt werden unabhängig davon, ob der Anlagenbetreiber eine Stromsteuerbefreiung in Anspruch nimmt oder nicht, da das Strommarktgesetz noch nicht in Kraft getreten ist. § 19 Absatz 1a EEG soll aber rückwirkend zum 1. Januar 2016 in Kraft treten, sodass alle vorher gezahlten Abschläge bei paralleler Inanspruchnahme einer Stromsteuerbefreiung zurückzufordern wären.

Deutlich sinnvoller wäre es, das Verbot der Parallelförderung im Stromsteuergesetz zu verankern. Der Anlagenbetreiber könnte dem zuständigen Hauptzollamt dann eine Bestätigung vom Netzbetreiber vorlegen, dass er im betreffenden Jahr keine EEG-Förderung in Anspruch genommen hat. Ohne eine solche Bestätigung dürfte die Stromsteuerbefreiung dann nicht gewährt werden. Außerdem könnte das Hauptzollamt berechtigt werden, entweder in das Herkunftsnachweisregister, an das die Inanspruchnahme einer EEG-Förderung gemeldet werden müsste, oder in das Marktstammdatenregister Einsicht nehmen zu dürfen, wenn das Register diese Information führen soll.

## **2.15 Marktorientierte Steuerung über ein intelligentes Messsystem**

Die Anpassung des § 20 Absatz 3 EEG-RegE ist zielführend. Er stellt aus Sicht des BDEW einen guten Kompromiss zwischen einer Verpflichtung zur Steuerung über die neuen Messsysteme einerseits und der Vermeidung von „stranded investments“ andererseits dar. Der BDEW weist darauf hin, dass die Anforderung – ebenso wie bei der Managementprämienverordnung und beim EEG 2014 – lediglich eine Ordnungsvorschrift darstellt. Werden die Anforderungen nicht eingehalten, entfällt insbes. nicht die Marktprämie. Der BDEW weist darauf hin, dass die Funktionalitäten für eine marktorientierte Steuerung durch den Direktvermarkter erst noch geschaffen werden müssen. Insbesondere dürften grds. Echtzeitdaten, nicht nur viertelstündliche Messwerte erforderlich sein. Der BDEW verweist hier auf seine Stellungnahmen zum Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende.<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> Vgl. exemplarisch die BDEW-Stellungnahme zum Regierungsentwurf des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende unter Berücksichtigung der Gegenäußerung der Bundesregierung, S. 29 ff., abzurufen unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20160407-stellungnahme-zum-regierungsentwurf-eines-gesetzes-zur-digitalisierung-der-energiewende-unt/\\$file/160407\\_Stellungnahme\\_BDEW\\_GzDdEW.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20160407-stellungnahme-zum-regierungsentwurf-eines-gesetzes-zur-digitalisierung-der-energiewende-unt/$file/160407_Stellungnahme_BDEW_GzDdEW.pdf).

## **2.16 Weitere juristische Anmerkungen zur EEG-Novelle**

### **2.16.1 Hinweise zu § 3: Begriffsbestimmungen und Anlagenbegriff**

Der BDEW begrüßt die Klarstellung des Anlagenbegriffs für Solaranlagen in § 3 Nummer 1 EEG-RegE, die in Einklang steht mit der bisherigen Rechtsliteratur und der untergerichtlichen Rechtsprechung entgegen dem Urteil des Bundesgerichtshofs vom 4. November 2015<sup>12</sup>. Dies bringt Rechtssicherheit insbesondere hinsichtlich der Vergütungsdegression, der Inbetriebnahme und des Moduldefektes.

Durch die Ausführungen

- in § 100 Absatz 1 Satz 2 EEG-RegE, dass dieser Anlagenbegriff bereits für die Kalenderjahresabrechnung für Einspeisungen im Jahre 2016 gelten soll, und
- in § 57 Absatz 5 EEG-RegE, wonach Anlagen-, Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber auf die Entscheidungen der Clearingstelle EEG vertrauen dürfen,

werden wichtige vertrauensschützende Maßnahmen im EEG 2016 vorgesehen.

### **2.16.2 § 9 Absatz 6: Verlängerung der Sanktion für Verstoß gegen Systemdienstleistungsverordnung**

Die verlängerte Geltung des § 9 Absatz 6 EEG 2014 bis Juli 2017 begrüßt der BDEW, wenn auch die Übergangsfrist insgesamt zu kurz bemessen ist. Aufgrund der zeitlich gegenüber der ursprünglichen Planung erheblich verzögerten Verabschiedung der grundlegenden Europäischen Netzwirkkodizes der EU werden die Anwendungsregeln des VDE jedoch nicht vor 2018 verabschiedet und damit frühestens 2019 verbindlich angewendet werden können.

Daher fordert der BDEW eine Verlängerung des zeitlichen Anwendungsbereichs von § 9 Absatz 6 EEG 2014, um die Einhaltung der netztechnisch notwendigen Anforderungen über 2016 hinaus sicherzustellen.

#### Vorschlag:

§ 9 Absatz 6 EEG 2014 wird wie folgt geändert:

*„Betreiber von Windenergieanlagen an Land, die vor dem ~~1. Januar 2017~~ Mai 2019 in Betrieb genommen worden sind, müssen sicherstellen, dass am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die Anforderungen der Systemdienstleistung erfüllt werden.“*

Parallel soll aber auch eine Neuregelung im EnWG Rechtssicherheit in dieser Frage schaffen. Das BMWi hat einen Referentenentwurf zu einer Ergänzung des EnWG für ein Nachweisverfahren der Eigenschaften von Stromerzeugungsanlagen zur Umsetzung des RfG mit

---

<sup>12</sup> Az. VIII ZR 244/14

den Verbänden konsultiert. Die Vorschrift würde, wenn wie vom BDEW vorgeschlagen ergänzt, auch in dieser Frage Rechtssicherheit bringen.<sup>13</sup>

Der BDEW-Formulierungsvorschlag ergänzt dabei den BMWi-Vorschlag wie folgt:

§ x Absatz 2 EnWG:

***"Der Eigentümer der Energieanlage muss dem Netzbetreiber außerdem ein durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle ausgestelltes Nachweisdokument für seine Stromerzeugungsanlage oder eine Konformitätserklärung vorlegen, in der eine erfolgreich bestandene Prüfung nach dem Verfahren des compliance testing bescheinigt wird."***

Der neue § x EnWG wird um folgenden Absatz 5 ergänzt:

***„(5) Bis zu der verpflichtenden Anwendung der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodizes mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Abl. L112 vom 27.04.2016, S. 1-68) sind die Absätze 1 bis 3 auf Grundlage der anerkannten Regeln der Technik nach Absatz 4 bzw. der durch den Netzbetreiber gemäß § 19 Absatz 1 festzulegenden und zu veröffentlichenden Netzanschlussbestimmungen anzuwenden.“***

§ 10 Absatz 2 EEG 2014 wird wie folgt geändert:

***„Die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen müssen für den gesamten Zeitraum des Betriebes der Anlage den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und sowie § 49 und § x des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechen.“***

Die Anpassungen und Ergänzungen sichern die Anwendbarkeit der notwendigen Nachweisverfahren auch für die Übergangszeit bis zur verbindlichen Anwendung der EU-Verordnung 2016/631 vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger ("RfG"). Die Änderung des § 10 Absatz 2 EEG 2014 wird notwendig, da die Vorschrift bislang für die Ausführung des Netzanschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen nur auf § 49 EnWG sowie die *im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers* verweist. Die Ergänzung zu § x Absatz 2 EnWG ist erforderlich, da neben der Betriebsmittelbescheinigung, die mit einem Einheitszertifikat vergleichbar ist, auch ein Nachweis dafür geregelt sein muss, wie sich die gesamte Stromerzeugungsanlage einschließlich aller Betriebsmittel konkret am Netzverknüpfungspunkt verhält. Dieser Nachweis würde einem Anlagenzertifikat entsprechen.

Diesen zusätzlich erforderlichen Nachweis kann der Anlagenbetreiber je nach Art der Erzeugungsanlage und Spannungsebene entweder durch ein entsprechendes Nachweisdokument

---

<sup>13</sup> BDEW-Stellungnahme vom 27. Mai 2016, abzurufen unter:

[https://bdew.de/internet.nsf/id/1DE3F9174D9139A7C1257FCE0038D2C5/\\$file/20160527\\_STN\\_Nachweis\\_elektrischer\\_Eigenschaften\\_oA.pdf](https://bdew.de/internet.nsf/id/1DE3F9174D9139A7C1257FCE0038D2C5/$file/20160527_STN_Nachweis_elektrischer_Eigenschaften_oA.pdf).

einer akkreditierten Zertifizierungsstelle nachweisen oder durch ein compliance testing. Das im Network Code RfG für Typ D Anlagen vorgesehene compliance testing ist für Großkraftwerke gedacht, die ans Höchstspannungsnetz des ÜNB angeschlossen sind. Das compliance testing ist aber nicht für Typ D Anlagen geeignet, die an das 110 kV-Hochspannungsnetz des Verteilnetzbetreibers angeschlossen sind, da es für diese Anlagen nicht mit vertretbarem Aufwand durchführbar ist. Daher hat der FNN ein "Einzelnachweisverfahren" erarbeitet, das dem compliance testing sehr nahe kommt und für Anschlüsse an Hoch- und Mittelspannungsnetze genutzt werden soll. Das Einzelnachweisverfahren soll in die in Überarbeitung befindliche VDE-AR 4120 ("Technische Anschlussregel Hochspannung") und in die VDE-AR-N 4110 ("Technische Anschlussregel Mittelspannung") aufgenommen werden. Bis zur verbindlichen Anwendbarkeit dieser VDE-AR-Ergänzungen (voraussichtlich Anfang/Mitte 2019) bestünde andernfalls keine Möglichkeit, die Einhaltung des Nachweisverfahrens zu fordern.

### **2.16.3 § 20 Absatz 2 Satz 3: Fernsteuerung durch den Anlagenbetreiber**

Der BDEW begrüßt die Klarstellung, dass Anlagenbetreiber auch ohne Einsatz eines Direktvermarkters ihre Anlagen direktvermarkten können und sie in diesen Fällen die Fernsteuerungsberechtigten sind. Allerdings ist noch nicht der Fall abgebildet, dass Anlagenbetreiber den Strom direkt an einen Börsenhändler vermarkten und nicht direkt an einen Letztverbraucher. Auch in diesen Fällen sollte aber der Anlagenbetreiber steuerungsberechtigt sein.

#### Vorschlag:

*„Wird der Strom vom Anlagenbetreiber unmittelbar an einen Dritten ohne Einsatz eines Direktvermarktungsunternehmers Letztverbraucher veräußert, sind die Sätze 1 und 2 entsprechend anzuwenden.“*

Da die Fernsteuerung als Anspruchsvoraussetzung grds. für den gesamten Monat vorliegen muss, stellt sich die Frage, wie mit kurzfristigen Ausfällen der Steuerungseinrichtung umzugehen ist. Solche können kaum vermieden werden, etwa bei Software-Updates für SCADA-Systeme. Da als Voraussetzung aber die Vorhaltung entsprechender technischer Einrichtungen und die Einräumung der Fernsteuerungsbefugnis ausreicht, sind auch nur diese Voraussetzungen nachzuweisen. Kurzfristige Ausfälle dürften daher bereits nach jetzigem Gesetzesstand nicht zu einem Entfallen der Marktprämie für den gesamten Monat führen. Insbesondere trifft den Netzbetreiber hier keine Nachforschungs- oder Kontrollpflicht. Eine n-1-Verpflichtung hinsichtlich der Funktionsfähigkeit technischer Einrichtungen des Anlagenbetreibers bzw. Direktvermarkters dürfte überzogen sein.

### **2.16.4 § 21 Absatz 1 Nummer 2: Ausfallvergütung**

Der BDEW begrüßt die Befristung der „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“, die nun als „Ausfallvergütung“ gelten soll. Der BDEW sieht aber aus Gleichbehandlungsgründen keine Notwendigkeit, die Inanspruchnahme der „Ausfallvergütung“ auf Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW zu begrenzen. Der Ausschluss der Anwendung der „Aus-

fallvergütung“ für Anlagen bis 100 kW würde bewirken, dass diese im Zweifel mangels Möglichkeit der Inanspruchnahme dieser Ausfallvergütung die für sie optionale Direktvermarktung nicht beschreiten würden. Dies liefe dem Gesetzesziel der Ausweitung der Direktvermarktung entgegen, ohne dass ein Sinn der Beschränkung der „Ausfallvergütung“ auf Anlagen von mehr als 100 kW gesehen werden könnte. Dies ist aus Sicht des BDEW nicht sinnvoll und stellt eine Diskriminierung der kleineren Anlagen dar. Zudem sind die Marktprozesse für Erzeugungsanlagen (Strom) 2.0 (MPES 2.0) auf entsprechende Wechselmöglichkeiten ausgelegt. Durch eine Unterscheidung in kleine Bestands- und kleine Neuanlagen würde die Komplexität der notwendigen Wechselprozesse erneut steigen.

### **2.16.5 § 21b Absatz 3: Messung und Bilanzierung**

Da die Forderung an intelligente Messsysteme gerade im Zusammenhang mit der netzdienlichen und marktorientierten Steuerung auch die Übertragung von Echtzeitdaten umfasst (siehe dazu auch unter 2.15 „marktorientierte Steuerung über ein intelligentes Messsystem“), sollte die Anforderung in § 21b Absatz 3 EEG-RegE auf die „mindestens“ viertelstündliche Messung abstellen. Andernfalls könnte – gerade in Verbindung mit der Sanktion in § 52 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2016-RegE – eine Messung in höherer Auflösung als sanktionsbewehrt verstanden werden.

Formulierungsvorschlag für § 21b Absatz 3 EEG-RegE:

*„Die Zuordnung einer Anlage oder eines prozentualen Anteils des erzeugten Stroms einer Anlage zur Veräußerungsform einer Direktvermarktung ist nur dann zulässig, wenn die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in **mindestens** viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert wird.“*

### **2.16.6 § 22: Wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie**

**Absatz 1** muss wegen regelungsinternen Widerspruchs eingeleitet werden mit

*„Unbeschadet Absatz 4 .....“*

Der Verweis in **Absatz 2** auf Absatz 1 Satz 2 erscheint ungenau. Wasserkraft-, Deponiegas-, Klär- und Grubengasanlagen sowie Geothermieanlagen sollen gar keiner Teilnahmepflicht an einem Ausschreibungsregime zugeführt werden. Dementsprechend ist für diese Anlagen der Anwendungsbereich von § 22 Absatz 1 EEG-RegE gar nicht eröffnet, sondern es ist § 22 Absatz 4 EEG-RegE anzuwenden. Dementsprechend müsste für diese Anlagen entweder die Anwendung von Absatz 1 in Gänze ausgeschlossen werden, oder sie müssten dem Absatz 4 zugeordnet werden.

### **2.16.7 § 24: Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen**

Außerdem sind die Begriffe „auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe“ in § 24 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG-RegE insoweit missverständlich, als wie bereits bei § 9 Absatz 3 EEG 2014 fraglich ist, welche maximale räumliche Ausdehnung maßgeblich ist, gerade bei Solaranlagen.

Vorschlag zur Änderung des § 24 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1:

*„1. sie sich auf demselben Grundstück, bei Überschreiten desselben auf demselben Gebäude oder demselben Betriebsgelände, oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden,“*

Insoweit sollte dann zur Klarstellung in der Begründung der Regelung z. B. auf § 912 BGB, der den Überbau eines Gebäudes über eine Grundstücksgrenze behandelt, Bezug genommen werden.

### **2.16.8 § 27a: Zahlungsanspruch und Eigenversorgung**

In den letzten Jahren hat der Anteil der Anlagen mit Selbstverbrauch stark zugenommen und liegt bei den Photovoltaikanlagen aktuell bei über 80 Prozent der installierten Neuanlagen. Das Wirtschaftlichkeitskalkül des Betreibers und Eigenerzeugers beruht dabei zurzeit auf der anteilig vermiedenen EEG-Umlage sowie auf den für die selbst erzeugte Strommenge entfallenden Netzkosten, Umlagen, Abgaben und Steuern. Mit der Nutzung des selbst erzeugten Stroms erzielt der Betreiber damit im Vergleich zur gesetzlichen Einspeisevergütung einen Vorteil. Allerdings sinkt dadurch die umlagefähige Letztverbraucherermenge, auf welche die EEG-Kosten gewälzt werden. Dies gilt in analoger Weise auch für die Netzentgelte und diverse Umlagen. Bei Abgaben und Steuern sinkt das Aufkommen zu Ungunsten der öffentlichen Haushalte.

Die Klarstellung, dass Eigenversorgung und Direktbelieferungen von Dritten bei Ausschreibungsmodellen nicht gestattet sind, findet der BDEW daher sinnvoll. Die Differenzierung, dass Kraftwerkseigenverbrauch und physikalisch bedingte Netzverluste nicht von diesem Verbot umfasst sind, ist vor diesem Hintergrund richtig.

Ausschreibungen 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.

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 Ausschreibungen einen Anspruch auf Förderung grundsätzlich nur insoweit zu gewähren, wie der erzeugte Strom vollständig in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist, also das Selbstverbrauchsprivileg nicht genutzt wird.

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.

Diese Regelung verkennt die wettbewerbsverzerrende Wirkung des Selbstverbrauchsprivilegs auf die Ausschreibung. Im Fall einer Einspeisung und 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.

Der BDEW empfiehlt daher eindringlich die Streichung von §27a Nummer 3 EEG-RegE. Hilfsweise wäre sicherzustellen, dass dieser Selbstverbrauch aus geförderten EEG-Anlagen mit allen Letztverbraucherabgaben belastet wird, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden.

Es sollte allerdings eine allgemeinere Formulierung gefunden werden, um tatsächlich alle erzeugungsrelevanten, notwendigen Verbräuche vor Netzeinspeisung zu erfassen. Der BDEW regt an, in der Überschrift und der Begründung zu § 27a auch auf das Verbot einer Direktlieferung an Dritte hinzuweisen.

Der BDEW schlägt daher folgende Präzisierung des § 27a EEG 2016-RegE vor:

*„(...) den in ihrer Anlage erzeugten Strom in ein Netz einspeisen, soweit der Strom nicht durch Infrastruktureinrichtungen zwischen der Anlage und dem Netzverknüpfungspunkt verbraucht wird.“*

#### **2.16.9 § 36f Absatz 1: Zuordnung von Zuschlägen**

Der BDEW begrüßt im Hinblick auf die Planungssicherheit die Maßgabe in § 36f Absatz 1 des Gesetzentwurfs, dass Zuschläge denen in der BImSchG-Genehmigung, die dem Gebot zugrundeliegt, genannten Anlagen „verbindlich und dauerhaft“ zugeordnet werden.

Allerdings greift Absatz 2 der Regelung insoweit zu kurz, als unklar ist, ob sich der „Umfang des Zuschlags“ auf die Anlagenleistung bezieht oder auf die Windenergieanlagen selber, die in der BImSchG-Genehmigung genannt sind. Denkbar ist eine Änderung der BImSchG-Genehmigung sowohl hinsichtlich der Erweiterung um Anlagen desselben Typs, als auch hinsichtlich der Änderung der Anlagentypen verbunden mit einer Leistungsänderung, schließ-

lich auch hinsichtlich einer Kumulierung beider Fälle. § 36f Absatz 2 des Gesetzentwurfs muss jedoch sämtliche dieser Fälle erfassen.

Vorschlag zur Änderung des § 36f Absatz 2:

*„Wird die Genehmigung nach Erteilung des Zuschlags geändert, bleibt der Zuschlag auf die geänderte Genehmigung bezogen. Der Umfang des Zuschlags verändert sich hinsichtlich der bezuschlagten Leistung nicht. Dürfen gemäß der geänderten Genehmigung mehr Windenergieanlagen an Land errichtet werden, als nach der Genehmigung, die bei Gebotsabgabe galt, ist der Zuschlag weiterhin nur auf diejenigen Anlagen bezogen, die nach der Genehmigung auf den in § 30 Absatz 1 Nummer 6 vom Bieter bei der Gebotsabgabe bezeichneten Flurstücken errichtet werden dürfen; dürfen gemäß der geänderten Genehmigung weitere Windenergieanlagen auf dem bei der Gebotsabgabe bezeichneten Flurstücken errichtet werden, hat der Bieter beim Antrag auf Zuordnung des Zuschlags nach § 3XXX die Windenergieanlagen konkret zu bezeichnen.“*

**2.16.10 § 38a: Ausstellung von Zahlungsberechtigungen für Solaranlagen**

§ 38a Absatz 3 EEG-RegE weist dem Netzbetreiber wie bislang § 28 FFAV die Pflicht zu, die für die Ausstellung der Zahlungsberechtigung notwendigen Angaben des Bieters bzw. Anlagenbetreibers zu prüfen. Von den dort genannten Angaben nach § 38a Absatz 1 Nummer 1 bis 3 und 5 und § 38 Absatz 2 Nummer 3 EEG-RegE kann der Netzbetreiber aber die Aufgaben nach § 38a Absatz 1 Nummer 2 und 3 sowie diejenigen nach § 38 Absatz 2 Nummer 3 EEG-RegE gar nicht prüfen und damit die Prüfpflicht gar nicht erfüllen:

§ 38a Absatz 1 Nummer 2 EEG-RegE stellt als Anforderung auf, dass „für die Solaranlagen alle erforderlichen Angaben an das Register gemeldet worden sind oder diese Angaben im Rahmen des Antrags nach § 38 Absatz 1 gemeldet werden“. Diese Prüfung kann alleine durch die BNetzA durchgeführt werden, nicht durch den Netzbetreiber, weil die BNetzA Zugriff auf das Register aber auch Zugriff auf die Antragsunterlagen hat.

Nach § 38a Absatz 1 Nummer 3 EEG-RegE muss geprüft werden, ob für den Bieter eine entsprechende Gebotsmenge bezuschlagter Gebote besteht, die nicht bereits einer anderen Zahlungsberechtigung zugeordnet worden ist, wobei nur die folgenden Gebotsmengen zugeteilt werden dürfen:

- a. die Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots, bei dem als Standort für die Solaranlagen eine Fläche nach § 37 Absatz 1 Nummer 1, 2 oder Nummer 3 a) bis g) EEG-RegE angegeben worden ist, kann nur Solaranlagen zugeteilt werden, die sich auf einem dieser Standorte befinden,
- b. für Freiflächenanlagen auf Ackerland in einem benachteiligten Gebiet nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 h) EEG-RegE, können nur Gebotsmengen eines Zuschlags zugeteilt werden, die sich auf eine solche Fläche bezogen, und
- c. die Gebotsmengen von Geboten, die nur aufgrund einer Verordnung nach § 37c Absatz 2 EEG-RegE bezuschlagt wurden, dürfen nur für Freiflächenanlagen verwendet werden, die auf einer der in bezuschlagten Gebot benannten Flä-

chenkategorien im Gebiet des Bundeslandes das die Verordnung erlassen hat, errichtet worden sind.

Die Kontrolle dieser Zuordnung kann durch den Netzbetreiber nicht durchgeführt werden, weil er die Flächenparameter nicht kennt, insbesondere diejenigen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 h) EEG-RegE. Eine etwaige Haftung des Netzbetreibers für die Korrektheit der Zuordnung bzw. der Flächenparameter muss jedenfalls abgelehnt werden, weil er nur auf Basis seiner eigenen Kenntnis und der Angaben des Anlagenbetreibers bzw. Bieters agieren kann.

Schließlich soll der Netzbetreiber die Einhaltung der Anforderung nach § 38 Absatz 2 Nummer 3 EEG-RegE prüfen müssen, d.h., in welchem Umfang die Anlage nicht auf einer baulichen Anlage errichtet worden ist. Diese Anforderung kann alleine durch den Anlagenbetreiber beurteilt werden, nicht durch den Netzbetreiber - und in der Folge auf Basis der Anlagenbetreiber-Mitteilungen und - Dokumente durch die BNetzA nach §§ 38 und 38a EEG-RegE.

Die Prüfanforderung in § 38a Absatz 3 RegE sollte daher gestrichen werden. Die Prüfung dieser Anforderungen sollte ausschließlich und abschließend der BNetzA als

- registerführendes Organ, das
- auch den Zuschlag und die Zahlungsberechtigung zu dem betreffenden Gebot für die betreffende Anlage ausgestellt hat,

zugewiesen werden.

### **2.16.11 § 52: Sanktionen**

§ 52 Absatz 1 Nummer 1 EEG-RegE sieht wie § 25 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG 2014 vor, dass der anzulegende Wert sich auf null verringert, wenn eine Anlagenregistrierung im Anlagenregister nicht erfolgt ist, allerdings dann nicht, wenn statt der Anlagenregistrierung eine Meldung der Anlage an den Netzbetreiber durchgeführt worden ist. Der BDEW vermag nicht zu erkennen, warum die Meldung der Anlage an den Netzbetreiber den gleichen Stellenwert hat, wie eine Anlagenregistrierung im Anlagenregister, gerade hinsichtlich der Erfassung der gesetzlichen Ausbauziele. Da die Jahresabrechnungsdaten erst nach Ende des betreffenden Kalenderjahres vorgelegt werden können, und dem Anlagenbetreiber hierfür eine Frist bis zum 28. Februar des Folgejahres der Inbetriebnahme zusteht, die Anlagenregistrierung bei der BNetzA aber innerhalb von 3 Wochen nach der Inbetriebnahme erfolgen muss, sind dies in der Praxis keine Kriterien, die vom VNB alternativ angewendet werden können. Wäre die Anlage am Anfang eines Kalenderjahres in Betrieb genommen worden und hätte der Anlagenbetreiber diese nicht im Anlagenregister registriert, würde die Rechtsfolge der Vergütungsabsenkung möglicherweise erst nach Ablauf des 28. Februars des Folgejahres eintreten, wenn der Anlagenbetreiber die notwendigen Daten nach § 71 EEG an den Netzbetreiber gemeldet hat. Außerdem ist hier fraglich, um welche Daten es sich bei der „Meldung nach § 71“ überhaupt handelt.

Aufgrund der Notwendigkeit einer zeitnahen Erfassung des Anlagenzubaues durch die BNetzA muss die Möglichkeit der „Meldung nach § 71“ anstelle der Anlagenregistrierung im Anlagen-

register gestrichen werden. Gleiches gilt dann im Falle von § 52 Absatz 3 Nummer 1 oder 2 EEG-RegE.

#### **2.16.12 § 80a: Kumulierungsverbot**

Unklar ist nach dem Wortlaut der vorgeschlagenen Regelung, wer für die Überprüfung zuständig ist, dass tatsächlich ein Kumulierungsverbot vorliegen könnte, insbesondere dass der Betreiber der Anlage für diese Zahlungen nach dem EEG erhält. Es sollte daher klargestellt werden, dass die Überprüfung dieser Regelung durch diejenige Institution erfolgen muss, die die Investitionszuschüsse bewilligt, d. h. durch den Bund, das Land oder ein Kreditinstitut, an dem der Bund oder das Land beteiligt sind. Insoweit begegnet es keinen Bedenken, diesen Instituten bzw. Körperschaften die Befugnis einzuräumen, für die Prüfung der Zahlungen Einsicht in das Herkunftsnachweisregister, das Anlagenregister oder künftig das Marktstammdatenregister zu nehmen.

#### **2.16.12.1 § 103 Absatz 8: Rückwirkende BAFA-Bescheide**

Nachträgliche Befreiungen für die Jahre 2015-2017 für Unternehmen, die nicht vom Unternehmensbegriff nach EEG 2014 erfasst sind, sollten möglichst bis Ende September eines Jahres finanziell abgeschlossen sein, damit die daraus resultierenden Nachzahlungen zeitnah über die nächste EEG-Umlage refinanziert werden können.

### **3 Zusätzliche Empfehlungen für die EEG-Novelle 2016**

#### **3.1 Marktwertberechnung im Rahmen des Marktprämienmodells**

##### **3.1.1 Problembeschreibung**

Die Marktprämie für Strom aus dargebotsabhängigen Erneuerbare-Energien-Anlagen errechnet sich aus der Differenz zwischen dem sogenannten „anzulegenden Wert“ (bis EEG 2014 „Einspeisevergütung“) und dem energieträgerspezifischen monatlichen Marktwert.

Zur Ermittlung dieses Marktwerts werden die Stundenkontrakte der vortägigen Vermarktung der EPEX Spot SE in Paris mit der Hochrechnung der tatsächlich erzeugten und eingespeisten Strommengen aus den jeweiligen Energieträgern multipliziert. Anschließend werden die Ergebnisse für alle Stunden summiert und durch die energieträgerspezifische Gesamtmenge des in dem gesamten Kalendermonat nach Online-Hochrechnung erzeugten Stroms dividiert.

In der Praxis ist es allerdings so, dass die hochgerechnete Erzeugungsmenge witterungsbedingt nicht gleichmäßig verteilt in der Stunde erzeugt wird. Insbesondere bei Photovoltaik, aber auch bei Windenergie an Land und auf See kommt es zu signifikanten Erzeugungsrampen. Jeder Bilanzkreisverantwortliche ist über den Bilanzkreisvertrag verpflichtet, seinen Bilanzkreis in jeder Viertelstunde auszugleichen. Dies gilt für alle Direktvermarkter aber auch für die Übertragungsnetzbetreiber, die die restlichen Mengen (Anlagen mit EEG-Festvergütung) vermarkten müssen. Dabei weichen die Marktergebnisse der Viertelstundenkontrakte von den Stundenkontrakten ab.

Beispiel:

Der Effekt soll anhand des folgenden Beispiels verdeutlicht werden. Die genannten Zahlen dienen lediglich zur Veranschaulichung der Systematik.

Werden für eine Stunde 25 MWh Strom aus Photovoltaik erwartet, so kann sich deren Erzeugung innerhalb dieser Stunde sehr unterschiedlich verteilen. Vormittags ist zu erwarten, dass in den ersten beiden Viertelstunden weniger Strom erzeugt werden kann als in den letzten beiden Viertelstunden.

Der Direktvermarkter muss also im Rahmen der vortägigen Vermarktung (Stundenkontrakte) einen Mittelwert (in diesem Fall 25 MWh) vermarkten und anschließend im Rahmen der Viertelstunden-Vermarktung (ebenfalls am Vortag aber direkt nach der Stundenauktion) die jeweiligen Differenzen zum Mittelwert glattstellen.

	Mittelwert der Erzeugung pro ¼ Stunde	Erzeugung	Differenz (MWh)*
09:00	25 MW / 6,25 MWh	8 MW / 2 MWh	4,25
09:15	25 MW / 6,25 MWh	16 MW / 4 MWh	2,25
09:30	25 MW / 6,25 MWh	28 MW / 7 MWh	-0,75
09:45	25 MW / 6,25 MWh	48 MW / 12 MWh	-5,75
Gesamt	25 MW / 25 MWh	25 MW / MWh	0

\* Negatives Vorzeichen bedeutet, dass der Bilanzkreis durch Verkauf von Strom ausgeglichen werden muss; positives Vorzeichen bedeutet, dass der Bilanzkreis durch Kauf von Strom ausgeglichen werden muss.

In dem Beispiel beträgt der Stundenkontrakt aus der vortägigen Vermarktung 30 Euro/MWh. Dieser Wert würde in die Berechnung des energieträgerspezifischen Marktwerts einfließen. Unter alleiniger Betrachtung dieses Stundenkontraktes könnte theoretisch ein Markterlös in Höhe von 750 Euro erwirtschaftet werden.

Im Rahmen der Vermarktung muss der Direktvermarkter jedoch seinen Bilanzkreispflichten nachkommen und somit auch die durch die Rampen entstehenden Differenzen glattstellen. Dabei ergeben sich allerdings in den ersten beiden Viertelstunden, in denen der Direktvermarkter aufgrund von zu wenig Strom aus der PV-Anlage Strom zukaufen muss, wegen geringerer Gesamterzeugung aus PV, höhere Preise. In den letzten beiden Viertelstunden muss der Direktvermarkter hingegen Strom verkaufen, um seinen Bilanzkreis auszugleichen. Allerdings ist zu erwarten, dass der Strompreis aufgrund der insgesamt höheren Erzeugung aus Erneuerbaren Energien zu diesem Zeitpunkt niedriger ist als der für die Marktprämienberechnung herangezogene Mittelwert aus dem Stundenkontrakt.

	Stundenkontrakt (Euro/MWh)	Viertelstundenkontrakt (Euro/MWh)	Differenz Stundenkontrakt- Viertelstundenkontrakt (Euro/MWh)
09:00	30	35	-5
09:15	30	32	-2
09:30	30	28	+2
09:45	30	25	+5

In den ersten beiden Viertelstunden muss der Direktvermarkter also Strom dazukaufen und einen höheren Marktpreis als bei dem Stundenkontrakt in Kauf nehmen. In den beiden letzten Viertelstunden muss der Direktvermarkter hingegen Strommengen verkaufen und erzielt dabei einen niedrigeren Marktwert als bei dem Stundenkontrakt.

	Ausgleich der Mengen MWh	Differenz zwischen Stundenkontrakt und Viertelstundenkontrakt	Abweichung der Erlöse ge- genüber alleiniger Stunden- kontrakt-Betrachtung* (Euro)
09:00	4,25	-5	-21,25
09:15	2,25	-2	-4,5
09:30	-0,75	2	-1,5
09:45	-5,75	5	-28,75
		<b>Gesamt</b>	<b>-56</b>

\*Negatives Vorzeichen bedeutet, dass der tatsächliche Marktwert den aus dem Stundenkontrakt ermittelten Marktwert unterschreitet.

Das oben dargestellte Beispiel legt dar, dass die tatsächlich erzielbaren Markterlöse von den nach Anlage 2 EEG 2014 errechneten Marktwerten abweichen. In unserem Beispiel sinkt der tatsächliche Marktwert der 25 MWh von 750 Euro um 56 Euro auf 694 Euro.

Diese Abweichung besteht dem Grunde nach bereits seit Einführung des Marktprämienmodells, da die Abweichung aus den 1/4h-Rampen im Vergleich zu den am day-ahead Markt veräußerten Stundenprodukten ausgeglichen werden muss. Anfangs erfolgte dies ausschließlich im fortlaufenden intraday-Handel: Seit Einführung der 15 Uhr-Auktion existiert ein zusätzliches Marktinstrument, um diese Differenzen zu bewirtschaften. Die Managementprämie, die eingeführt worden ist, um Kosten der Bilanzkreisbewirtschaftung, der Prognoseerstellung und der Handelsanbindung zu decken, sollte dem Grunde nach auch den oben dargestellten Effekt kompensieren.

Das Absinken der Managementprämie und die zunehmende Steilheit der Erzeugungsrampen könnten nach Ansicht der Direktvermarkter jedoch dazu führen, dass die Direktvermarktung immer schwieriger darstellbar wird.

Während bei Neuanlagen mit der Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe auch die Kosten der Bilanzkreis-Bewirtschaftung eingepreist werden können, ist dies für Bestandsanlagen, die nicht unter die obligatorische Direktvermarktung fallen, nicht möglich. Einige Direktvermarkter äußerten daher die Sorge, dass diese Anlagen zurück in die Einspeisevergütung wechseln könnten.

### 3.1.2 Handlungsempfehlung

Der BDEW regt an zu prüfen, ob vor dem oben beschriebenen Hintergrund eine Anpassung der Berechnungsmethode zur Ermittlung des energieträgerspezifischen Marktwerts notwendig ist.

Sollte eine Anpassung der Berechnungsmethode als notwendig erachtet werden, wäre eine Anpassung der Berechnung ergänzend auf ¼ h Basis denkbar.

Dabei muss die durch die unvermeidbare viertelstundenscharfe Vermarktung entstehende Differenz ( $SK_{\text{delta}}$ ) von dem bisher rechnerisch ermittelten Marktwert ( $MW_{\text{alt}}$ ) abgezogen werden. Für die Berechnung werden folgende Daten benötigt:

- Stundenkontrakte ( $MP_h$ )
- Viertelstundenkontrakte ( $MP_{\text{vh } 1 \text{ bis } 4}$ )
- Einspeisung / Stunde (Hochrechnung) ( $Vol_h$ )
- Einspeisung / Viertelstunde (Hochrechnung) ( $Vol_{\text{vh } 1 \text{ bis } 4}$ )

Die Berechnung ergibt sich mit folgender Formel:

$$SK_{\text{neu}} = SK_{\text{alt}} + SK_{\text{delta}}$$

$$SK_{\text{delta}} = (((MP_h - MP_{\text{vh}1}) * (Vol_{h/4} - Vol_{\text{vh}1})) + ((MP_{h/4} - MP_{\text{vh}2}) * (Vol_{h/4} - Vol_{\text{vh}2})) + ((MP_h - MP_{\text{vh}3}) * (Vol_{h/4} - Vol_{\text{vh}3})) + ((MP_h - MP_{\text{vh}4}) * (Vol_{h/4} - Vol_{\text{vh}4}))) / Vol_h$$

Die weitere Berechnung des Marktwertes kann dann nach der bekannten Methode erfolgen (vgl. Anlage 1 EEG 2014).

## 3.2 Zinslast bei Fehlmeldung gemäß § 74 EEG 2014

### 3.2.1 Problembeschreibung

Gemäß § 60 Absatz 4 EEG 2014 müssen Stromvertriebe, die ihrer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage nicht nachkommen, diese Geldschuld ab Eintreten der Fälligkeit verzinsen. Das gilt auch, wenn diese Fälligkeit nicht eintreten konnte, weil der Stromvertrieb seinen Letztverbraucherabsatz „entgegen § 74 EEG 2014 nicht oder nicht rechtzeitig“ an den ÜNB gemeldet hat. Für den Fall eines Verstoßes gegen § 74 EEG 2014 wird die geschuldete EEG-Umlage „für die nach § 74 EEG 2014 mitzuteilende Strommenge“ am ersten Januar des Folgejahres

als fällig betrachtet. Der Zinssatz beträgt gemäß § 352 Absatz 2 Handelsgesetzbuch fünf Prozent.

### 3.2.1.1 Fallgruppen

Relevant wird diese Vorschrift in **zwei Fallgruppen**:

Zum einen spielt sie eine Rolle bei den **monatlichen Prognosen der Stromvertriebe**.

Kleinere Abweichungen des prognostizierten (und gemäß § 74 EEG 2014 an den ÜNB gemeldeten) vom tatsächlichen Letztverbraucherabsatz sind nicht zu vermeiden, sondern einer Prognose systemimmanent. Unter Umständen können sich bei bestmöglicher Prognose Mehr-/Fehlbeträge auf dem EEG-Konto auch ausmitteln.

Als besonders problematisch erwies sich in der Vergangenheit für Stromvertriebe auch die Prognose des Letztverbraucherabsatzes im Zusammenhang mit der **Besonderen Ausgleichsregelung**. Dies gilt insbesondere in Fällen der Weiterleitung, in denen ein Zählpunkt zwar der besonderen Ausgleichsregelung zugeordnet war, aber der Letztverbraucher einen Teil des bezogenen Stroms an nichtprivilegierte Letztverbraucher weiterleitete und eine nachträgliche Korrektur erforderlich wurde.

Die zweite mögliche Art des Verstoßes gegen § 74 EEG 2014 i. V. m. § 60 Absatz 4 Satz 2 2. HS EEG 2014 kann darin bestehen, dass die dem ÜNB vorgelegte **Endabrechnung für das Vorjahr bis zum 31. Mai nicht alle endgültigen Daten enthält**. Ergeben sich durch die Verbrauchsabrechnung der Stromvertriebe gegenüber Letztverbrauchern Abweichungen gegenüber den Strommengen, die einer Endabrechnung nach § 74 EEG 2014 zugrunde liegen, sind nach § 62 Absatz 2 EEG diese Änderungen „bei der jeweils nächsten Abrechnung zu berücksichtigen“. Fraglich ist insoweit, ob der Stromvertrieb zur Verzinsung nach § 60 Absatz 4 Satz 2 EEG 2014 verpflichtet ist, wenn er Korrekturmengen im Sinne von § 62 Absatz 2 EEG 2014 nicht bis zum 31. Mai des Folgejahres der Lieferung meldet, sondern nach Maßgabe von § 62 Absatz 2 EEG 2014 „bei der jeweils nächsten Abrechnung“, nachdem er von dem Korrekturbedarf Kenntnis erlangt hat.

### 3.2.1.2 Rechtliche Unsicherheit

§ 60 Absatz 4 Satz 2 2. HS. EEG 2014 ersetzt § 37 Absatz 5 Satz 2 2. HS EEG 2012 mit der Änderung, dass der Eintritt der Fälligkeit anstelle des 1. August auf den 1. Januar des Folgejahres fingiert wird. In Verbindung mit der Pflicht zur bilanzkreisscharfen Meldung wurde hierdurch erstmals die Anwendung der Versäumniszinsberechnung für den Fall von Abweichungen zwischen den unterjährigen Prognosemeldungen und der Jahresendabrechnung 2014 möglich. Die Regelungen wurden als notwendig erachtet, weil vereinzelte Stromvertriebe keine oder deutlich zu niedrig prognostizierte Letztverbrauchsabsätze an die Übertragungsnetzbetreiber gemeldet hatten. Zur Begründung führte der Gesetzgeber in der Gesetzesbegründung (vgl. BT-Druck, 17/8877 Seite 23 f.) aus

*„Weiterhin wird in § 37 ein neuer Absatz 5 angefügt. Hierdurch wird klargestellt, dass verspätete Zahlungen der EEG-Umlage zu verzinsen sind. Hierdurch wird sichergestellt, dass*

*Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Letztverbraucher, die zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet sind, keinen monetären Vorteil aus der verspäteten Zahlung oder Nichtzahlung (und dadurch auch Wettbewerbsvorteile gegenüber anderen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, **die sich gesetzeskonform verhalten**) erlangen. ...*

*Da die Rechnungsstellung jedoch an die Strommeldung durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Letztverbraucherin oder den Letztverbraucher nach § 49 EEG anknüpft, stellt Satz 2 klar, dass die Fälligkeit bei unterlassener oder verspäteter Meldung zu dem Datum fingiert wird, zu dem der Übertragungsnetzbetreiber die Rechnung bei rechtzeitiger Meldung gestellt hätte; dieser Zeitpunkt ist nach § 48 Absatz 2 EEG der 31. Juli eines Jahres für das jeweilige Vorjahr. **Hierdurch wird sichergestellt, dass ein pflichtwidriger Verstoß gegen die Meldepflichten sanktioniert und nicht sogar belohnt wird, weil eine Rechnungsstellung durch den Übertragungsnetzbetreiber mangels Bezifferbarkeit der Strommengen zunächst nicht erfolgen kann.**“ (Hervorhebungen des Verf.)*

Die Verzinsungspflicht setzt mithin einen Verstoß gegen die Meldepflicht nach § 37 Absatz 5 EEG 2012 bzw. § 74 EEG 2014 voraus.

In beiden genannten Fallgruppen regelt § 60 Absatz 4 Satz 2 EEG aus Sicht der Stromvertriebe in nicht sachgerechter Weise, dass die Stromvertriebe keine Zinsen erhalten, wenn sie ihren Letztverbraucherabsatz zu hoch prognostiziert bzw. gemeldet haben und in der Folge zu hohe EEG-Umlageabschläge oder ursprünglich zu hoch endabgerechnete Beträge auf die EEG-Umlage gezahlt haben. Auf der anderen Seite soll diese Regelung keinen Anreiz für Stromvertriebe bieten, eine zu niedrige Prognose ihres Letztverbraucherabsatzes zu melden und damit zu geringe Abschläge der EEG-Umlage an die ÜNB zu zahlen. Gegen eine Guthabenverzinsung spricht das Argument, dass kein Anreiz geschaffen werden soll, die Prognose zu hoch anzusetzen.

**Rechtlich ungeklärt und in der Praxis umstritten ist die Frage, welche Voraussetzungen für die Zinspflicht gemäß § 60 Absatz 4 Satz 2 EEG 2014 vorliegen müssen, insbesondere, ob das Elektrizitätsversorgungsunternehmen den Verstoß gegen die Meldepflicht, also eine nicht vollständige oder verspätete Meldung, verschuldet haben muss.**

In der Branche werden folgende Auffassungen zu den **Prognoseabweichungen** vertreten: Nach einer Ansicht liegt eine „nicht“ oder „nicht rechtzeitige“ Meldung nur vor, wenn die gemeldeten Mengen offensichtlich falsch oder grob unrichtig sind und damit auch ein Verschulden für die unkorrekte Meldung angenommen werden kann. Nur dann sei eine Meldung „nicht“ erfolgt. Nach anderer Ansicht enthält § 74 EEG 2014 ein Verschuldenselement, da eine „unverzügliche“ Meldung voraussetzt, dass „ohne schuldhaftes Zögern“ gemeldet wurde (vgl. § 121 BGB). Nach dritter Auffassung sieht § 60 Absatz 4 EEG 2014 eine gesetzlich angeordnete Verzinsungspflicht vor, die keine Verschuldenselemente berücksichtigt.

Auch die **Zinspflicht bei Korrekturabrechnungen nach § 62 Absatz 2 EEG 2014** ist umstritten. Nach einer Auffassung regelt § 62 Absatz 2 EEG 2014 keine Ausnahme von § 74 EEG 2014, der den Termin für die Endabrechnung auf den 31. Mai des folgenden Kalenderjahres festsetzt. Daher habe der Stromvertrieb für „bei der jeweils nächsten Abrechnung“ gemeldete/endabgerechnete Korrekturmengen ab dem 01.01. des der Lieferung folgenden Jah-

res Zinsen zu zahlen. Die Stromvertriebe vertreten demgegenüber die Ansicht, dass Korrekturmengen, die der Stromvertrieb „bei der jeweils nächsten Abrechnung“ nach Kenntnis meldet/endabrechnet, nicht zu einer verspäteten Endabrechnung der Korrekturmengen durch den Stromvertrieb führen. Dies müsse insbesondere für solche Korrekturmeldungen gelten, die ohne Verschulden des Stromvertriebs notwendig sind.

### 3.2.2 Handlungsempfehlung

Benötigt wird eine Regelung, die auf der einen Seite

- das Abschlagssystem des EEG erhält, ohne die EVU zu zwingen, ihre Prognose zu hoch anzusetzen, nur um eine Zinsrechnung zu vermeiden,
- unnötige Kostenbelastungen auf Seiten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen vermeidet

und auf der anderen Seite

- Anreize für die Erstellung bestmöglicher Prognosen im Rahmen der Meldungen nach § 74 EEG 2014 setzt und
- den Wortlaut des § 60 Absatz 4 EEG 2014 anpasst, um die aufgezeigte Rechtsunsicherheit zu beseitigen. Nur systemwidriges Fehlverhalten soll pönalisiert werden.

Aus Sicht des BDEW kann eine solche Regelung durch die Aufnahme eines Verschuldenselementes in § 60 Absatz 4 EEG 2014 erreicht werden, kombiniert mit einer widerleglichen Vermutung, wann ein schuldhaftes Verhalten vorliegt.

#### Anpassung von § 60 Absatz 4 Satz 2 EEG 2014:

*„(4) ...Satz 1 ist entsprechend anzuwenden, wenn die Fälligkeit nicht eintreten konnte, weil das Elektrizitätsversorgungsunternehmen die von ihm gelieferten Strommengen schuldhaft entgegen § 74 nicht oder nicht rechtzeitig dem Übertragungsnetzbetreiber gemeldet hat; ausschließlich zum Zweck der Verzinsung ist in diesem Fall die Geldschuld für die Zahlung der EEG-Umlage auf die schuldhaft entgegen § 74 nicht oder nicht rechtzeitig gemeldete Strommenge eines Jahres spätestens am 1. Januar des Folgejahres als fällig zu betrachten, soweit diese Geldschuld 5 Prozent des nach der Jahresendabrechnung zu zahlenden Betrages übersteigt. Es wird widerleglich vermutet, dass das Elektrizitätsversorgungsunternehmen die von ihm gelieferten Strommengen schuldhaft entgegen § 74 nicht oder nicht rechtzeitig dem Übertragungsnetzbetreiber gemeldet hat, wenn die Geldschuld für die Zahlung der EEG-Umlage auf die schuldhaft entgegen § 74 nicht oder nicht rechtzeitig gemeldete Strommenge eines Jahres 5 Prozent des nach der Jahresendabrechnung zu zahlenden Betrages übersteigt.“*

#### Begründung:

Eine Zinszahlungspflicht sollte nur eintreten, wenn den Stromvertrieben ein Fehlverhalten vorgeworfen werden kann.

Um den Aufwand für die Feststellung des Vorliegens eines Verschuldens des Stromvertriebes für alle Beteiligten zu verringern, legt die widerlegliche Vermutung fest, dass kein Verschulden des Stromvertriebes vorliegt, wenn die gezahlten Beträge nach den jeweiligen Prognosen 5 Prozent des nach der Jahresendabrechnung zu zahlenden Betrags insgesamt nicht überschreiten. Hierbei ist auf den Zahlbetrag und nicht auf die Strommengen abzustellen, weil sich bei Abweichungen, die auf die Besondere Ausgleichsregelung zurückgehen, nur ein abweichender Geldbetrag, jedoch keine abweichenden Strommengen ergeben. Letztlich ist aber die Differenz der Geldschuld für die Liquidität des EEG-Kontos relevant, nicht die Strommengen an sich.

Weichen die nach § 74 EEG 2014 gemeldeten von den tatsächlichen Letztverbraucherabsätzen nur geringfügig voneinander ab und ergeben sich damit auch nur geringfügige Abweichung bei den zu leistenden Zahlungsbeträgen, kann missbräuchliches Verhalten in der Regel ausgeschlossen werden. In diesem Fall kann davon ausgegangen werden, dass der betreffende Stromvertrieb die bestmögliche Prognose erstellt hat. Wenn alle Stromvertriebe gleichermaßen vorgehen, kann davon ausgegangen werden, dass Mehr- bzw. Fehlbeträge sich auf dem EEG-Konto ausmitteln. Bei Abweichungen bis 5 Prozent sollen daher keine Zinsen anfallen, da zu vermuten ist, dass Abweichungen dieser Größenordnung nicht vom Stromvertrieb zu vertreten sind.

Kommt es hingegen zu Abweichungen ab 5 Prozent, liegt ein schwerwiegender Fehler in der Prognose nahe. Daher ist es gerechtfertigt, in diesem Fall eine widerlegliche Vermutung eines schuldhaften Verstoßes gegen die Meldepflichten nach § 74 EEG einzuführen. Der Stromvertrieb kann ggf. dem Übertragungsnetzbetreiber darlegen und nachweisen, dass er die 5 Prozent übersteigende Abweichung im Vergleich zum Jahresendbetrag nicht zu vertreten hat. Aus Sicht des BDEW ist die Verzinsung der Geldschuld für die Zahlung der EEG-Umlage auf die schuldhaft entgegen § 74 nicht oder nicht rechtzeitig gemeldete Strommenge eines Jahres, soweit diese Geldschuld 5 Prozent des nach der Jahresendabrechnung zu zahlenden Betrages übersteigt, in diesem Fall gerechtfertigt und auch im Hinblick auf die Anreizkompatibilität erforderlich.

Bei Abweichungen bis 5 Prozent trägt damit der Übertragungsnetzbetreiber die Beweislast, dass der Stromvertrieb schuldhaft entgegen § 74 EEG 2014 die an Letztverbraucher gelieferten Strommengen gemeldet hat. Ab 5 Prozent Abweichung muss dagegen der Stromvertrieb nachweisen, dass er die Zu-wenig-Meldungen und Abweichungen im Vergleich zum Jahresendbetrag nicht zu vertreten hat.

In der Praxis werden damit in aller Regel nur für Abweichungen ab 5 Prozent Zinsen in Höhe von 5 Prozent anfallen.

Dies gilt **sowohl für Prognoseabweichungen als auch für nachträgliche Korrekturen nach § 62 Absatz 2 EEG 2014**. Nur wenn ein schuldhaftes Verhalten des Stromvertriebs vorliegt, kommt eine Zinspflicht nach § 60 Absatz 4 EEG 2014 in Frage. Auch hier gilt die widerlegliche Vermutung.

### 3.3 Existenzsicherung von Wasserkraftanlagen

Seit Einführung des EEG ist es gelungen, die Erneuerbaren Energien in Deutschland bis zu einem Anteil an der Bruttostromerzeugung von über 30 Prozent auszubauen.

Die „große“ Wasserkraft ist aktuell die einzige regenerative Technologie, deren Bestandsanlagen mehrheitlich nicht gefördert werden. Die ursprüngliche Festlegung der Fördergrenze (keine Förderung) für Wasserkraftwerke mit mehr 5 MW Leistung war unter den ehemaligen Rahmenbedingungen (Strompreise, ökologische Anforderungen) sachgerecht, da diese Anlagen wirtschaftlich nicht gefährdet waren.

An der Strombörse werden Terminprodukte (Futures) für das Lieferjahr 2021 zu einem Preis von zeitweise 2 ct/kWh angeboten. Der Strompreisverfall von 1ct/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 (incl. 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. In der Folge liegen die Kosten vieler Wasserkraftwerke - trotz intensiver Maßnahmen der Unternehmen zur Kostensenkung - oberhalb der EEX-Terminmarktpreise für die nächsten 5 Jahre.

Bei Stromerzeugungskosten „großer“ Laufwasserkraftwerke (installierte Leistung > 5 MW) zwischen 2,5 ct/kWh bis 4 ct/kWh und einem Erlöspotenzial von zeitweise 2 ct/kWh für Base-Jahresprodukte ist der Fortbestand der Wasserkraft in Deutschland akut gefährdet.

Insbesondere die Qualität und Planbarkeit des Wasserkraftstroms mit mehr als 5.000 VBh/a<sup>14</sup> (zum Vergleich: PV 950 VBh/a, Wind an Land 2.200 VBh/a) sowie den mit Abstand geringsten Stromgestehungskosten aller Erneuerbaren 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 und tragen zur Netzstabilität bei.

Um den Fortbestand der bislang nicht über das EEG geförderten „großen“ Wasserkraftwerke sicherzustellen, ist deshalb eine vorübergehende finanzielle Unterstützung notwendig. Aus Sicht des BDEW sollten daher geeignete temporäre Maßnahmen zur Existenzsicherung der „großen“ Wasserkraftanlagen ergriffen werden.

Konkret schlägt der BDEW die Einführung eines Anspruchs auf gleitende Marktprämie mit nach Leistungsgrößen gestaffelten anzulegenden Werten (von kleiner/gleich 500 kW: 7,48

---

<sup>14</sup> VBh/a: Vollbenutzungsstunden pro Jahr

ct/kWh; bis mehr als 50 MW: 2,09 ct/kWh) vor. Sollte sich herausstellen, dass einer solchen Lösung unüberwindbare rechtliche Probleme, insbesondere im Hinblick auf das EU-Beihilferecht, entgegenstehen, könnte man über eine noch im Detail auszugestaltende Rückzahlungsverpflichtung für die Marktprämie nachdenken, wenn die Börsenstrompreise im weiteren Zeitverlauf wieder höhere Werte erreicht haben.

Durch eine solche Maßnahme wäre zum einen sichergestellt, dass große Wasserkraftanlagen kostendeckend weiter betrieben werden können. Zum anderen wäre die Kostenneutralität gewährleistet, da es sich bei der Maßnahme lediglich um eine Überbrückung der aktuellen Niedrigpreisphase handelt.

Der vorübergehende Einfluss auf die EEG-Umlage wäre zudem zu vernachlässigen. So bedeuten entsprechende existenzsichernde Maßnahmen (z. B. über das EEG) beispielsweise mit einer Förderung in Höhe von durchschnittlich ca. 1 ct/kWh (je nach Anlagengröße: kleine Kraftwerke über 5 MW mehr, größere weniger) jährlich in Summe eine Förderung von etwa 190 Mio. Euro. Dies entspricht ca. 0,8 Prozent der heutigen EEG-Förderung (24,1 Mrd. Euro) und bedeutet daraus resultierend eine Erhöhung der EEG-Umlage um ca. 0,05 ct/kWh. Bei steigendem Marktpreisniveau zu einem späteren Zeitpunkt käme es zu einer Absenkung der EEG-Umlage durch die dann erfolgende Rückzahlung.

Ein zu erwartender bzw. möglicher Marktaustritt von „großen“ Wasserkraftanlagen würde hingegen einen stärkeren Effekt auf den Strompreis haben. Die zur Erreichung der Erneuerbare-Energie-Ziele fehlende Produktion müsste in einem solchen Szenario durch zusätzliche Anlagen wie Windenergie- oder PV-Anlagen bereit gestellt werden, deren Förderniveau, trotz deutlicher Kostendegression in den vergangenen Jahren, im Vergleich zur Wasserkraft immer noch mindestens doppelt so hoch ist.

Ferner müssten die durch Wasserkraftanlagen kostenlos bereit gestellten Infrastrukturdienstleistungen (s. o.) im Falle des Marktaustritts dieser Anlagen anderweitig beschafft werden, was zu zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten führen würde. Begrenzte, existenzsichernde Maßnahmen seitens des Gesetzgebers wären auch aus diesem Gesichtspunkt die volkswirtschaftlich vorteilhaftere Lösung.

Der BDEW schlägt daher die Einfügung des folgenden, neuen § 40a vor:

**„§ 40a Große Bestands-Wasserkraftanlagen**

*Unbeschadet des Satzes 3 besteht für Strom aus Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 Megawatt, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, ein Anspruch nach § 19 Absatz 1 Nummer 1. Der anzulegende Wert beträgt*

- 1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 7,48 Cent pro Kilowattstunde,*
- 2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 2 Megawatt 4,93 Cent pro Kilowattstunde,*
- 3. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 3,77 Cent pro Kilowattstunde,*

4. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 10 Megawatt 3,31 Cent pro Kilowattstunde,
5. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 Megawatt 3,19 Cent pro Kilowattstunde,
6. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 50 Megawatt 2,56 Cent pro Kilowattstunde
7. ab einer Bemessungsleistung von mehr als 50 Megawatt 2,09 Cent pro Kilowattstunde.

*Erfüllt die Anlage teilweise die Voraussetzungen von § 40 Absatz 2, ist § 40 Absatz 2 insoweit auf die Anlage anzuwenden; der anzulegende Wert nach § 40 Absatz 1 Nummer 7 beträgt insoweit 3,5 Cent pro Kilowattstunde; § 40 Absatz 3 ist auf die Anlage dann nicht anzuwenden. Die Sätze 1 und 2 sind anzuwenden für Strom, für den ab dem 1. Januar 2017 und vor dem 1. Januar 2022 ein Anspruch nach § 19 Absatz 1 entstanden ist. Die Sätze 1 bis 3 sind nicht anwendbar, wenn der Betreiber der Anlage für diese Anlage bereits eine Förderung aufgrund einer Erneuerung, Modernisierung oder Ertüchtigung nach § 100 in Anspruch nimmt, die vor dem 1. Januar 2017 beendet worden ist.“*

**Begründung:**

Die Regelung trägt dem Umstand Rechnung, dass Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 5 MW und Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2009 bislang nicht nach dem EEG gefördert worden sind, wenn sie nicht nach einer Regelung des EEG 2009, 2012 oder 2014 modernisiert, erneuert oder ertüchtigt worden sind. In diesen Fällen soll auf den eingespeisten Strom eine gleitende Marktprämie auf Basis eines von der Bemessungsleistung der Anlage abhängigen anzulegenden Wertes anwendbar sein.

Gleichzeitig soll die Vermarktungsform der Anlage auf die Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 i.V. mit § 20 des Gesetzentwurfs beschränkt sein.

Die Förderung einer Modernisierung oder Ertüchtigung einer Generator-Turbine-Kombination nach § 40 Absatz 2 des Gesetzentwurfs schließt die Förderung derselben Generator-Turbine-Kombination nach § 40a des Gesetzentwurfs zwar aus. Doch ist Förderung einer anderen, nicht ertüchtigten Generator-Turbine-Kombination innerhalb derselben Gesamtanlage nach § 40a des Gesetzentwurfs möglich.

§ 40 Absatz 2 EEG 2014 soll dann für diese Anlagen insoweit mit der Maßgabe gelten, dass der im Übrigen anzuwendende anzulegende Wert nach § 40 Absatz 1 Nummer 7 EEG 2014 nicht 3,48 sondern 3,5 Cent pro Kilowattstunde beträgt. Die Förderkappung nach § 40 Absatz 3 EEG 2014 bei einer Ertüchtigung nach § 40 Absatz 2 EEG 2014 soll dann nicht anwendbar sein. Die Förderregelung soll nur auf den Strom, der seit Inkrafttreten bis einschl. des 31. Dezembers 2021 eingespeist worden ist, anwendbar sein.

Der letzte Satz der Regelung stellt klar, dass sie insoweit nicht anwendbar ist, wie der Anlagenbetreiber für die Anlage bereits eine Förderung nach der Vorgängerfassung des EEG 2016 aufgrund einer Erneuerung, Modernisierung oder Ertüchtigung nach den dortigen Rege-

lungen in Anspruch nimmt und die Modernisierung etc. vor dem 1. Januar 2017 abgeschlossen worden ist.

### **3.4 Streichung des Selbstbehalts bei Einspeisemanagementmaßnahmen**

Die Härtefallregelung des § 15 EEG 2014 sieht vor, dass Anlagenbetreibern ein Entschädigungsanspruch in Höhe von 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zzgl. der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zusteht. Soweit die entgangenen Einnahmen in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres übersteigen (Selbstbehalt), sind alle entgangenen Einnahmen, die 1 Prozent der Jahreseinnahmen übersteigen, nicht zu 95 Prozent, sondern zu 100 Prozent dem betroffenen Betreiber zu entschädigen.

In der Praxis führt diese Regelung zu erhöhtem Abwicklungsaufwand. Dies wäre gerechtfertigt, wenn vom Selbstbehalt eine Steuerungswirkung ausgehen würde. Dies wäre jedoch nur der Fall, wenn der Netzengpass erst durch neue Erzeugungsanlagen hervorgerufen wird und dann gezielt diese Erzeugungsanlagen als Verursacher des Netzengpasses geregelt würden. Dies ist jedoch durch die gegebene Regelung nicht gewährleistet, da Netzengpässe auch noch Jahre nach Inbetriebnahme einer Erzeugungsanlage aufgrund anderer Umstände auftreten können. Der Anlagenbetreiber kann folglich kaum Einfluss darauf nehmen, ob ihn die Selbstbehaltsregelung trifft.

Hinzu kommt, dass Anlagenbetreiber im Zuge der Einführung von Ausschreibungen ohnehin das Selbstbehaltsrisiko bei Einspeisemanagementmaßnahmen einpreisen müssten. Das Selbstbehaltsrisiko wird dann über die EEG-Vergütung bezahlt - unabhängig davon, ob es sich während des Betriebs der Anlage realisiert.

Angesichts des fehlenden energiewirtschaftlichen Mehrwerts und des hohen administrativen Aufwands wird die vollständige Streichung des Selbstbehalts bei Einspeisemanagementmaßnahmen empfohlen. Zur Optimierung der Systemkosten wird stattdessen auf das Konzept zur Spitzenkappung<sup>15</sup> und auf das Kapitel 4.4 „Erweiterung der Regelungen zur Netzengpassbewirtschaftung“ verwiesen.

### **3.5 Streichung der Sanktionen bei Verletzung des Bilanzkreisausschließlichkeitsprinzips im Marktprämienmodell**

Das EEG verpflichtet Direktvermarkter im Marktprämienmodell, einen Bilanzkreis zu führen, der ausschließlich mit Strom aus EEG-förderfähigen Erzeugungsanlagen im Marktprämienmodell gespeist wird. Die Sortenreinheit des Marktprämien-Bilanzkreises dient den Übertragungsnetzbetreibern bei der Validierung der Abrechnung der Marktprämienzahlungen mit den Verteilnetzbetreibern. Insofern ist das Bilanzkreisausschließlichkeitsprinzip als Ordnungsvorschrift sachgerecht.

---

<sup>15</sup> BDEW-Positionspapier „Spitzenkappung“ vom 16. Juni 2015

Problematisch sind jedoch die Sanktionen bei Verletzung des Bilanzkreisausschließlichkeitsprinzips. Direktvermarkter sind aufgrund des Bilanzkreisausschließlichkeitsprinzips im Marktprämienmodell einem erhöhten Risiko ausgesetzt. Denn bereits bei einer fehlerhaften Meldung einer einzelnen Anlage verliert der gesamte Strom in dem Bilanzkreis seinen Anspruch auf die Marktprämie. Dies betrifft etwa Konstellationen, in denen zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber Streit darüber besteht, ob die Anlage überhaupt nach dem EEG förderfähig ist. Werden die Strommengen im Marktprämienbilanzkreis bilanziert, droht eine „Verunreinigung“ des gesamten Marktprämienstroms, der im betreffenden Bilanzkreis geführt wird – auch der von anderen Anlagenbetreibern. Überführt der Direktvermarkter die Strommengen dagegen sicherheitshalber in einen anderen Bilanzkreis, fehlt eine Voraussetzung für die Auszahlung der Marktprämie.

Diese Sanktion ist unverhältnismäßig. Der Direktvermarkter hat kein Interesse an einer Zuordnung falscher Anlagen in seinem Bilanzkreis, weil weder der Direktvermarkter noch der Anlagenbetreiber dadurch eine Förderung erschleichen können. Der Anspruch auf Marktprämie entsteht nämlich nicht aufgrund der Zuordnung zum Bilanzkreis des Direktvermarkters, sondern aufgrund der Eigenschaften der Erzeugungsanlage (Jahr der Inbetriebnahme, Erzeugungsart etc.). Sofern bei der Zuordnung der Anlage in die Bilanzkreise ein Fehler entsteht, hätte dies also weder Auswirkungen auf die Einnahmen der Direktvermarkter, noch der Anlagenbetreiber. Eine Sanktion ist daher nicht erforderlich und erhöht lediglich die Risiken im Rahmen der Direktvermarktung, ohne einen systemischen Nutzen zu generieren.

Ein solcher Zuordnungsfehler würde im Übrigen zu einer Bilanzkreisabweichung führen und in der Folge auffallen. Einer Korrektur steht dann nichts im Wege.

Zwar führt die Begründung zum Gesetzentwurf aus, dass die Bilanzierung „nicht sortenreiner Strommengen“ dann nicht zu einem Verstoß führen solle, wenn es sich um zu vernachlässigende Mengen, etwa im Promille-Bereich handelt.<sup>16</sup> Dieser Verhältnismäßigkeitsgedanke sollte sich dann aber auch im Gesetz selbst finden, weil er einen anderen Anknüpfungspunkt hat als das „Vertreten“ des Anlagenbetreibers.

Vor diesem Hintergrund wird die Streichung der Sanktionen bei Verstoß gegen das Bilanzkreisausschließlichkeitsprinzip im Marktprämienmodell empfohlen. Die sortenreine Bilanzierung sollte lediglich als Ordnungsvorschrift ausgestaltet werden, nicht als Voraussetzung für den Erhalt der Marktprämie. Anzuregen wäre in diesem Zusammenhang, den Verstoß gegen die Bilanzierungsvorschrift mit einem Bußgeld nach § 86 EEG 2016 zu bewehren.

Vorschlag:

**§ 20 Absatz 1 Nummer 4 EEG-RegE wird gestrichen. Nach § 20 Absatz 4 wird ein weiterer Absatz eingefügt:**

„(5) Marktprämienstrom ist in einem Bilanzkreis oder Unterbilanzkreis zu bilanzieren, in dem ausschließlich folgender Strom bilanziert wird:

---

<sup>16</sup> Satz 158 f.

a) Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, der in der Veräußerungsform des § 22b Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 direkt vermarktet wird, oder

b) Strom, der nicht unter Buchstabe a fällt und dessen Einstellung in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist.“

Zudem sollte zumindest für die Vergangenheit eine rückwirkende Klarstellung ab Geltung des sortenreinen Bilanzierungsprinzips aufgenommen werden, dass der Vorschrift des § 20 Absatz 1 Nummer 4 EEG-RegE 2016 und ihren Vorgängern ein Verhältnismäßigkeitsgrundsatz zu Grunde liegt. Hierzu wäre dann auch eine entsprechende Änderung der Übergangsvorschriften erforderlich.

### **3.6 Klarstellung der Sanktionsfrist für verspätete Meldungen bei verringerter EEG-Umlage – Anpassung des § 9 Absatz 2 AusglMechV**

Aus Gründen der Rechtssicherheit und um gerichtliche Auseinandersetzungen zu vermeiden, sollte gesetzlich klargestellt werden, dass die Sanktionsfrist in § 61 Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 EEG für verspätete Strommengenmeldungen des Eigenversorgers der 28. Februar des Folgejahres ist.

BDEW und BNetzA sehen unterschiedliche Zeitpunkte für die Sanktionsfrist in § 61 Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 EEG 2014 als maßgeblich an. Während nach Auffassung der BNetzA aufgrund des Wortlauts in § 61 Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 EEG 2014 der 31. Mai relevant ist,<sup>17</sup> sieht der BDEW aufgrund der Anpassungen in der Ausgleichsmechanismusverordnung den 28. Februar als maßgebliche Sanktionsfrist. Sämtliche Meldefristen für Eigenversorger wurden durch die AusglMechV auf den 28. Februar vorverlegt, um eine gemeinsame Meldung mit den förderseitig relevanten Daten zu ermöglichen. Zudem müssen Netzbetreiber ihrerseits bis zum 31. Mai die förder- und EEG-Umlage-relevanten Daten an die Übertragungsnetzbetreiber melden (vgl. § 72 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2014). Wäre der 31. Mai die einschlägige Sanktionsfrist, wären folglich jährliche Nachtragstestierungen durch die Netzbetreiber notwendig.

Da im EEG-RegE ohnehin eine Anpassung des § 9 Absatz 2 AusglMechV vorgesehen ist, der die Vorlage der Daten für die Endabrechnungsfrist für alle Letztverbraucher an die Übertragungsnetzbetreiber einheitlich zum 31. Mai vorsieht, könnte in diesem Zusammenhang auch die Bezugnahme auf den 28. Februar in § 61 EEG 2014 gestrichen werden:

Vorschlag:

#### **§ 61 Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 EEG 2014 wird wie folgt geändert:**

*„2. der Eigenversorger seine Meldepflicht nach § 74 bis zum 31. Mai des Folgejahres nicht erfüllt hat.“*

---

<sup>17</sup> Konsultationsfassung des Leitfadens zur Eigenversorgung vom 16. Oktober 2015, Satz 39.

Da § 9 Absatz 2 AusglMechV die Frist nach § 74 EEG anpasst, kann die explizite Nennung einer Frist in § 61 EEG 2014 entfallen. Auf diese Weise entsteht ein Gleichlauf zwischen Melde- und Sanktionsfrist.

### **3.7 Jahresabrechnung / Anpassung der Testatskette bzgl. Eigenverbrauch und Letztverbrauch**

Der Termin zur jährlichen Datenmeldung von Eigenversorgern und EVU gegenüber den ÜNB sollte entsprechend § 74 Satz 3 EEG-RegE immer der 31. Mai sein. § 9 Absatz 2 AusglMechV sollte dementsprechend nur für die Meldung gegenüber den Verteilnetzbetreibern gelten und nicht für die Meldung gegenüber den ÜNB.

### **3.8 Streichung von Importzöllen für PV-Module**

Der BDEW weist darauf hin, dass die Aufrechterhaltung der EU-Mindestimportpreise und Importzölle für Solarmodule einen unmittelbaren Einfluss auf die Förderkosten für die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen in Deutschland und in der gesamten EU hat. Im Bereich der PV-Freiflächenanlagen etwa, bei dem im vergangenen Jahr Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe eingeführt worden sind, sind die Modulpreise bei der Abgabe der Gebotshöhe ein relevanter Faktor. Mindestimportpreise und Importzölle können daher zu höheren Geboten und damit zu höheren Förderkosten führen, die von den Verbrauchern getragen werden müssen.

### **3.9 Regionale Grünstromkennzeichnung**

Der BDEW unterstützt grundsätzlich das Ziel, durch regionale Grünstromvermarktungsmodelle die Akzeptanz für die Energiewende vor Ort zu stärken. Daher hatte der BDEW im Rahmen der EEG-Novelle 2014 die Verordnungsermächtigung zur Etablierung einer Grünstromvermarktungsverordnung unterstützt und im Anschluss die Diskussion möglicher Modelle konstruktiv begleitet. Der vorliegende Gesetzesentwurf baut auf dem Eckpunktepapier zu regionalen Grünstromkennzeichnung auf und konkretisiert dessen Inhalte. Nichts desto trotz bestehen grundlegend Zweifel, ob mit einer Anpassung der Stromkennzeichnung und mit einer Ausweisung von regionalen Grünstromanteilen tatsächlich die Akzeptanz der Energiewende erhöht werden kann. Der vorliegende Gesetzesentwurf weist neben administrativen Zusatzkosten für die energiewirtschaftlichen Akteure eine erhöhte Komplexität auf, wodurch Transparenz, Erklärbarkeit und Nachvollziehbarkeit für den Endkunden leiden. Für Endkunden ist nur schwer nachvollziehbar, worin der Unterschied zwischen „Strom aus Erneuerbaren Energien, finanziert durch die EEG-Umlage“ gegenüber ausgewiesenen Erneuerbaren regionalen Stromanteilen besteht. Gemäß dem BMWi ist es das maßgebliche Ziel der regionalen Grünstromkennzeichnung, die Akzeptanz der Energiewende vor Ort zu erhöhen. Die Akzeptanz der Energiewende ist in der Regel jedoch nicht von der Ausweisung der Stromkennzeichnung, sondern von anderen Einflussparametern abhängig. Bereits mit der heutigen Stromkennzeichnung ist deren Nachvollziehbarkeit oftmals nur mit hohem Beratungsaufwand

möglich. Die bestehende Stromkennzeichnung ist sehr umfangreich und für den Endkunden nur schwer nachvollziehbar. Eine Überlegung wäre es daher, die Stromkennzeichnung eher zu vereinfachen, statt noch weiter zu spezifizieren. Zusätzlich zur aktuellen Stromkennzeichnung besteht bereits heute die Möglichkeit, die nachhaltige Produktion Erneuerbarer Energiemengen mit einem sogenannten Grünstromlabel nachzuweisen. Durch die Einführung einer „regionalen Grünstromkennzeichnung“ besteht eine mögliche Verwechslungsgefahr und Verwirrung des Endkunden.

Der BDEW weist darauf hin, dass bisher die konkreten textlichen und grafischen Vorgaben der Stromkennzeichnung gem. § 42 EnWG im Bezug zu den Regionalnachweisen fehlen. Eine Umsetzung der Ermächtigung aus § 92 Nummer 11 EEG ist spätestens bis zum Ende des 1. Halbjahres 2018 für die Stromkennzeichnung aus dem Lieferjahr 2017 erforderlich.

§ 79a Absatz 5, Satz 2 EEG-RegE sieht außerdem vor, dass Regionalnachweise nur entlang der vertraglichen Lieferkette des Stroms, für den sie ausgestellt worden sind, übertragen werden dürfen. Die genauen Bestimmungen zum Nachweis, dass die Übertragung von Regionalnachweisen nur entlang der vertraglichen Lieferkette erfolgt ist, soll gemäß § 5 Absatz 1 Nummer 8 der durch den Gesetzentwurf zu ändernden Herkunftsnachweisverordnung durch eine weitere Verordnung geregelt werden. Der BDEW weist darauf hin, dass alsbaldige Rechtssicherheit über die genaue Ausgestaltung des Nachweises notwendig ist, damit Stromvertriebe diese Vermarktungsoption nutzen können.

Es erscheint weiterhin fraglich, ob der zwingend entstehende bürokratische Aufwand bei den Unternehmen und beim Umweltbundesamt in einem angemessenen Verhältnis zum praktischen Nutzen steht. Aus Sicht des BDEW ist zudem nicht endgültig sichergestellt, dass der Vorschlag im Eckpunktepapier keinen negativen Einfluss auf den Wettbewerb im Strommarkt hat. Eine Einführung des Instruments erscheint daher wenig zielführend.

Grundsätzlich positiv gegenüber dem Eckpunktepapier ist, dass ausschließlich der Anteil „Erneuerbarer Energien, finanziert durch die EEG-Umlage“ als regionaler Grünstrom im Rahmen der Stromkennzeichnung ausgewiesen werden darf. Eine weitere Aufstückelung, auch auf die „sonstigen Erneuerbaren Energien“, würde eine Nachvollziehbarkeit für den Endkunden weiter erschweren. Auch ist positiv hervorzuheben, dass der Gesetzgeber eine zentrale Stelle, das Umweltbundesamt, für die Registerführung und als Prüforganisation vorsieht. Der administrative und finanzielle Aufwand bleibt aber auch mit der vorgesehenen gesetzgeberischen Ausgestaltung bestehen. Es gilt zwingend sicherzustellen, dass die entstehenden Kosten für die regionale Grünstromkennzeichnung getrennt von dem herkömmlichen Herkunftsnachweissystem für „sonstige Erneuerbare Energien“ geführt werden und nur denjenigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Rechnung gestellt werden, welche an der regionalen Grünstromkennzeichnung partizipieren.

Fraglich ist, warum der Gesetzgeber im Unterschied zur bestehenden Systematik der Herkunftsnachweise bei der regionalen Grünstromkennzeichnung nicht auf die Einheit Megawattstunde, sondern auf die jeweils erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte Strommenge in Höhe von einer Kilowattstunde abstellt. In Sachen Handhabbarkeit und Praktikabilität, auch für das Umweltbundesamt, bietet sich als Mengeneinheit eine Megawattstunde an, wie sie auch die europäische Richtlinie für klassische Herkunftsnachweise vorsieht.

Außerdem weist der BDEW darauf hin, dass durch die Ausweisung der regionalen Eigenschaft eine Benachteiligung von überregionalen Elektrizitätsversorgern entstehen kann. Überregionale Anbieter, welche eine regionale Kennzeichnung umsetzen möchten, müssten aufgrund der Vorgaben der PLZ-scharfen Ausweisung eine Vielzahl von Stromkennzeichen mit jeweils unterschiedlichen Eigenschaften ausweisen. Ein bundesweiter Anbieter müsste dann bis zu ca. 8.200 unterschiedliche Stromkennzeichnungen je nach Postleitzahlgebiet ermitteln und gegenüber den Endkunden entsprechend ausweisen. Dies bedeutet einen nicht vernachlässigbaren Vorteil für einzelne regionale Anbieter.

Im Eckpunktepapier hat das BMWi beschrieben, dass mit dem vorgelegten Gesetzesentwurf kein neues Vermarktungssystem geschaffen werden soll. Im Gegensatz dazu sieht jedoch das BMWi bei der Nutzung der Regionalnachweise einen Abschlag bei der Marktprämie vor, welcher bis zu 0,1 ct/kWh betragen kann. Aus Sicht des BDEW ist umstritten, ob durch den vorgesehenen Abschlag und die Anrechenbarkeit bei der Ermittlung der EEG-Umlage nicht doch ein geändertes Vermarktungssystem geschaffen wird.

Abschließend gilt es bei der Ausgestaltung der vorgesehenen Verordnungsermächtigung gem. § 92 Nummer 6 EEG eine Anpassung der Stromkennzeichnung grundsätzlich zu prüfen. Dies betrifft insbesondere die „140 %-Problematik“ im Bezug zur Ausweisung und Einkauf von Grünstrommengen.

Für die Handhabbarkeit der Abwicklung müssen nachstehende Meldepflichten eindeutig verankert werden:

- Entsprechende (ex-ante) Meldepflichten des Anlagenbetreibers bzw. des EVU an die VNB/ÜNB sind für die korrekte Abrechnung zwingend erforderlich.
- Ebenso sollten die VNB/ÜNB einen entsprechenden Zugriff auf das Nachweisregister des UBA erhalten, damit eine Plausibilisierung erfolgen kann. Ansonsten entsteht Missbrauchsgefahr (AB/DV/EVU nutzen Regionalnachweise ohne dem VNB/ÜNB zu melden und erhalten dadurch unberechtigt 0,1ct/kWh (Fall a) bzw. unterschlagen diese (Fall b)).
- Zur Vermeidung von Missbrauch: Ohne entsprechende ex-ante Meldung sollte die Rückerstattung der bei Fall a) vom EVU ggf. zu wenig bezahlten EEG-Umlage (0,1 ct/kWh) bzw. bei Fall b) vom Anlagenbetreiber ggf. zu viel vereinnahmter Marktprämie (0,1 ct/kWh) an das EEG-System verzinst erfolgen.
- Für eine korrekte EEG-Umlageprognose wäre eine Meldung der EVU bzgl. der Nutzung der Regionalnachweise im Folgejahr bis zum 31.08. des Vorjahres sinnvoll.

### **3.10 Weitere Juristische Empfehlungen**

#### **3.10.1 § 8 Absatz 2: Klarstellung zum Wahlrecht des Anlagenbetreibers**

Bereits zum EEG 2014 hatte der BDEW zum Wahlrecht des Anlagenbetreibers eines anderen Netzverknüpfungspunkts darauf hingewiesen, dass im Interesse der Rechtssicherheit definiert werden müsste, wann die dem Netzbetreiber durch die Wahl entstehenden Mehrkosten „nicht unerheblich“ sind. In einem der Referentenentwürfe zum EEG 2014 wurde noch ausdrücklich eine 10 Prozent-Grenze sowohl im Gesetzestext als auch in der Begründung

genannt. Derzeit dürfte sich in der Rechtsprechung eine 25 Prozent-Grenze herausbilden.<sup>18</sup> Aus Sicht des BDEW ist diese um mehr als die Hälfte der ursprünglich als zulässig erachteten Mehrkosten übersteigende Grenze nicht sachgerecht und eine gesetzgeberische Klarstellung notwendig. Da nach dem Regierungsentwurf das Abweichungsverbot des § 7 Absatz 2 EEG 2014 entfallen soll, könnte die Unerheblichkeit der Mehrkosten für den Netzbetreiber auch durch Übernahme von anteiligen Kosten durch den Anlagenbetreiber auf vertraglicher Basis hergestellt werden.

Vorschlag:

**§ 8 Absatz 2 EEG 2014 wird wie folgt geändert:**

*„Anlagenbetreiber dürfen einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes wählen, es sei denn, die daraus resultierenden Mehrkosten des Netzbetreibers sind nicht unerheblich. Unerheblich sind Mehrkosten des Netzbetreibers, die bis zu 10 Prozent über den Netzausbaukosten am gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt liegen.“*

**3.10.2 § 50b und Anlage 3: keine negativen Werte für Flexibilitätsprämie**

Zur Flexibilitätsprämie regt der BDEW eine Klarstellung in Anlage 3 an, dass bei negativen Werten die Flexibilitätsprämie mit null festgesetzt wird. In Einzelfällen kann es bei der Berechnung der Flexibilitätsprämie zu negativen Werten kommen. In der Praxis ist umstritten, ob dann von einem Auszahlungsanspruch gegenüber dem Anlagenbetreiber bzw. einer Verrechnungsmöglichkeit mit Förderansprüchen auszugehen ist. Sind die Voraussetzungen der Flexibilitätsprämie nicht erfüllt bzw. ergibt die Berechnung einen negativen Wert, hat der Anlagenbetreiber keinen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie. Eine Sanktionierung dafür ist aber vom Sinn und Zweck der Vorschrift her nicht gerechtfertigt und müsste ausdrücklich geregelt werden. Der BDEW sieht hier im Sinne der Rechtsklarheit Klarstellungsbedarf entsprechend der Regelung zur Marktprämie (Anlage 1 unter 1.2) bzw. § 23 Absatz 3 Einleitungssatz EEG-RegE, der nicht den Anspruch auf Flexibilitätsprämie umfasst.

Vorschlag:

**Anlage 3 unter II. 2.1 wird um folgenden Satz ergänzt:**

*„(...) Ergibt sich bei der Berechnung ein Wert kleiner null, wird abweichend von Satz 1 der Wert FP mit null festgesetzt.“*

### **3.10.3 Anlage 1: redaktionelle Anmerkungen**

Ziffer 1 der **Anlage 1** zum EEG 2016 müsste noch an den neuen Entwurf angepasst werden. Zum einen stimmen die Paragraphennennungen nicht mehr, zum anderen müsste berücksichtigt werden, dass der anzulegende Wert größtenteils durch Ausschreibungen festgelegt werden wird.

**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