

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“

Berlin, 28. April 2016

Gliederung

| | |
|--|-----------|
| GLIEDERUNG | 2 |
| 1 EINLEITUNG UND ZUSAMMENFASSUNG | 9 |
| 2 ZUM AUSSCHREIBUNGSDESIGN | 12 |
| 2.1 Windenergie an Land | 12 |
| 2.2 Windenergie auf See | 28 |
| 2.3 Solaranlagen | 28 |
| 2.4 Biomasse | 29 |
| 2.5 Wasserkraft | 34 |
| 2.6 Grubengas | 36 |
| 2.7 Geothermie | 37 |
| 2.8 Prototypenregelung / Wind an Land und Wind auf See | 37 |
| 2.9 Akteursvielfalt | 38 |
| 2.10 Preisregel | 43 |
| 2.11 Ausschluss des Selbstverbrauchs bei Ausschreibungen | 44 |
| 3 HINWEISE ZUM REFERENTENENTWURF | 45 |
| 3.1 Energiespeicher | 45 |
| 3.2 Umgang mit negativen Marktpreisen (§ 51 EEG-RefE) / Datenverfügbarkeit | 49 |
| 3.3 Existenzsicherung von Wasserkraftanlagen | 51 |
| 3.4 Haftung des Bilanzkreisverantwortlichen (§ 60 EEG-RefE) | 53 |
| 3.5 Vereinfachung der „Besonderen Ausgleichsregelung“ (§ 60a EEG-RefE) | 54 |
| 3.6 Keine Parallelförderung nach EEG und StromStG | 55 |
| 3.7 Marktorientierte Steuerung über ein intelligentes Messsystem | 57 |
| 3.8 § 40 Absatz 2: Nachweis bei Ertüchtigung von Wasserkraftanlagen | 57 |

| | | |
|-------------|---|-----------|
| 3.9 | Weitere juristische Anmerkungen zur EEG-Novelle..... | 59 |
| 4 | ZUSÄTZLICHE EMPFEHLUNGEN FÜR DIE EEG-NOVELLE 2016..... | 79 |
| 4.1 | Marktwertberechnung im Rahmen des Marktprämienmodells | 79 |
| 4.2 | Zinslast bei Fehlmeldung gemäß § 74 EEG 2014 | 82 |
| 4.3 | Streichung des Selbstbehalts bei Einspeisemanagementmaßnahmen | 86 |
| 4.4 | Erweiterung der Regelungen zur Netzengpassbewirtschaftung | 87 |
| 4.5 | Streichung der Sanktionen bei Verletzung des Bilanzkreisausschließlichkeits- prinzips im Marktprämienmodell..... | 88 |
| 4.6 | Klarstellung der Sanktionsfrist für verspätete Meldungen bei verringerter EEG-Umlage | 90 |
| 4.7 | EEG-Jahresausgleich zwischen ÜNB und VNB | 90 |
| 4.8 | Jahresabrechnung / Anpassung der Testatskette bzgl. Eigenverbrauch und Letztverbrauch | 91 |
| 4.9 | Anpassung der AusglMechV | 91 |
| 4.10 | Streichung von Importzöllen für PV-Module..... | 91 |
| 4.11 | Regionale Grünstromkennzeichnung | 92 |
| 4.12 | Weitere Juristische Empfehlungen | 97 |

| | |
|---|-----------|
| GLIEDERUNG | 2 |
| 1 EINLEITUNG UND ZUSAMMENFASSUNG | 9 |
| 2 ZUM AUSSCHREIBUNGSDESIGN | 12 |
| 2.1 Windenergie an Land | 12 |
| 2.1.1 Windenergieformel | 12 |
| 2.1.1.1 Wird der Zielkorridor bereits überschritten? | 12 |
| 2.1.1.2 Bewertung der „Windenergieformel“ | 14 |
| 2.1.1.3 Vorschlag zur Weiterentwicklung der „Windenergieformel“ zu einer „Ausbauformel“ | 15 |
| 2.1.1.4 Steuerung des Zubaus von PV-Dachanlagen | 16 |
| 2.1.1.5 Welche Ziele erreicht die Ausbauformel? | 17 |
| 2.1.1.6 Modellrechnung bei gegebenen Parametern | 17 |
| 2.1.1.7 Ergebnisse der Modellrechnung bis 2026 | 18 |
| 2.1.1.8 Volkswirtschaftliche Auswirkungen der Einbeziehung der Photovoltaik-Dachanlagen in die Ausbauformel: Kosteneffizienz und Verteilungseffekte | 20 |
| 2.1.1.9 Projektierungshorizonte berücksichtigen | 22 |
| 2.1.2 Referenzertragsmodell Wind an Land | 22 |
| 2.1.2.1 Ertragreiche Standorte vs. Netzausbau | 23 |
| 2.1.2.2 Akzeptanz | 23 |
| 2.1.2.3 Bedeutung der regionalen Verteilung für die Vermeidung von Netzengpässen | 23 |
| 2.1.2.4 Das Referenzertragsmodell im Zusammenhang mit Ausschreibungen | 24 |
| 2.1.2.5 Fazit und Empfehlungen | 24 |
| 2.1.3 Berechnung des Referenzertrags (Anlage 3 EEG-RefE) | 25 |
| 2.1.4 § 36g EEG-RefE - Berechnung des anzulegenden Werts für Windenergieanlagen an Land | 25 |
| 2.1.5 Höchstpreis Wind an Land | 27 |
| 2.1.6 Dauer des Zahlungsanspruchs für Windenergieanlagen im Fall von Klagen (§ 36h EEG-RefE) | 27 |
| 2.1.7 Genehmigungsfrist bei Gebotsabgabe (§ 36g EEG-RefE) | 27 |
| 2.1.8 Ausschluss von Geboten (§ 33 Absatz 2 EEG-RefE) | 28 |
| 2.1.9 Anspruchsvoraussetzung für Übergangsregelung (§ 22 Absatz 2 EEG-RefE) | 28 |
| 2.2 Windenergie auf See | 28 |
| 2.3 Solaranlagen | 28 |
| 2.3.1 „52 GW-Deckel“ | 28 |
| 2.3.2 „1 MW – Freigrenze“ | 29 |
| 2.3.3 Förderbeginn für Solaranlagen in der Ausschreibung | 29 |
| 2.4 Biomasse | 29 |
| 2.4.1 Ausschreibungsmenge: | 31 |
| 2.4.2 Technische Anforderungen | 31 |
| 2.4.3 Höchstpreis | 32 |

| | | |
|-------------|---|-----------|
| 2.4.4 | Zeitnahe Entscheidung für Ausschreibungen erforderlich | 32 |
| 2.4.5 | Bündelung und Aufteilung von Stilllegungsnachweisen | 32 |
| 2.4.6 | Vorschlag für ein Auktionsdesign für Biogasanlagen | 33 |
| 2.4.6.1 | Präqualifikationsanforderungen | 33 |
| 2.4.6.2 | Realisierungszeiträume | 33 |
| 2.4.6.3 | Technologien, Einsatzstoffe und Größenklassen | 33 |
| 2.4.7 | Strom aus Altholz und Schwarzlaube | 34 |
| 2.5 | Wasserkraft | 34 |
| 2.5.1 | Sicherstellung der Ernsthaftigkeit der Gebote | 35 |
| 2.5.2 | Realisierungsfrist (nach Zuschlag) | 35 |
| 2.5.3 | Höhe der Kautions bei Zuschlagserteilung | 35 |
| 2.5.4 | Ausschreibungsverfahren (Ausschreibungsfrequenz/-volumen) | 35 |
| 2.5.5 | Zubaukorridor für die Wasserkraft (MW /Jahr) | 36 |
| 2.5.6 | Akteursvielfalt | 36 |
| 2.6 | Grubengas | 36 |
| 2.7 | Geothermie | 37 |
| 2.8 | Prototypenregelung / Wind an Land und Wind auf See | 37 |
| 2.9 | Akteursvielfalt | 38 |
| 2.9.1 | Privilegierte Bürgerenergiegesellschaften | 38 |
| 2.9.1.1 | Kreis der Begünstigten | 38 |
| 2.9.1.2 | Wirkung der Privilegierung | 39 |
| 2.9.1.3 | Empfehlung zur Anpassung der Regelung | 41 |
| 2.9.2 | Freigrenzen | 42 |
| 2.10 | Preisregel | 43 |
| 2.11 | Ausschluss des Selbstverbrauchs bei Ausschreibungen | 44 |
| 3 | HINWEISE ZUM REFERENTENENTWURF | 45 |
| 3.1 | Energiespeicher | 45 |
| 3.1.1 | Regelung zu Stromspeichern allgemein | 46 |
| 3.1.2 | Regelung zu Speichergas | 46 |
| 3.1.3 | Vorschlag zur Definition des Begriffes „Energiespeicher“ | 47 |
| 3.1.4 | Vorschlag zur Vermeidung von Doppelbelastungen | 48 |
| 3.1.4.1 | Vermeidung einer Doppelbelastung bei den Stromnetzentgelten | 48 |
| 3.1.4.2 | Vermeidung einer Doppelbelastung bei der EEG-Umlage | 48 |
| 3.2 | Umgang mit negativen Marktpreisen (§ 51 EEG-RefE) / Datenverfügbarkeit | 49 |
| 3.3 | Existenzsicherung von Wasserkraftanlagen | 51 |

| | | |
|------------|---|-----------|
| 3.4 | Haftung des Bilanzkreisverantwortlichen (§ 60 EEG-RefE) | 53 |
| 3.5 | Vereinfachung der „Besonderen Ausgleichsregelung“ (§ 60a EEG-RefE) | 54 |
| 3.5.1 | Veröffentlichungspflichten der ÜNB (§ 77 EEG-RefE) | 55 |
| 3.6 | Keine Parallelförderung nach EEG und StromStG | 55 |
| 3.6.1 | Generelle Kritik | 55 |
| 3.6.2 | Probleme bei der Umsetzung | 56 |
| 3.7 | Marktorientierte Steuerung über ein intelligentes Messsystem | 57 |
| 3.8 | § 40 Absatz 2: Nachweis bei Ertüchtigung von Wasserkraftanlagen | 57 |
| 3.9 | Weitere juristische Anmerkungen zur EEG-Novelle | 59 |
| 3.9.1 | Hinweise zu § 3: Begriffsbestimmungen und Anlagenbegriff | 59 |
| 3.9.1.1 | § 3 Nummer 1: Klarstellung des Anlagenbegriffs für Solaranlagen | 59 |
| 3.9.1.2 | § 57: Ausgleich zwischen Netzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber | 60 |
| 3.9.1.3 | § 100 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2: EEG 2014 und Bestandsanlagen | 62 |
| 3.9.1.4 | § 100 Abs. 1 Satz 3: „Jahresabrechnung des Jahres 2016“ | 62 |
| 3.9.2 | § 6: Anlagenregister/ Marktstammdatenregister | 63 |
| 3.9.3 | § 9 Absatz 6: Verlängerung der Sanktion für Verstoß gegen Systemdienstleistungsverordnung | 63 |
| 3.9.4 | § 20 Absatz 2 Satz 3: Fernsteuerung durch den Anlagenbetreiber | 64 |
| 3.9.5 | § 21 Absatz 1 Nummer 2: Ausfallvergütung | 64 |
| 3.9.6 | Wechselverfahren | 65 |
| 3.9.6.1 | § 21b: Wechsel mit „jeder“ Anlage | 65 |
| 3.9.6.2 | § 21c: Vormonats-Wechselfrist bei Neuanmeldung | 66 |
| 3.9.7 | § 22: Wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie | 67 |
| 3.9.8 | § 24: Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen | 67 |
| 3.9.9 | § 25: Förderanspruch | 69 |
| 3.9.10 | § 26 Absatz 2 Satz 2: Fälligkeit | 69 |
| 3.9.11 | § 27a: Zahlungsanspruch und Eigenversorgung | 69 |
| 3.9.12 | § § 30 ff.: Gebote und Zuschlagsverfahren | 70 |
| 3.9.13 | § 36 Absatz 1 Nummer 1: Genehmigung nach BImSchG | 71 |
| 3.9.14 | § 36e Absatz 1: Zuordnung von Zuschlägen | 71 |
| 3.9.15 | § 36f: Bürgerenergiegesellschaften | 72 |
| 3.9.16 | § 38a: Ausstellung von Zahlungsberechtigungen für Solaranlagen | 72 |
| 3.9.17 | § 39a: Bestands-Biomasseanlagen | 73 |
| 3.9.18 | § 48: Förderfähigkeit von Solarstromanlagen | 74 |
| 3.9.19 | § 52: Sanktionen | 74 |
| 3.9.20 | § 53a Absatz 2: Unverzögliche Unterrichtung des Netzbetreibers | 75 |
| 3.9.21 | § 55: Strafzahlungen bei Solaranlagen | 75 |
| 3.9.22 | § 71 Nummer 2: Nachweis, dass keine Stromsteuerbefreiung in Anspruch genommen wird | 76 |
| 3.9.23 | § 80a: Kumulierungsverbot | 76 |

| | | |
|-------------|--|-----------|
| 3.9.24 | § 100: Übergangsregelungen | 76 |
| 3.9.24.1 | § 100 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3: neue Regeln zur EEG-Umlagepflicht bereits für das Kalenderjahr 2017 | 76 |
| 3.9.24.2 | § 100 Absatz 4: Höchstbemessungsleistung | 77 |
| 3.9.24.3 | § 103 Absatz 8: Rückwirkende BAFA-Bescheide | 78 |
| 3.9.25 | Artikel 8: Änderung der Anlagenregisterverordnung | 78 |
| 3.9.25.1 | Zur Änderung von § 2 Nummer 1 AnlRegV | 78 |
| 3.9.25.2 | Zu §§ 3 und 6 AnlRegV | 78 |
| 3.9.26 | Artikel 17: Inkrafttreten, Außerkrafttreten | 79 |
| 4 | ZUSÄTZLICHE EMPFEHLUNGEN FÜR DIE EEG-NOVELLE 2016 | 79 |
| 4.1 | Marktwertberechnung im Rahmen des Marktprämienmodells | 79 |
| 4.1.1 | Problembeschreibung | 79 |
| 4.1.2 | Handlungsempfehlung | 82 |
| 4.2 | Zinslast bei Fehlmeldung gemäß § 74 EEG 2014 | 82 |
| 4.2.1 | Problembeschreibung | 82 |
| 4.2.1.1 | Fallgruppen | 82 |
| 4.2.1.2 | Rechtliche Unsicherheit | 83 |
| 4.2.2 | Handlungsempfehlung | 85 |
| 4.3 | Streichung des Selbstbehalts bei Einspeisemanagementmaßnahmen | 86 |
| 4.4 | Erweiterung der Regelungen zur Netzengpassbewirtschaftung | 87 |
| 4.5 | Streichung der Sanktionen bei Verletzung des Bilanzkreisausschließlichkeitsprinzips im Marktprämienmodell | 88 |
| 4.6 | Klarstellung der Sanktionsfrist für verspätete Meldungen bei verringerter EEG-Umlage | 90 |
| 4.7 | EEG-Jahresausgleich zwischen ÜNB und VNB | 90 |
| 4.8 | Jahresabrechnung / Anpassung der Testatskette bzgl. Eigenverbrauch und Letztverbrauch | 91 |
| 4.9 | Anpassung der AusglMechV | 91 |
| 4.10 | Streichung von Importzöllen für PV-Module | 91 |
| 4.11 | Regionale Grünstromkennzeichnung | 92 |
| 4.11.1 | Kundenakzeptanz und Nachvollziehbarkeit des Endkunden | 92 |
| 4.11.2 | Vermischung von physikalischer und rechnerischer Eigenschaft | 93 |
| 4.11.3 | Kopplung der regionalen Eigenschaft mit der Stromlieferung und eingeschränkte Handelbarkeit | 94 |

| | | |
|-------------|--|-----------|
| 4.11.4 | Regionale Eingrenzung | 95 |
| 4.11.5 | Hinweis zur möglichen Diskriminierung deutschlandweiter Anbieter | 95 |
| 4.11.6 | Anpassung des bestehenden Vermarktungssystems | 96 |
| 4.11.7 | Administrativer Aufwand | 96 |
| 4.11.8 | Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes notwendig | 97 |
| 4.12 | Weitere Juristische Empfehlungen | 97 |
| 4.12.1 | § 3 Nummer 12: Neudefinition des Anlagenbegriffs für Biomasseanlagen | 97 |
| 4.12.2 | § 3 Nummer 16: Definition Direktvermarktung | 98 |
| 4.12.3 | § 8 Absatz 2: Klarstellung zum Wahlrecht des Anlagenbetreibers | 98 |
| 4.12.4 | § 50b und Anlage 4: keine negativen Werte für Flexibilitätsprämie | 99 |
| 4.12.5 | § § 50 bis 50b: Leistungserhöhung bei Flexibilitätsprämie und -zuschlag | 99 |
| 4.12.6 | § 52 Absatz 2 Nummer 2: Ablehnung des Wechsels statt Sanktion bei Wechselfehlern | 100 |
| 4.12.7 | § 61: Definition der „Stromerzeugungsanlage“ | 100 |

1 Einleitung und Zusammenfassung

Neben der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung wurde mit dem EEG 2014 beschlossen, 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. Aus Sicht des BDEW stellt die Einführung von Ausschreibungen einen richtigen Schritt zur Marktintegration Erneuerbarer Energien dar, denn Marktintegration bedeutet nicht nur die Reaktion auf Marktpreissignale der allgemeinen Strommärkte, sondern auch die Bestimmung von Stromgestehungskosten (Vollkosten) im Wettbewerb. Der vorliegende Referentenentwurf zur EEG-Novelle 2016 ist deshalb grundsätzlich positiv zu werten. Ungeachtet dessen besteht zu einzelnen Aspekten der hier vorgeschlagenen Ausgestaltung des EEG ein Nachbesserungsbedarf.

1. **Windenergieformel:** Mit der sogenannten „Windenergieformel“ wird ein Versuch unternommen, den Erneuerbare-Energien-Ausbauzielkorridor und die technologiespezifischen Ausbaukorridore aus dem EEG 2014 in Einklang zu bringen. Ungeachtet dieses richtigen Ziels, ist unverständlich, warum die durchaus mengenrelevanten PV-Dachanlagen nicht für die Steuerung des Zubaus von Erneuerbare-Energien-Anlagen herangezogen werden. Stattdessen wird der Zubau von Windenergieanlagen an Land als alleinige Steuerungsgröße genutzt. Der BDEW empfiehlt daher die Weiterentwicklung der „Windenergieformel“ zu einer „Ausbauformel“, sodass neben Wind an Land auch PV-Dachanlagen zur Steuerungsgröße werden (siehe 2.1.1).
2. **Freigrenzen im Rahmen der Ausschreibungen:** Im Hinblick auf die angestrebte Kosteneffizienz spricht sich der BDEW für eine Streichung der Freigrenzen oder zumindest eine drastische Reduzierung der Freigrenzen aus. Aus Sicht des Verbandes bestehen insbesondere im Segment der PV-Dachanlagen signifikante Kostensenkungspotentiale, die durch Ausschreibungen gehoben werden sollten.
3. **Förderdeckel für PV-Dachanlagen:** Ebenfalls mit Blick auf die Kosteneffizienz empfiehlt der BDEW den Erhalt des Förderdeckels von 52 GW für PV-Dachanlagen, jedoch nicht für PV-Freiflächenanlagen, da letztere inzwischen ein Kostenniveau erreicht haben, das mit dem von Windenergieanlagen an Land vergleichbar ist.
4. **Synchronisation Netzausbau mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien:** In den vergangenen Monaten rückte die Synchronisation des Netzausbaus mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien zunehmend in den Fokus der Diskussion. Hintergrund sind die Zunahme von Einspeisemanagementmaßnahmen und die in diesem Zusammenhang anfallenden Entschädigungszahlungen. Angesichts der fehlenden Beeinflussungsmöglichkeiten für Investoren rät der BDEW nachdrücklich von einer Reduzierung der Entschädigungszahlungen in Fällen des Einspeisemanagements ab (Kapitel 4.3) und unterbreitet stattdessen im Kapitel 4.4 einen Vorschlag zur Bewirtschaftung von Netzengpässen.

5. **Preisfindungsregel:** Unverständlich aus Sicht des BDEW ist die im EEG-Referentenentwurf vorgesehene Wahl des Gebotspreisverfahrens als Preisfindungsregel im Rahmen der Ausschreibungen. Hierzu haben bereits im Vorfeld der Freiflächenanlagenverordnung (FFAV) intensive Diskussionen stattgefunden. Der Verband empfiehlt weiterhin die Anwendung des Einheitspreisverfahrens, da dieses nicht nur den administrativen Aufwand reduziert, sondern auch die Akteursvielfalt und damit die Wettbewerbsintensität stärkt.
6. **Energiespeicher:** Aus Sicht des BDEW sind angemessene Rahmenbedingungen für Energiespeicher zu schaffen. Insbesondere die Benachteiligung gegenüber ausländischen Speichern hinsichtlich der Zahlung von Letztverbraucherabgaben und anderen Entgelten sorgt dafür, dass diese Technologien sukzessive aus Deutschland in das benachbarte Ausland verdrängt werden. Technologieoffene und diskriminierungsfreie Rahmenbedingungen für den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken, Batteriespeichern, Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Anlagen sind entscheidend dafür, ob diese Technologien zukünftig für die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen.
7. **Ausnahmeregelungen für privilegierte Akteure in der Ausschreibung:** Die kleinen, mittleren und großen Mitgliedsunternehmen des BDEW setzen sich nachdrücklich für ein Ausschreibungsdesign ein, das auf materielle oder strukturelle Begünstigungen in Form von Ausnahmetatbeständen für einzelne Akteursgruppen verzichtet. Sollte der Gesetzgeber – ungeachtet der grundsätzlichen Empfehlung des BDEW - Ausnahmeregelungen für „privilegierte Bürgerenergiegesellschaften“ für erforderlich erachten, so werden in dieser Stellungnahme wichtige Hinweise und Anregungen den entsprechenden Regelungen gegeben (Kapitel 2.9.1).
8. **Wasserkraft:** Zu hinterfragen ist die Entscheidung des BMWi, im Segment der Wasserkraft keine Ausschreibungen durchzuführen. Im Ergebnis könnte dies bedeuten, dass die seit Jahren vorhandenen zusätzlichen Potenziale aufgrund ungeeigneter Förderbedingungen im Bereich der Wasserkraft weiterhin nicht erschlossen werden. Zudem droht aktuell aufgrund des niedrigen Marktpreisniveaus der Marktaustritt vorhandener, bislang nicht geförderter Wasserkraftanlagen. Der BDEW unterbreitet daher in seinen Handlungsempfehlungen Vorschläge zur konkreten Ausgestaltung von Ausschreibungen für Neuanlagen sowie existenzsichernden Maßnahmen für bestehende Wasserkraftanlagen.
9. **Biomasse:** Aus Sicht des BDEW ist zu begrüßen, dass das BMWi Ausschreibungen für Biomasse-Bestandsanlagen in Erwägung zieht und hierfür eine Verordnungsermächtigung implementieren möchte. Biomasse-Bestandsanlagen auf Altholzbasis sollten dabei ebenfalls Berücksichtigung finden. Im Kapitel 2.4 unterbreitet der BDEW konkrete Empfehlungen für ein Ausschreibungsdesign für Biomasse-Anlagen.

10. **Regionale Grünstromkennzeichnung:** Mit der EEG-Novelle ist zudem eine Änderung der Stromkennzeichnung vorgesehen. Der BDEW unterstützt grundsätzlich das Ziel, durch eine Kennzeichnung von regionalem Grünstrom die Akzeptanz für die Energiewende vor Ort zu stärken. Es ist jedoch zweifelhaft, ob allein mit einer Anpassung der Stromkennzeichnung tatsächlich die Akzeptanz für die Energiewende erhöht werden kann. Das vorliegende Modell weist zudem neben administrativen Zusatzkosten auch eine erhöhte Komplexität auf, wodurch Transparenz, Erklärbarkeit und Nachvollziehbarkeit beim Endkunden erheblich leiden. Sofern sich der Gesetzgeber dennoch für eine Einführung entscheidet, gibt der BDEW in Kapitel 4.11 Hinweise, wie das Modell zumindest annähernd praxisgerecht umgesetzt werden kann.
11. **Solarstrom-Anlagenbegriff:** Der BDEW begrüßt die Klarstellung des Anlagenbegriffs für Solaranlagen. Der BDEW empfiehlt allerdings, dass dieser Anlagenbegriff auch für Bestandsanlagen und dann für die Vergangenheit und für die Zukunft wirkt. Außerdem muss § 57 Abs. 5 des Referentenentwurfs dahingehend angepasst werden, dass Rückforderungsansprüche ausgeschlossen werden, wenn Abrechnungen der Förderung auf Entscheidungen der Clearingstelle EEG gestützt worden sind. Nur so werden zum einen das Vertrauen in die Entscheidungen der Clearingstelle EEG erhalten und zum anderen die Investitionen der Anlagenbetreiber geschützt, die auf entsprechende Entscheidungen gegründet worden sind (Kapitel 3.10.1).
12. **Zinslast bei Fehlmeldung gemäß § 74 EEG 2014:** Eine Zinszahlungspflicht nach § 60 Absatz 4 EEG 2014 sollte nur eintreten, wenn den Stromvertrieben ein Fehlverhalten vorgeworfen werden kann. Die Gründe für entsprechende Fehlmeldungen sind unterschiedlich. Deshalb schlägt der BDEW hier ein zweistufiges System vor. Dieses System berücksichtigt gleichermaßen die Interessen der Übertragungsnetzbetreiber an einer realitätsnahen Prognose der vertrieblichen Letztverbraucherabsätze und die Interessen der Vertriebe daran, ihre Prognose nicht zu hoch ansetzen zu müssen, nur um eine Zinszahlung zu vermeiden (Kapitel 4.2).

2 Zum Ausschreibungsdesign

2.1 Windenergie an Land

2.1.1 Windenergieformel

Mit dem EEG 2014 wurden die Ziele aus dem Energiekonzept der Bundesregierung von 2011 (2020: mindestens 35 Prozent; 2050: mindestens 50 Prozent) fortgeschrieben. 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.

Die Mengensteuerung durch Ausschreibungen, die im EEG 2014 erstmals enthaltenen technologiespezifischen Korridore und die allgemeine Zielsetzung sollen Planungssicherheit für alle Akteure der Energiewende schaffen. Dies wird vom BDEW ausdrücklich begrüßt.

Bereits mit dem Eckpunktepapier zur EEG-Novelle 2016 wurden Grundzüge der sogenannten „Windenergieformel“ vorgestellt. Der BDEW unterstützt die darin zu erkennende Absicht des BMWi, den Zielkorridor einzuhalten.

2.1.1.1 Wird der Zielkorridor bereits überschritten?

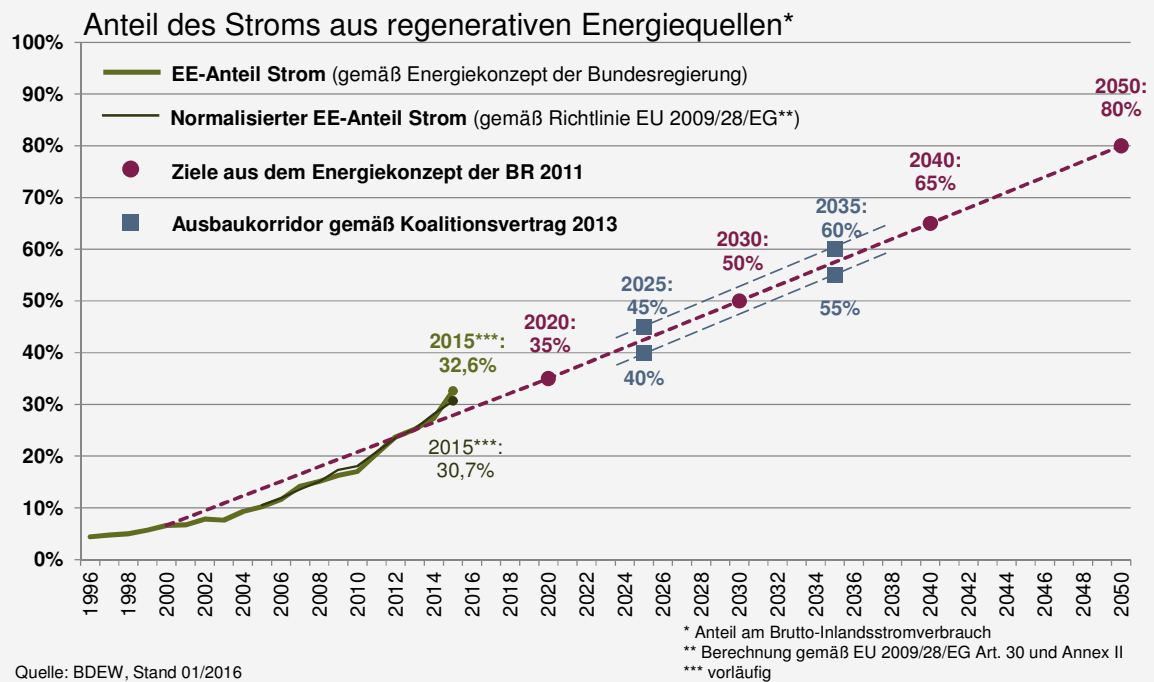
Die Erneuerbare-Energien-Ausbauziele wurden im EEG 2014 nur für 2025 (40 – 45 Prozent) und 2035 (55 – 60 Prozent) definiert. Von einer Überschreitung kann daher gegenwärtig nur unter der Voraussetzung gesprochen werden, dass der im EEG 2014 definierte Zielkorridor linear in die Gegenwart bzw. bis 2015 zurückgerechnet wird.

Dafür ist vor dem Hintergrund der Witterungsabhängigkeit der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien eine Normalisierung der Stromerzeugung für die Berechnung der Anteile am Bruttostromverbrauch erforderlich, um herauszufinden, ob in einem „Normalwetterjahr“ die Stromerzeugung innerhalb des Zielkorridors liegen würde.

Angesichts der gegenwärtigen Debatte bezüglich einer möglichen Zielübererfüllung hat der BDEW den normalisierten Erneuerbaren-Anteil ermittelt. Während die witterungsabhängige Ist-Quote bei 32,6 Prozent (vorläufig, Stand 02/2016) liegt, beträgt der normalisierte Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2015 30,7 Prozent (vorläufig, Stand 02/2016). Er liegt damit knapp oberhalb der Zurückrechnung des Zubaukorridors aus dem EEG 2014 (2015: 25 - 30 Prozent).

Die Normalisierung Wind macht dabei minus 2,3 Prozentpunkte (vorläufig, Stand 02/2016) am Erneuerbare-Energien-Anteil aus, die Normalisierung der Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen führt hingegen zu einem Plus von 0,4 Prozentpunkten (vorläufig, Stand 02/2016).

Beitrag und Ziele der Erneuerbaren Energien: Strom



BDEW Bundesverband der
Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Grundlage für die Berechnung bildet die EU-Richtlinie 2009/28/EG, welche die Abgrenzung und Berechnungsmethodik für die Erneuerbaren-Anteile auf EU-Ebene vorgibt. Um außerordentliche Witterungsbedingungen zu bereinigen, werden gemäß EU-RL die Stromerzeugung aus Wasserkraft und Windenergie „normalisiert“. Für die Wasserkraft bedeutet dies, dass die normalisierte Erzeugung im jeweiligen Jahr mit den durchschnittlichen Volllaststunden (oder Stromerzeugung pro MW) der letzten 15 Jahre berechnet wird. Damit werden Witterungseinflüsse langjährig gemittelt. Bei der Windenergie wird der Durchschnitt der letzten 5 Jahre herangezogen. Damit werden zwar unterschiedliche Witterungsbedingungen weniger geglättet bzw. normalisiert, dafür aber der technologischen Entwicklung (höhere Leistung je Anlage, Nabenhöhe, Rotordurchmesser etc.) besser Rechnung getragen. Zudem wird bei der zugrundegelegten Leistung der Windenergie ein Jahresmittelwert herangezogen, um den unterjährigen Zubau entsprechend zu berücksichtigen. Die anderen Erneuerbaren Energieträger werden nicht normalisiert, da Biomasse geplant einsetzbar und Geothermie witterungsunabhängig ist. Bei der Photovoltaik sind witterungsbedingte Schwankungen weniger ausgeprägt, daher wird diese ebenfalls nicht normalisiert.

2.1.1.2 Bewertung der „Windenergieformel“

Der Wille zur technologiespezifischen Steuerung des Zubaus ist aus den bereits oben genannten Gründen grundsätzlich zu begrüßen. Eine solche Steuerung ist aus Sicht des BDEW einer der zentralen Vorteile von Ausschreibungen.

Mit der „Windenergieformel“ kommt ein neues Element in das EEG, das eine Berechnung des für die Zielerreichung notwendigen Ausbaus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ermöglicht. Der BDEW unterstützt daher ausdrücklich diesen Ansatz. Allerdings besteht Nachbesserungsbedarf:

1. So passt die großzügige Freigrenzenregelung (PV 1 MW, Wind 1 MW) nicht zu dem Anspruch, den Zielkorridor einzuhalten, da diese zwangsläufig zu einer Beeinträchtigung der Mengensteuerung führt. Der BDEW spricht sich daher u. a. aus diesem Grund für den Verzicht auf Freigrenzen bei der Ausschreibung aus.
2. Die „Windenergieformel“ sieht derzeit den Zubau aus Windenergieanlagen an Land als alleinige Steuerungsgröße vor. Begründet wird dies damit, dass mit dieser Technologie der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch am besten gesteuert werden könne. Aufgrund der langen Planungshorizonte und der schwerwiegenden industriepolitischen Implikationen einer Änderung der Ausschreibungsmenge bei Windenergieanlagen auf See, der geringen Ausschreibungsmenge von Freiflächen-Photovoltaikanlagen sowie des zu erwartenden geringen Einflusses einer Anpassung der Ausschreibungsmenge von Biomasse auf die Erneuerbare-Energien-Anteile am Bruttostromverbrauch, verbleiben lediglich Photovoltaik-Dachanlagen und Windenergieanlagen an Land als relevante Steuerungsgrößen.

Aus Sicht des BDEW ist vor diesem Hintergrund auch unverständlich, warum der im Koalitionsvertrag vereinbarte Förderdeckel von 52 GW aufgehoben werden soll. Der BDEW empfiehlt daher die Beibehaltung des Förderdeckels von 52 GW für PV-Dachanlagen, jedoch nicht für PV-Freiflächenanlagen, da diese inzwischen ein Kostenniveau erreicht haben, das mit der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land vergleichbar ist. Der aktuelle Förderanspruch der PV-Dachanlagen spiegelt hingegen nicht die tatsächlichen Stromgestehungskosten von PV-Dachanlagen wieder, sondern wird durch das Selbstverbrauchsprivileg verzerrt.

Mit dem Ziel einer Effizienzsteigerung empfiehlt der BDEW daher die Einbeziehung der PV-Dachanlagen in die Mengensteuerung. Insbesondere muss sich auch der Zubau von PV-Dachanlagen an dem Gesamt-Ausbauziel für Erneuerbare Energien orientieren. Der BDEW schlägt daher die nachfolgend beschriebene Weiterentwicklung der „Windenergieformel“ zu einer „Ausbauformel“ vor.

2.1.1.3 Vorschlag zur Weiterentwicklung der „Windenergieformel“ zu einer „Ausbauformel“

Der Vorschlag bezieht den Zubau von PV-Dachanlagen in die Ausbauformel ein, mit dem Ziel eines kosteneffizienten Ausbaus der Erneuerbaren Energien.

- Zunächst kommt die vom Bundeswirtschaftsministerium vorgeschlagene „Windenergieformel“ zur Anwendung. Es wird im Berechnungsjahr t-1 (z. B. 2016) die Ausschreibungsmenge für das Jahr t (z. B. 2017) ermittelt und darüber hinaus, ob bei der ermittelten Ausschreibungsmenge der Netto-Zubau Wind an Land in dem auf die Ausschreibung folgenden Jahr t+1 (z. B. 2018) unter 2,5 GW liegt. Relevant ist der Netto-Zubau des Folgejahres t+1 (2018), da in diesem Jahr die Realisierung der Ausschreibungsmengen des Jahres t beginnt.
- Wenn der so berechnete Netto-Zubau von Windenergieanlagen an Land im Folgejahr t+1 (z. B. 2018) 2,5 GW überschreitet, wird die für das Ausschreibungsjahr t ermittelte Ausschreibungsmenge unverändert ausgeschrieben.
- Wenn der so errechnete Netto-Zubau installierter Leistung von Windenergieanlagen an Land im Folgejahr t+1 (z. B. 2018) 2,5 GW unterschreitet greift folgende Regelung:
 - Aus Gründen der Effizienz und Systemverträglichkeit wird zunächst der Zubau von PV-Dachanlagen um die notwendige installierte Leistung gekürzt und die Ausschreibungsmenge Wind an Land entsprechend erhöht. Da die erzeugte Strommenge relevant ist, wird die Leistungskürzung anhand der genannten Vollbenutzungsstunden für Neuanlagen Wind an Land bzw. PV-Dachanlagen ermittelt, nämlich mit dem Faktor $2.200 \text{ h}/950 \text{ h} = 2,32$, d. h. eine Ausweitung des Netto-Zubaus Wind an Land um 1 MW macht eine Kürzung der PV-Dachanlagen um 2,32 MW erforderlich. Dabei wird ein Mindestzubau von 1.000 MW für PV-Dachanlagen als Untergrenze angesetzt. Der Mindestzubau entfällt, wenn der 52 GW-Deckel entsprechend Koalitionsvertrag erreicht wurde.
 - Erreicht die Einkürzung der PV-Dachanlagen die Untergrenze von 1.000 MW (brutto), wird die Ausschreibungsmenge im Jahr t (z. B. 2017) Wind an Land nicht weiter erhöht, auch wenn damit der Netto-Zubau unterhalb 2,5 GW im Folgejahr t+1 (z. B. 2018) verbleibt, um den Ausbaupfad im Rahmen des Zielkorridors einzuhalten.
- Zusätzlich wird unabhängig vom Netto-Zubau Wind an Land die Ausschreibungsmenge für PV-Freiflächenanlagen ab dem Ausschreibungsjahr 2017 um 250 MW auf dann 750 MW p. a. erhöht.
- Als Mindestausbaumenge für Windenergieanlagen an Land empfiehlt der BDEW ergänzend zu den oben beschriebenen Maßnahmen 2.500 MW brutto.
- Weitere zielführende Modifikationen sind:
 - Um die Netto-Zubaumengen Wind an Land zu vergleichmäßigen – insbesondere in den Jahren 2022/23, in denen aufgrund des starken Zubaus in den Jahren 2001/02 ein deutlicher Rückbau zu erwarten ist, sollten die angenommenen Rückbaumengen als gleitender 5-Jahresdurchschnitt in der „Windenergieformel“ berücksichtigt werden.

- Um die Einhaltung der technologiespezifischen Zubaukorridore zu berücksichtigen, sollte eine Aussetzung der Förderung für PV-Dachanlagen bei Erreichen des 52 GW-Deckels (gesamte Installierte Leistung PV (Dach- und Freiflächenanlagen) erfolgen.
- Hilfsweise – wenn das oben beschriebene Vorgehen zu komplex erscheint – ist auch eine gleichmäßige Einkürzung des Zubaus von PV-Dachanlagen und Windenergieanlagen an Land denkbar.

2.1.1.4 Steuerung des Zubaus von PV-Dachanlagen

Die zentrale Herausforderung bei dieser „Ausbauformel“ ist die möglichst zielgenaue Steuerung des Zubaus von PV-Dachanlagen. Am einfachsten und effizientesten wäre ein Verzicht auf Freigrenzen bei der Ausschreibung, denn dann könnte die Mengensteuerung der Ausschreibung ohne Einschränkungen wirken. Das Bundeswirtschaftsministerium sieht mit dem vorliegenden Entwurf jedoch eine erhebliche Freigrenze in Höhe von 1 MW für PV-Dachanlagen vor. Die Steuerung des Zubaus von PV-Dachanlagen soll dann über den atmenden Deckel erfolgen, dessen Steuerungswirkung jedoch vergleichsweise ungenau ist.

Sofern an einer Freigrenze für PV-Dachanlagen festgehalten werden soll, würde eine Teilung der PV-Dachanlagen in zwei Segmente helfen.

1. Das erste Segment würde zum Beispiel Anlagen bis 30 kW installierter Leistung umfassen. Politisch wäre festzulegen, wie groß der gewünschte Zubau in diesem Segment sein soll. Die Steuerung des Zubaus würde dann allein über den atmenden Deckel erfolgen. Diese Kleinstanlagen müssten nicht an der Ausschreibung teilnehmen.
2. Das zweite Segment hingegen umfasst alle PV-Dachanlagen mit mehr als 30 kW installierter Leistung. Diese Anlagen müssten sich an der Ausschreibung beteiligen. Das Ausschreibungsvolumen entspricht dann der Differenz aus dem gewünschten PV-Dachanzubau und dem politisch definierten Zubau von Anlagen unter 30 kW installierter Leistung. Dadurch wird die Möglichkeit geschaffen, den Gesamt-Zubau von PV-Dachanlagen zu steuern.

Beispiel: Unter der Annahme, dass das politische Ziel wäre, Kleinst-PV-Dachanlagen mit einer Größe von bis zu 30 kW von der Ausschreibung auszunehmen und insgesamt pro Jahr 500 MW in diesem Segment zuzubauen, müsste sich der „atmende Deckel“ an dieser Größe orientieren. Wenn die weiterentwickelte „Windenergieformel“ nun ergeben würde, dass insgesamt 1.100 MW (brutto) PV-Dachanlagen zugebaut werden sollen, müssten noch 600 MW PV-Dachanlagen im Segment oberhalb 30 kW ausgeschrieben werden.

Auf diese Weise könnten die PV-Dachanlagen in die Ausbauformel zielgenau einbezogen werden, obwohl Kleinstanlagen von der Ausschreibung ausgenommen sind. Damit wird dem Argument Rechnung getragen, dass diese Kleinst-PV-Dachanlagen zu einer Steigerung der Akzeptanz beitragen. Gleichzeitig steigert die Einbeziehung aller größeren PV-Dachanlagen in die Ausschreibung die Kosteneffizienz und gewährleistet die Mengensteuerung sowie letztlich die Einhaltung des politisch vereinbarten Zielkorridors.

2.1.1.5 Welche Ziele erreicht die Ausbauformel?

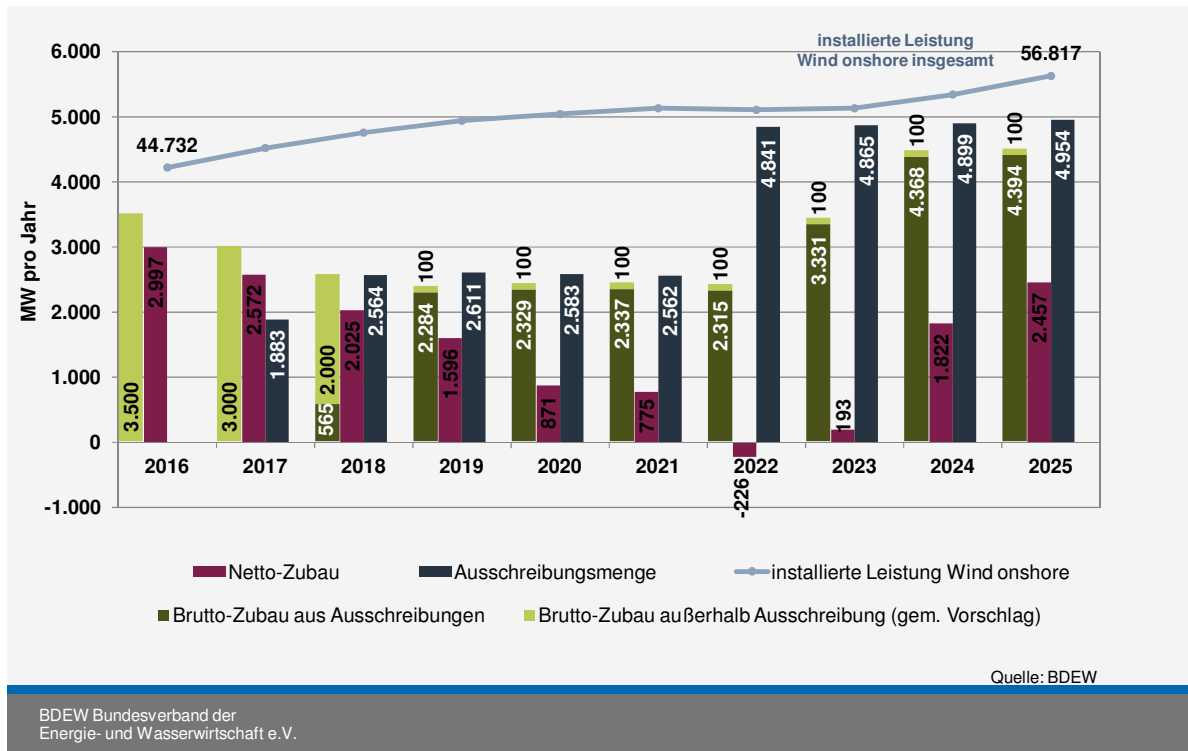
Mit dem oben genannten Vorschlag werden mehrere Ziele erreicht:

1. Der Zielkorridor wird eingehalten.
2. Es wird sichergestellt, dass vor allem die kostengünstigen Energieträger „Wind an Land“ sowie „PV-Freifläche“ weiter ausgebaut werden.
3. Die zum Teil inkonsistenten politischen Zusagen / Zielsetzungen (Gesamtausbauziele EEG 2014), technologiespezifische Zubaukorridore (EEG 2014 und 52 GW-Deckel) werden soweit wie möglich in Einklang gebracht.
4. Durch das gesetzte Minimum von 1.000 MW PV-Dachanlagen und die Erhöhung der Ausschreibungsmenge von kosteneffizienten PV-Freiflächenanlagen werden weiterhin jährlich mindestens 1,75 GW (brutto) PV zugebaut.
5. Dem politischen Wunsch nach einer Freigrenze für PV-Kleinstanlagen wird Rechnung getragen.

2.1.1.6 Modellrechnung bei gegebenen Parametern

1. Die „Windenergieformel“ ergibt unter den gegebenen Parametern für 2017 eine Ausschreibungsmenge_(vorläufig, Wind a. L.) von 1.883 MW. Dies führt bei einem Realisierungszeitraum von 18 Monaten zu einem zu erwartenden Netto-Zubau von 2.025 MW im Jahr 2018. Die zusätzliche Erhöhung der Ausschreibungsmenge für PV-Freiflächenanlagen um 250 MW ab dem Ausschreibungsjahr 2017 mindert die Ausschreibungsmenge_(vorläufig, Wind a. L.) um weitere 95 MW auf 1.788 MW. Dies führt zu einem Netto-Zubau 2018 von 1.997 MW und somit zu einer Unterdeckung des Netto-Zubaus in Höhe von 503 MW.
2. Um diese Unterdeckung auszugleichen, wäre bei Berücksichtigung einer Nicht-Realisierungsquote von 10 Prozent eine Erhöhung der Ausschreibungsmenge 2017 um 559 MW notwendig, damit zusätzlich 503 MW realisiert werden könnten. Dies würde eine Minderung des Ausbaus der PV-Dachanlagen in Höhe von 1.166 MW erforderlich machen, um eine Äquivalenz der Stromerzeugungspotenziale von Wind-Erhöhung und PV-Minderung zu erzielen.
3. Da damit aber der PV-Ausbau von Dachanlagen nur bei 334 MW liegen würde, greift die Untergrenze von 1.000 MW und die Ausschreibungsmenge Wind an Land wird statt um 559 MW nur um 240 MW erhöht, was wegen der Nichtrealisierungswahrscheinlichkeit zu einem Zubau von 216 MW führt. Die Realisierung dieser Mengen erfolgt nicht vollständig im Jahr 2018, sondern beginnt im 4. Quartal 2018 bzw. 18 Monate nach der ersten Ausschreibung im 2. Quartal 2017. In den darauffolgenden Ausschreibungen erfolgt die Realisierung der zusätzlich ausgeschriebenen Mengen im 3. und 4. Quartal des Folgejahres sowie in den ersten beiden Quartalen des übernächsten Jahres.
4. Die Ausweitung der Ausschreibungsmenge Wind an Land sowie die Minderung des Zubaus der PV-Dachanlagen wird dann für die Berechnung der nächstfolgenden Ausschreibung – also für die Berechnung der Ausschreibungsmenge 2018 - entsprechend berücksichtigt.

Referenz-Szenario: Brutto-Zubau / Netto-Zubau / Ausschreibungsmenge

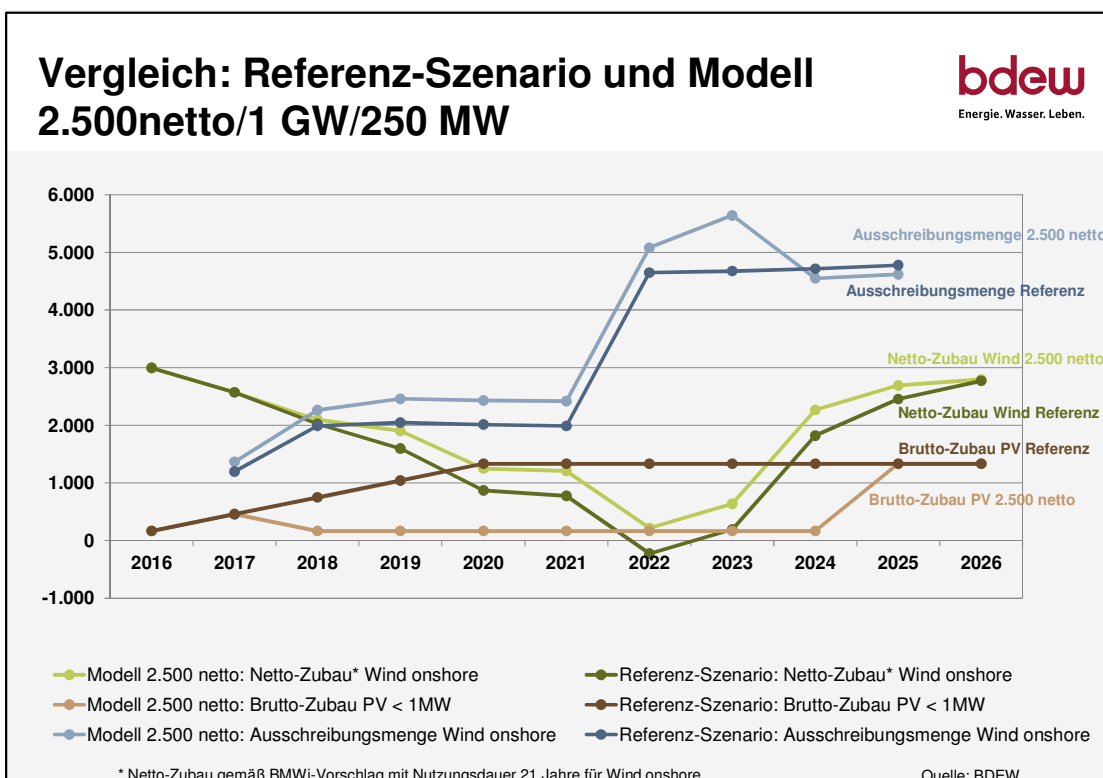


2.1.1.7 Ergebnisse der Modellrechnung¹ bis 2026

1. Netto-Zubau Wind an Land: Gegenüber dem Referenz-Modell, welches nur Wind an Land als Steuerungsgröße berücksichtigt, führt die Einbeziehung der PV-Dachanlagen zu einem höheren Netto-Zubau Wind an Land in den Jahren 2018 bis 2026. Dennoch wird erst im Jahr 2025 ein Netto-Zubau von über 2,5 GW erreicht. Teilweise liegt der Netto-Zubau Wind an Land deutlich darunter, der geringste Netto-Zubau erfolgt im Jahr 2022 mit 101 MW. Ohne Einbeziehung der PV-Dachanlagen wäre die installierte Windleistung 2022 mit - 226 MW sogar rückläufig. Dass 2025 wieder Netto-Zubauwerte oberhalb 2.500 MW erreicht werden, liegt weniger an der Einbeziehung der PV in die Windenergieformel, sondern wird maßgeblich durch die Neuausrichtung am Erneuerbare-Energien-Ziel 2035 ab dem Ausschreibungsjahr 2022 sowie dann wieder geringerer rückgebauter Mengen bestimmt. Im Durchschnitt liegt der Netto-Zubau Wind an Land in den Jahren 2018 bis 2025 um rund 290 MW

¹ Für die Modellrechnung werden aus Neutralitätsgründen ein konstanter Brutto-Stromverbrauch sowie die gegebenen Parameter des Gesetzentwurfs (Stand: RefEEG vom 14.04.2016) angenommen. Veränderungen des Brutto-Stromverbrauchs wirken sich gleichermaßen auf die Ergebnisse des Referenzmodells und auf die Modellrechnung aus, um die Zielerfüllung 2025 zu gewährleisten.

- höher als im Referenz-Szenario, in der Spitze liegt der Netto-Zubau um 539 MW (2024) höher.
2. Installierte Windleistung 2025: Im Referenz-Szenario erreicht die installierte Leistung der Windenergieanlagen an Land 56.800 MW. Die Modellrechnung führt zu einer installierten Leistung von 59.100 MW.
 3. Ausschreibungsmenge Wind an Land: Gegenüber dem Referenz-Szenario liegt die Ausschreibungsmenge 2017 um 145 MW höher (2.028 MW), erreicht die größte Erhöhung 2023 mit + 827 MW (insgesamt 5.692 MW) und liegt 2024/25 leicht unterhalb den Ausschreibungsmengen des Referenz-Szenarios. Durchschnittlich erhöht die Einbeziehung der PV-Dachanlagen die Ausschreibungsmengen Wind an Land um 264 MW pro Jahr für die Ausschreibungsjahre 2017 bis 2025. Die Erhöhung der Ausschreibungsmengen für PV-Freiflächenanlagen um 250 MW wirkt sich dabei mindernd auf die Ausschreibungsmenge Wind an Land (ca. 120 MW Minderungseffekt) aus.
 4. Brutto-Zubau PV-Dachanlagen: Gegenüber dem angenommenen Ausbaupfad gemäß Gesetzentwurf, liegt der Brutto-Zubau der PV-Dachanlagen ab 2018 durchgängig niedriger, nämlich von 2018 bis 2024 bei 1.000 MW.
 5. Steuerung des Brutto-Zubaus PV-Dachanlagen: Die Modellrechnung unterstellt eine exakte Steuerung des Ausbaus der PV < 1 MW. In der Praxis ist eine Steuerung der PV-Ausbaumenge zwar nur mittelbar über eine entsprechende Veränderung der Vergütungssätze oder direkt durch eine Einbeziehung in Ausschreibungsverfahren möglich. Die Ergebnisse der Modellrechnung verlieren dadurch jedoch nicht ihre Aussagekraft, da die Abweichungen vom angestrebten Ausbau der PV < 1 MW zum tatsächlich erfolgten Ausbau im Rahmen der Windenergieformel in nachfolgenden Berechnungen zur Ausschreibungsmenge nachkorrigiert werden.

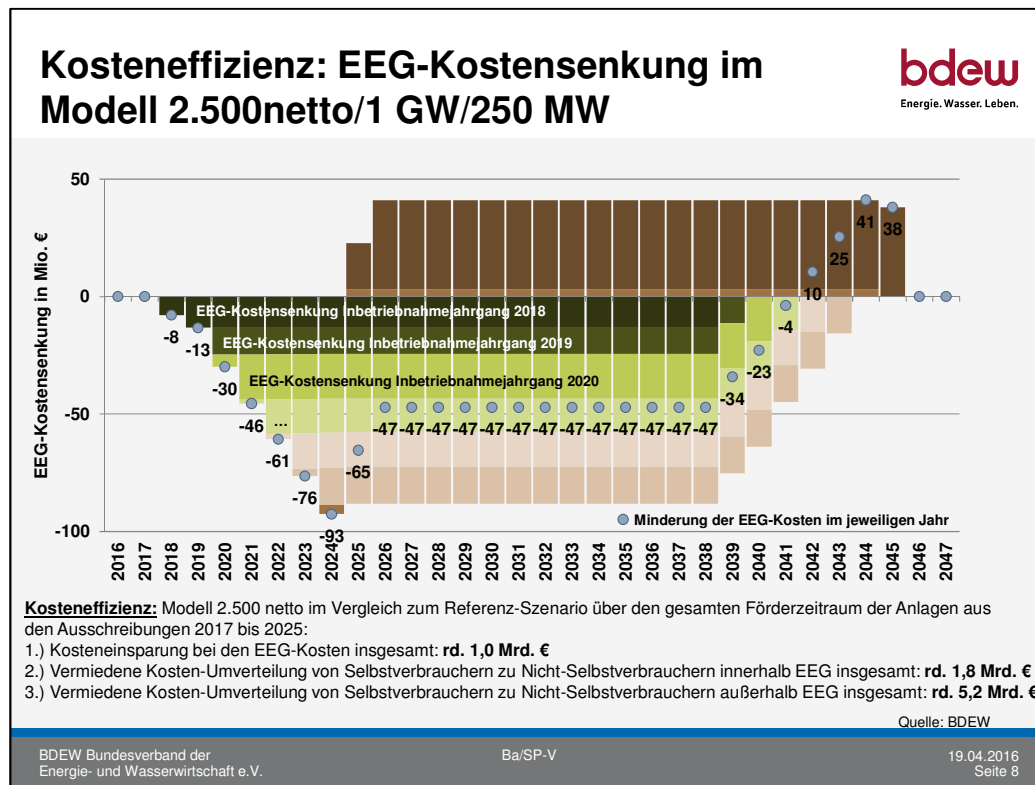


2.1.1.8 Volkswirtschaftliche Auswirkungen der Einbeziehung der Photovoltaik-Dachanlagen in die Ausbauformel: Kosteneffizienz und Verteilungseffekte

Die Quantifizierung der Auswirkungen einer Weiterentwicklung der Windenergieformel kann nur näherungsweise erfolgen, da weder die zukünftigen Auktionsergebnisse noch die „anzulegenden Werte“ für Strom aus Photovoltaikanlagen heute bereits bekannt sind.

Dennoch lassen sich anhand der Modellrechnung bei Annahme plausibler Werte für die Förderhöhe von Wind-Onshore, der „anzulegenden Werte“ für Strom aus Photovoltaik-Anlagen, einer durchschnittlichen Selbstverbrauchsquote für zugebaute PV-Dachanlagen sowie der Entwicklung des Preisniveaus am Spotmarkt² die ökonomischen Effekte einer Einbeziehung der PV-Dachanlagen gut abschätzen. Die Absenkung der Ausbaumengen der PV-Dachanlagen senkt dabei die EEG-Vergütungen, auf der Erlösseite aber auch die erzielten Vermarktungserlöse der eingespeisten Strommengen. Umgekehrt führt die Ausweitung des Zubaus Wind-Onshore zu einer Erhöhung der EEG-Förderkosten sowie einer Erhöhung der Vermarktungserlöse des erzeugten Stroms. Da die Förderung von Wind-Onshore kostengünstiger als die Förderung der PV-Dachanlagen ist, ergibt sich trotz Berücksichtigung des Selbstverbrauchs aus PV-Dachanlagen, einem günstigeren Marktwertfaktors für PV sowie der Erhöhung der Ausschreibungsmengen für PV-Freiflächen im Saldo eine deutliche jährliche Minderung der EEG-Kosten gegenüber dem Referenz-Szenario. Die Einbeziehung der PV-Dachanlagen in ein Modell der Mengensteuerung führt gegenüber dem Referenz-Szenario für den Ausschreibungsjahrgang 2017 zu einer jährlichen Senkung der EEG-Kosten um 13 Mio. €, der Ausschreibungsjahrgang 2019 mindert die EEG-Kosten um 19 Mio. jährlich. Das vorgeschlagene Modell zur Berücksichtigung senkt damit die mit jedem hinzukommenden Ausschreibungsjahrgang die jährlichen EEG-Kosten, über die gesamte Förderdauer der Anlagen führt die Modellrechnung im Zeitraum 2018 bis 2045 zu einer Minderung der EEG-Kosten von insgesamt rd. 1 Mrd. € gegenüber dem Referenz-Szenario. Damit ist die vorgeschlagene Einbeziehung der PV-Dachanlagen in die Windformel ein substantieller Beitrag zur Kosteneffizienz der Förderung Erneuerbarer Energien.

² Annahmen: Förderhöhe Wind onshore von 7,5 ct/kWh bis 2025 linear abnehmend auf 6,5 ct/kWh anzulegender Wert PV-Dachanlagen: 11,3 ct/kWh basierend auf den Vergütungssätze von 03/2016 sowie den Größenverhältnissen des Ausbaus PV <1 MW im Jahr 2015 (Anlagen < 10 kW: 274 MW (12,7ct/kWh), Anlagen 10-40 kW: 122 MW (12,36 ct/kWh),; Anlagen 40-1.000 kW: 425 MW (11,09 ct/kWh); Selbstverbrauchsquote PV-Dachanlagen 30%; durchschnittlicher Spotpreis EEX bis 2025 linear abnehmend auf 25 €/MWh; Marktwertfaktoren Wind onshore und PV wie 2016 (PV: 0,98, Wind onshore: 0,88)



Neben einer Senkung der EEG-Förderkosten führt das vorgeschlagene Modell zusätzlich zu einer Vermeidung von Umverteilungseffekten zwischen Selbstverbrauchern und Nicht-Selbstverbrauchern sowohl innerhalb des EEG als auch auf das Gesamtsystem der Stromversorgung bezogen. Da der Selbstverbrauch aus eigenen Stromerzeugungsanlagen nicht mit der EEG-Umlage belastet ist bzw. der Selbstverbrauch >10.000 kWh/a nur mit 40% der jeweils gültigen EEG-Umlage belastet wird, tragen Selbstverbraucher in geringerem Umfang zur Förderung Erneuerbarer Energien bei. Der nicht entrichtete Beitrag muss dann von den übrigen Verbrauchern ausgeglichen werden. Die vorgeschlagene Einbeziehung der PV-Dachanlagen führt über den gesamten Förderzeitraum zu einer vermiedenen Umverteilung von EEG-Kosten von Selbstverbrauchern hin zu Nicht-Selbstverbrauchern in Höhe von 1,8 Mrd. €. Bezieht man weitere Umverteilungseffekte ein, da Selbstverbraucher auch von anderen Steuern, Abgaben und Umlagen befreit sind, wird über das EEG hinaus zusätzlich eine Umverteilung von Kosten in Höhe von 5,2 Mrd. € von Selbstverbrauchern hin zu Nicht-Selbstverbrauchern vermieden. Damit trägt das vorgeschlagene Modell zusätzlich dazu bei, Umverteilungseffekte, die Verbraucher ohne die Möglichkeit zum Selbstverbrauch benachteiligt, deutlich zu begrenzen.

Die Analyse der ökonomischen Effekte berücksichtigt die direkten Effekte im Rahmen des EEG sowie Umverteilungseffekte aufgrund von Steuern, Abgaben und Umlagen auf den Endverbraucherpreis von Strom im Zusammenhang mit der Option zum Selbstverbrauch. Weiter gefasst sind zusätzliche ökonomische Effekte wirksam, die im Rahmen der Analyse nicht weiter betrachtet werden konnten. Dazu zählt insbesondere die höhere inländische Wert-

schöpfungstiefe für Windenergieanlagen an Land im Vergleich zu PV-Dachanlagen mit positiven gesamtwirtschaftlichen Effekten. Weiterhin ist davon auszugehen, dass mit einer veränderten Erzeugungsstruktur bzw. einem leichten Shift von Aufdach-PV hin zu Wind-Onshore Auswirkungen auf den Einsatz von Redispatch-Maßnahmen und geänderte Anforderungen an den Netzausbau einhergehen können. Diese Effekte sind konkret schwer abschätzbar, es kann aber davon ausgegangen werden, dass diese Effekte relativ gering ausfallen, da die zusätzliche installierte Leistung Wind onshore in Bezug auf die gesamte installierte Leistung nur einen geringen Anteil ausmacht. Zudem könnte eine höhere Ausschreibungsmenge Wind onshore auch dazu führen, dass der Zubau von Wind onshore geografisch weiter verteilt ist als bei geringen Ausschreibungsmengen, weil zusätzliche Standorte bezuschlagt werden.

2.1.1.9 Projektierungshorizonte berücksichtigen

Im Referentenentwurf ist für die Veröffentlichung der Ausschreibungsmenge für Windenergie an Land eine extrem kurze Vorlaufzeit vorgesehen. Das Volumen für 2017 soll erst im März 2017 veröffentlicht werden, anschließend jeweils im Oktober für das Folgejahr. Die Projektentwicklung bei Windenergieanlagen an Land beträgt allerdings zwischen drei und fünf Jahren und somit ist eine Ausrichtung der Projektentwicklung am regulatorisch definierten Bedarf unmöglich. Dies macht es deutlich unattraktiver in eine für die Ausschreibungsteilnahme erforderliche BImSchG-Genehmigung zu investieren.

Vor diesem Hintergrund sollte die Berechnung der Ausschreibungsmenge so früh wie möglich erfolgen.

2.1.2 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 energiewirtschaftliche oder volkswirtschaftliche Fragen, sondern um die Verteilung von Wertschöpfung. Der BDEW hat die öffentlich diskutierten Vorschläge aus gesamt-energiewirtschaftlicher Perspektive diskutiert.

2.1.2.1 Ertragreiche Standorte vs. Netzausbau

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

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

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

2.1.2.2 Akzeptanz

Akzeptanz ist eine zentrale Voraussetzung für die Umsetzung der Energiewende und kann dazu beitragen, Verzögerungen beim Aufbau der erforderlichen Infrastruktur zu reduzieren. Daneben kommt es durch die Akzeptanzsteigerung auch zu einer Reduktion der aus Verwaltungs- und Gerichtsverfahren resultierenden Kosten.

Einerseits wird argumentiert, dass durch eine regionale Verteilung im Gegensatz zu einer regionalen Ballung beim Zubau von Windenergieanlagen die Akzeptanz für die Energiewende gestärkt werden könnte. Gegen dieses Argument wird allerdings von anderer Seite eingewendet, dass häufig die Akzeptanz von Windenergieanlagen dort höher sei, wo bereits viele Anlagen installiert sind. Im Binnenland sei der Widerstand oft noch größer. Es erfolgt jedoch eine gleichmäßigere Lasten- und Nutzenverteilung, wenn mehrere Regionen an der Wertschöpfung im Rahmen des Zubaus von Windenergieanlagen teilhaben.

2.1.2.3 Bedeutung der regionalen Verteilung für die Vermeidung von Netzengpässen

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

welche auf Ebene des Netzes greifen und nicht bei der Fördersystematik für Erneuerbare Energien.

Der BDEW unterbreitet daher in dem Kapitel 4.4 „Erweiterung der Regelungen zur Netzingpassbewirtschaftung“ einen Vorschlag zur Synchronisation von Netzausbau mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien.

2.1.2.4 Das Referenzertragsmodell im Zusammenhang mit Ausschreibungen

Mit Blick auf die erwartete Gebotskurve einer Auktion ist zu gewährleisten, dass effiziente Projekte an Standorten mittlerer Qualität mit weniger effizienten Projekten an guten Standorten im Rahmen der Auktion konkurrieren können. Kann dies nicht gewährleistet werden, so können daraus zwei Konsequenzen folgen:

- Wenn ausreichend Flächen und Projekte an guten Standorten zur Deckung der Gesamtnachfrage der Auktion vorhanden sind, kommen Standorte mittlerer Qualität nicht mehr zum Zuge. Es käme aufgrund der tendenziell höheren Verfügbarkeit windstarker Standorte im Norden zu einer regionalen Konzentration des Zubaus.
- Wenn nicht ausreichend Flächen und Projekte an guten Standorten zur Deckung der Gesamtnachfrage der Auktion vorhanden sind, werden Projekte an Standorten mittlerer/minderer Qualität grenzpreissetzend. Unabhängig vom Zuschlagsverfahren ist dann mit Mitnahmeeffekten auf Seiten der guten Standorte zu rechnen. Die Förderung ist in diesem Fall für die inframarginalen (guten) Projekte höher als im aktuellen System – trotz wettbewerblicher Preisfindung.

2.1.2.5 Fazit und Empfehlungen

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 § 36g des EEG-RefE 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 § 36g EEG-RefE vorgesehene 1-Prozent-Schwelle übersteigen und somit eine Zinsschuld des Anlagenbetreibers auslösen, ohne dass dieser die Abweichung verschuldet. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW eine abgestufte Vorgehensweise:

1. Zu viel oder zu wenig geleistete Zahlungen nach § 19 Absatz 1 EEG-RefE 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 AusgIMechV als Einnahme- und Ausgabeposition zu berücksichtigen.

2.1.3 Berechnung des Referenzertrags (Anlage 3 EEG-RefE)

Bei der Überprüfung der Erträge im Abstand von 5 Jahren sollen Stillstandszeiten über 24 h, die nicht durch fehlenden Wind begründet sind, bei der Ermittlung des Energieertrags nicht berücksichtigt werden.

Zum einen ist die Formulierung hier missverständlich gewählt, sodass die konkrete Berechnungsmethode unklar bleibt. So stellt sich die Frage, ob der Betrachtungszeitraum um die entsprechenden Stillstandszeiten verlängert oder ein kürzerer Zeitraum betrachtet und extrapoliert werden soll. Dies sollte aus Sicht des BDEW konkretisiert werden.

Zum anderen ist der Ausschluss entsprechend der Stillstandszeiten dann problematisch, wenn z. B. mehrtägige Reparaturarbeiten zu diesen Ausfällen führen. Dem Betreiber sollte es daher ermöglicht werden, im Rahmen der Nachweisführung für die 5-Jahres-Testate entsprechende Belege für technisch bedingte Ausfälle vorzulegen und diese damit in Anrechnung bringen zu können.

Auf der anderen Seite dürfen keine Anreize zu einer schlechten Wartung von Windenergieanlagen gesetzt werden. Eine höhere Förderung aufgrund von unterlassener Wartung aus betriebswirtschaftlichem Kalkül stellt ebenfalls einen volkswirtschaftlichen Schaden dar.

2.1.4 § 36g EEG-RefE - Berechnung des anzulegenden Werts für Windenergieanlagen an Land

§ 36g EEG-RefE sieht vor, dass der Netzbetreiber den anzulegenden Wert aufgrund des Zuschlagswerts für den Referenzstandort nach Anlage 3 Nummer 4 EEG-RefE für Strom aus Windenergieanlagen an Land mit dem Korrekturfaktor des Gütefaktors berechnet, der nach Anlage 3 Nummer 2 EEG-RefE ermittelt worden ist. Der BDEW sieht diesen Zusatzaufwand des Netzbetreibers als nicht gerechtfertigt an, zumal der Gütefaktor nach § 36g Absatz 3

EEG-RefE durch ein vom Anlagenbetreiber zu beauftragendes Gutachten nachgewiesen werden muss. Auch im Kontext mit der vorgesehenen regelmäßigen Überprüfung nach § 36g Absatz 2 EEG-RefE 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 § 36g EEG-RefE diese Gutachtenerbringung, sieht der BDEW die Nachweiserbringungs- und die Berechnungspflicht auch weiterhin beim Anlagenbetreiber. § 36g Absatz 1 Satz 1 EEG-RefE muss daher wie folgt gefasst werden:

"(1) Der Anlagenbetreiber ~~Netzbetreiber~~ berechnet den anzulegenden Wert auf Grund des Zuschlagswerts für den Referenzstandort nach Anlage 3 Nummer 4 für Strom aus Windenergieanlagen an Land mit dem Korrekturfaktor des Gütefaktors, der nach Anlage 3 Nummer 2 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, wenn und 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 jeweiligen Zeiträume nach Absatz 2 Satz 1 erfassen. § 36f Absatz 1 Satz 2 ist entsprechend anzuwenden."

Schließlich sollte im Rahmen möglicher Nachforderungen des Netzbetreibers nach § 36 Absatz 2 EEG-RefE klargestellt werden, dass diese Ausgleichszahlungen nicht als Abrechnungskorrekturen für die vorangegangenen Kalenderjahre (sogenannte Nachmeldungen) zu behandeln sind. Vielmehr handelt es sich um zusätzliche Abrechnungen im Jahr der Überprüfung des anzulegenden Werts (d. h. keine Stornierung und Neuabrechnung zurückliegender Abrechnungsjahre). Zur Vereinfachung des Verfahrens sollte auf die Verzinsung von Rückforderungsansprüchen verzichtet werden.

2.1.5 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 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.

Denkbar wäre auch eine flexible Anpassung des Höchstpreises um 5 Prozent, wenn die Auktion weniger als 50 Prozent überdeckt ist. Sofern die Auktion mehr als 50 Prozent überdeckt ist, könnte der Höchstpreis entsprechend gesenkt werden.

2.1.6 Dauer des Zahlungsanspruchs für Windenergieanlagen im Fall von Klagen (§ 36h EEG-RefE)

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 leicht erpressbar werden.

2.1.7 Genehmigungsfrist bei Gebotsabgabe (§ 36g EEG-RefE)

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

Der BDEW empfiehlt daher die Streichung der 6-Wochen-Frist.

Außerdem sollte in der Gesetzesbegründung zu dieser Regelung klargestellt werden, dass diese Präqualifikationsanforderung auch dann erfüllt ist, wenn die BImSchG-Genehmigung zwar ergangen ist, allerdings wegen möglicher Klagen Dritter oder des Nichtablaufs der Rechtsbehelfs- bzw. Rechtmittelfrist noch nicht bestandskräftig geworden ist. Gelte demgegenüber eine nicht bestandskräftige BImSchG-Genehmigung als Nichterfüllung der Präqualifikationsanforderung, würde dies sowohl mit der Vielzahl der derzeit beklagten

BlmSchG-Genehmigungen als auch mit der Privilegierung entsprechender BlmSchG-Genehmigungen nach § 36d Absatz 2 Nummer 1 EEG-RefE nicht vereinbar sein.

2.1.8 Ausschluss von Geboten (§ 33 Absatz 2 EEG-RefE)

Der BNetzA wird in § 33 Absatz 2 des vorliegenden Referentenentwurfs 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 Abs. EEG-RefE:

„§ 33 Abs. 2 Nr. 1 EEG-RefE:

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

§ 33 Abs. 2 Satz 2 EEG-RefE:

„[...] hinzu gebaut oder die bestehende Anlagen ersetzt werden sollen [...]“.

2.1.9 Anspruchsvoraussetzung für Übergangsregelung (§ 22 Absatz 2 EEG-RefE)

Nach Auffassung des BDEW sollte § 22 Absatz 2 Ziffer 5 a) EEG-RefE 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.

2.2 Windenergie auf See

Für ausschließlich "Windenergie auf See"-relevante Anmerkungen siehe die "BDEW-Stellungnahme zum Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See".

2.3 Solaranlagen

2.3.1 „52 GW-Deckel“

Die Stromgestehungskosten von PV-Freiflächenkraftwerken haben inzwischen ein Niveau erreicht, das vergleichbar ist mit den Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen an Land. Anders verhält sich dies bei PV-Dachanlagen. Der aktuelle Förderanspruch der PV-Dachanlagen spiegelt – anders als bei PV-Freiflächenkraftwerken – nicht deren tatsächlichen Stromgestehungskosten wieder, sondern wird durch das Selbstverbrauchsprivileg verzerrt.

Der BDEW empfiehlt die Beibehaltung des Förderdeckels von 52 GW für PV-Dachanlagen, jedoch nicht für PV-Freiflächenanlagen. Sofern die Gestehungskosten für Strom aus Photovoltaik-Dachanlagen (unter Berücksichtigung der finanziellen Vorteile für Anlagenbetreiber aus dem Selbstverbrauchsprivileg!) auf ein vergleichbares Niveau fallen sollten, könnte auch hier perspektivisch über eine Aufhebung des Förderdeckels nachgedacht werden.

2.3.2 „1 MW – Freigrenze“

Aus Sicht des BDEW ist die Freigrenze von 1 MW deutlich zu hoch angesetzt. Auf diese Weise wird der Zubau von PV-Dachanlagen nahezu vollständig der Mengensteuerung und Kosteneffizienzsteigerung durch die Ausschreibung entzogen. Der BDEW empfiehlt daher nachdrücklich, auf Freigrenzen für PV-Dachanlagen zu verzichten oder hilfsweise die Freigrenze drastisch abzusenken (30 kW). Dies würde nicht nur eine bessere Mengensteuerung für den Bereich der Photovoltaikanlagen ermöglichen, sondern auch den Weg für eine ausgewogene Weiterentwicklung der „Windenergieformel“ zu einer „Ausbauformel“ ebnen.

2.3.3 Förderbeginn für Solaranlagen in der Ausschreibung

§ 25 Satz 3 Nr. 1 EEG-RefE bestimmt, dass bei Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 Megawatt die Bekanntgabe der Ausstellung der Zahlungsberechtigung der Beginn der 20-Jahresfrist der Förderung ist. Bei allen anderen Anlagen setzt Nr. 2 der Regelung den Fristbeginn auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage. Der BDEW weist darauf hin, dass die IT-technische Umsetzung und Überwachung des zusätzlichen Datums neben der Inbetriebnahme unnötigen Aufwand beim Netzbetreiber darstellt. Hinzu kommt, dass diese Sonderregelung keinen wesentlichen Einfluss auf die Förderdauer haben dürfte, da der Anlagenbetreiber in der Regel kurz nach Inbetriebnahme zeitnah aus eigenem wirtschaftlichen Interesse die Zahlungsberechtigung beantragen wird. Der BDEW spricht sich daher dafür aus, dass auch bei Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW der Inbetriebnahmezeitpunkt der Zeitpunkt des Beginns der gesetzlichen Förderfrist von 20 Jahren sein sollte.

2.4 Biomasse

Obwohl Biomasse nur 8 Prozent Anteil an der installierten Leistung hat, macht Strom aus Biomasse bereits heute einen Anteil von über 30 Prozent an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland aus. Zudem ist die bei der Erzeugung von Biomassestrom erzeugte „erneuerbare Wärme“ zu berücksichtigen. Der Einsatz biogener Brennstoffe (wie Bio-Erdgas oder Altholz) in Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen leistet bei einem Anteil von 12,6 Prozent an der Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen einen überproportionalen Beitrag in Höhe von 40 Prozent an der gesamten Treibhausgasminderung, die durch KWK erbracht wird. Bio-Erdgas ist plan- und speicherbar – auch saisonal – und erlaubt somit eine flexible und bedarfsgerechte Stromerzeugung. Bio-Erdgas kann dezentral in hocheffizienten Anlagen die tages- oder jahreszeitlichen Schwankungen fluktuierender

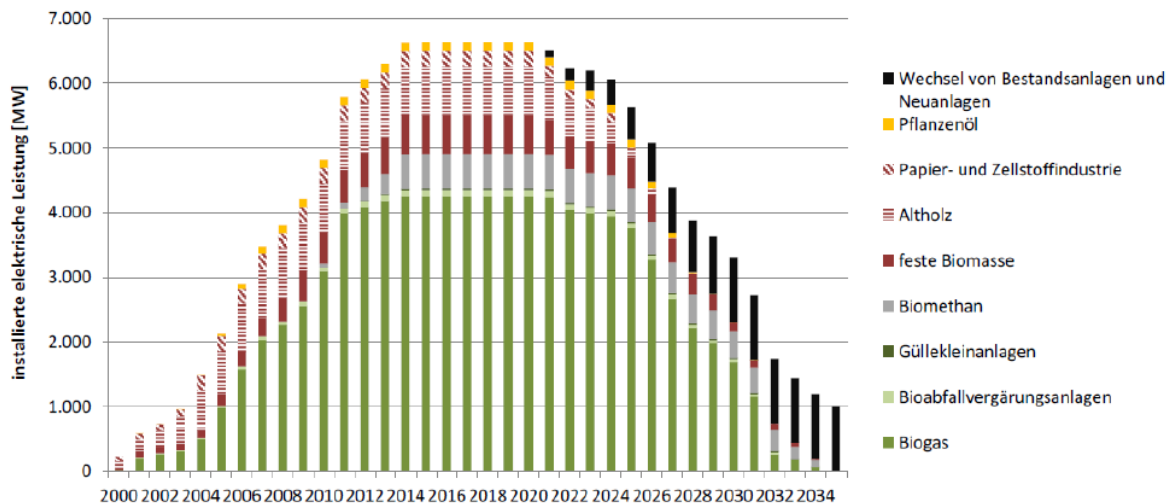
erneuerbarer Erzeugung ausgleichen. Auch Altholz-Kraftwerke ermöglichen den flexiblen Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung aus Wind und Sonne.

Die Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas kann auch zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Ergänzung der fluktuierenden Erzeugung von Wind- und Solarstrom leisten.

Der BDEW teilt die Einschätzung des DBFZ (Deutsche Biomasseforschungszentrum: „Biomasse im EEF 2016, Hintergrundpapier zur Situation der Bestandsanlagen in den verschiedenen Bundesländern, März 2016), dass unter den gegenwärtig vorgesehenen Entwicklungen des EEG die derzeit installierten 6.600 MW_{el} Biomasseanlagen zum Ende der jeweiligen Förderdauer abgeschaltet werden. So ist eine deutliche Reduzierung der Stromerzeugung aus Biomasse in Blöcken ab 2022 und ein Auslaufen der Stromerzeugung aus Biomasse für 2034 zu erkennen.

Ausblick Stromerzeugung aus Biomasse.

Entwicklung der Biomasseleistung bei Ausschreibungsvolumen von 100MW brutto pro Jahr (Quelle: DBFZ 2016)



EFFIZIENZ ENTSCHIEDET. 4

Der BDEW begrüßt den Vorschlag des Bundeswirtschaftsministeriums, zukünftig auch die Förderhöhe von Strom aus neuen Biomasse- / und Biogasanlagen auszuschreiben. Die im Referentenentwurf angelegte Ausschreibung für Biomasse sollte jedoch unmittelbar im EEG angelegt werden. Alternativ könnte eine gleichzeitige Umsetzung der enthaltenen Verordnungsermächtigung des § 88 EEG-RefE, für Planungssicherheit und Kontinuität sorgen.

Positiv zu bewerten ist auch die Entscheidung des BMWi, für Bestandsanlagen eine Anschlussförderung über Ausschreibungen über die 20jährige Förderdauer hinaus zu ermögli-

chen. Dies ist erforderlich, weil ansonsten sukzessive mit der Außerbetriebnahme der derzeit über das EEG geförderten Biogas- und Biomasseanlagen zu rechnen ist, da deren Brennstoffkosten über den am Strommarkt erzielbaren Erlösen liegen.

2.4.1 Ausschreibungsmenge:

Der politisch zu definierende Zubau von Biomasseanlagen hat über die Windenergieformel erhebliche Auswirkungen auf die Ausschreibungsmenge von Windenergieanlagen. Aufgrund der hohen Vollbenutzungsstunden von Biomasseanlagen wird mit der Windenergieformel die Ausschreibungsmenge von Windkraftanlagen für jedes MW Zubau aus Biomasseanlagen um den Faktor 3 reduziert.

Energiewirtschaftlich sinnvoll sind beide Erzeugungstechnologien. Einerseits ist die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen in der Regel deutlich kostengünstiger als aus Biomasseanlagen (allein aufgrund der Substratkosten), und leistet damit einen großen Beitrag zur Kosteneffizienz der Energiewende. Andererseits können Biomasseanlagen dargebotsunabhängig und bedarfsgerecht Strom erzeugen und so einen größeren Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität leisten. Vor diesem Hintergrund ist eine Abwägung vorzunehmen.

Der Referentenentwurf sieht derzeit eine Ausschreibungsmenge von höchstens 100 MW installierter Leistung vor. Aufgrund des zu erwartenden Rückbaus von Biomasse-Anlagen – spätestens mit Ende des Förderanspruchs – bedeutet dieser Bruttozubau von 100 MW eine Reduzierung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Biomasseanlagen. Nach Abwägung der oben genannten Vor- und Nachteile der Stromerzeugung aus Biomasse hält der BDEW den Erhalt der Flexibilitäten für energiewirtschaftlich sinnvoll und empfiehlt, statt der 100 MW installierten Leistung 100 MW Bemessungsleistung aus Biomasse-/Biogasanlagen auszuschreiben.

2.4.2 Technische Anforderungen

Aus Sicht des BDEW ist es sachgerecht, dass Bestandsanlagen, die sich an der Ausschreibung für eine Anschlussförderung beteiligen und einen Anspruch auf Anschlussförderung erhalten, gemäß § 39 Absatz 2 EEG-RefE und gemäß § 6 Abs. 4 EEG 2012 (Technische Vorgaben) als neu in Betrieb genommen gelten. Dadurch wird sichergestellt, dass diese Erzeugungsanlagen die gleichen technischen Anforderungen erfüllen müssen wie Bestandsanlagen.

Allerdings stehen die aktuellen Anforderungen an die nutzbare Biomasse im Rahmen der Biomasseverordnung im Widerspruch zur Möglichkeit einer Förderverlängerung bei den sehr günstigen Einsatzstoffen Altholz und Schwarzlauge. Deshalb ist für den § 39b EEG-RefE eine entsprechende Klarstellung erforderlich (siehe 2.4.7).

2.4.3 Höchstpreis

Die vom BMWi 2015 vorgelegte Potentialanalyse hat für Biogas aus Gülle und Mist 6-8 ct/kWh und für Biomethan 5-8 ct/kWh eine höhere Vergütung gegenüber dem EEG 2014 ermittelt. Die im vorgelegten Referentenentwurf festgelegte Gebotshöchstgrenze wird dem nicht gerecht. Der BDEW empfiehlt einen Höchstpreis, der eine auskömmliche Vergütung ermöglicht.

2.4.4 Zeitnahe Entscheidung für Ausschreibungen erforderlich

Ab 2021 endet zunächst der Förderzeitraum der ersten Biomasseanlagen, darunter der besonders günstigen Altholzkraftwerke (kleiner 10 ct/kWh). Die Gesetzesbegründung des Referentenentwurfs stellt zutreffend fest, dass angesichts des absehbaren Förderendes ohne wirtschaftliche Perspektive auf eine Anschlussförderung bereits heute erforderliche Ersatzinvestitionen nicht mehr erfolgen. Zudem erfolgen üblicherweise Investitions- und Außerbetriebnahmeentscheidungen mehrere Jahre im Voraus. Vor diesem Hintergrund sieht der BDEW dringenden Handlungsbedarf und empfiehlt die Implementierung eines Auktionsdesigns für Biomasse und Biogas bereits mit dem EEG 2016. Für den Fall, dass dies nicht möglich ist, kann eine Verordnungsermächtigung im EEG 2016 mit zeitnaher Umsetzung noch im selben Jahr das vorgenannte Problem reduzieren.

2.4.5 Bündelung und Aufteilung von Stilllegungsnachweisen

Der BDEW begrüßt, dass die Möglichkeit der Bündelung und Aufteilung von Stilllegungsnachweisen zur Übertragung auf „neue“ Erdgas-BHKW im Referentenentwurf (§ 100) aufgegriffen wurde. Damit die Verwendung von Stilllegungsnachweisen, welche die EEG-Vergütung eines vorzeitig stillgelegten Biomethan-BHKW auf ein „neues“ Erdgas-BHKW überträgt in der Praxis greift sind jedoch weitere Klarstellungen notwendig:

- Übertragung auf neue und bestehende BHKW: Die Übertragung muss in gleicher Weise auf neue und bestehende BHKW-Anlagen möglich sein.
- Mehrfache Nutzung ermöglichen: Falls umgestellte Anlagen ebenfalls vorzeitig außer Betrieb gehen, so muss die weitere Nutzung dieser Stilllegungsnachweise erneut möglich sein.
- Laufzeiten definieren: Es ist festzulegen, für welche Restlaufzeit (Jahre) die Übertragung erfolgt.
- Vergütungshöhe: Es ist festzulegen, welche Vergütung übertragen wird. Die ist insbesondere dann erforderlich, wenn keine passgenaue Übertragung erfolgt.
- Eine EEG-Stilllegung liegt sowohl im Falle der endgültigen Außerbetriebnahme im Sinne des Immissionsschutzrechts vor, als auch bei einer Umstellung auf Erdgas. Eine Anlage gilt als endgültig stillgelegt, wenn sie im Anlagenregister i.S.v. § 6 als endgültig stillgelegt registriert worden ist; eine Stilllegung nach anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften ist nicht erforderlich.

2.4.6 Vorschlag für ein Auktionsdesign für Biogasanlagen

2.4.6.1 Präqualifikationsanforderungen

Unter Berücksichtigung der Realisierungszeiträume für Biogas- / Biomethan- und BHKW-Anlagen sind folgende Anforderungen zur Teilnahme an der Auktion praxisgerecht:

- Kautions: 75 Euro / kW_e (etwa 10 Prozent der Investitionskosten)
- keine BlmschV-Genehmigung (frühe Ausschreibung)
- pönalefreie Rückgabe der Kautions bei Versagung der Genehmigung

2.4.6.2 Realisierungszeiträume

Aufgrund der Komplexität kann sich eine große Spannbreite von Realisierungszeiträumen ergeben. So ist die Umstellung eines bereits bestehenden BHKW (Umsteller-BHKW) sehr kurzfristig möglich (2 Monate). Der Neubau eines BHKW einschließlich BlmSchG-Verfahren dauert etwa 18 Monate. Wird zudem auch eine Biomethananlage errichtet, ist für Genehmigung, Bau und Bestellung mit etwa mit 30 Monaten zu rechnen. Vor diesem Hintergrund regt der BDEW folgende Realisierungsfristen nach Zuschlagserteilung an:

- 18 Monate für ein (neues) BHKW
- 36 Monate für eine Vor-Ort-Anlage (Biogasanlage mit BHKW)
- 36 Monate für ein/mehrere (neue) BHKW in Kombination mit einer neuen Biomethanerzeugungsanlage.

2.4.6.3 Technologien, Einsatzstoffe und Größenklassen

Angesichts der vergleichsweise hohen Kosten der Stromerzeugung aus Bioenergie steht das Ziel der Kosteneffizienz im Mittelpunkt der Überlegungen des BDEW.

1. An der Ausschreibung sollen sich Bestands- und Neuanlagen beteiligen können. Dabei soll in der Ausschreibung nicht zwischen Bestands- und Neuanlagen unterschieden werden. Es soll weder eine separate Ausschreibung für Bestandsanlagen geben, die sicherstellt, dass Bestandsanlagen weiterbetrieben werden können, noch sollen Neuanlagen entstehen, wenn der Weiterbetrieb von Bestandsanlagen günstiger wäre. Dies dient der Maximierung der Kosteneffizienz.
 2. Es soll keine Differenzierung nach Größenklassen erfolgen. Unter der Annahme, dass größere Anlagen kosteneffizienter sind, werden auf diese Weise Anreize zum Bau der effizientesten Anlagen gegeben.
- Eine Differenzierung nach Einsatzstoffen ist hingegen erforderlich, da Altholz und Speiseabfälle nur in begrenztem Umfang zur Verfügung stehen. In einer gemeinsamen Auktion mit Waldrestholz und NaWaRo ist davon auszugehen, dass Anlagen, die letztere einsetzen, immer grenzpreissetzend sein werden. In diesem Fall würden bei einer gemeinsamen Auktion Mitnahmeeffekte entstehen, die nur durch eine Einsatzstoffdifferenzierung vermeidbar sind. Der BDEW empfiehlt daher die Differenzierung

zwischen „Altholz und Speiseabfällen“ und „Waldrestholz und NaWaRo“. Um eine solche Differenzierung zu erreichen, empfiehlt der BDEW die Ausschreibung zu segmentieren. Der im EEG 2012 angelegte „Maisdeckel“ von 60 Prozent zeigt bereits Wirkung. Der BDEW hält eine weitere Verschärfung an dieser Stelle nicht für notwendig. Im Gegenteil führt eine möglichst freie Wahl der Rohstoffe (in Verbindung mit der guten fachlichen Praxis der Landwirtschaft und unter Beachtung des Gewässerschutzes) in Verbindung mit einem Bürokratieabbau am ehesten zu einer Preissenkung.

- Grundsätzlich ist auch eine Steuerungswirkung durch Setzung von Höchstpreisen möglich, doch besteht das Risiko, dass diese Art der Steuerung unpräzise ist und die Wettbewerbsintensität stark reduziert. Zudem muss dieser Höchstpreis auskömmlich gesetzt werden.

2.4.7 Strom aus Altholz und Schwarzlauge

Der vorliegende Referentenentwurf sieht weder die Förderung von neuen Anlagen noch eine Anschlussförderung für Bestandsanlagen zur Stromproduktion aus Altholz und Schwarzlauge vor. Das BMWi begründet dies damit, dass für Altholz und für Schwarzlauge 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 sei zu befürchten, dass Altholz verstärkt zur Heizung im Hausbrand eingesetzt werde. Durch die Herausnahme von Altholz und Schwarzlauge entstehe daher sehr wohl 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 ist, so wird sich dies auch im Rahmen der Ausschreibung in Form von niedrigen (und möglicherweise sogar negativen) Geboten zeigen.

Deshalb ist für den § 39b EEG-RefE eine Klarstellung erforderlich, dass bei einer Förderverlängerung von Bestandsanlagen weiterhin die BiomasseVO zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme gilt. Ansonsten wären die Einsatzstoffe Altholz und Schwarzlauge nicht mehr förderberechtigt.

2.5 Wasserkraft

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 nur 2 ct/kWh an der Strombörse gegenüber. Der BDEW schlägt daher in Kapitel 3.4 konkrete Maßnahmen zur „Existenzsicherung von Wasserkraftanlagen“ vor.

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 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.³

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

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

2.5.2 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.

2.5.3 Höhe der Kautionsleistung bei Zuschlagserteilung

Der Zuschlag löst eine Investitionsverpflichtung aus. Bei Vorlage eines bestandskräftigen Genehmigungsbescheids könnte die Pflicht zur Hinterlegung einer Kautionsleistung 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.

2.5.4 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-

³ Vgl. u. a. BMWi (2015), „Marktstudie Wasserkraft“.

Anlagen liegen. Ferner sollte konkret die Steigerung der Nettoleistung ausgeschrieben werden (vgl. 5.). 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 werden⁴.

2.5.5 Zubaukorridor für die Wasserkraft (MW /Jahr)

Das technische Gesamtpotenzial⁵ 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.

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.

2.5.6 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 und Methanemissionen ca. 21 Mal so klimawirksam wie CO₂-Emissionen sind. 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,

⁴ Bei Unterdeckung kann das Restvolumen in die nächste Ausschreibungsrunde übertragen werden.

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

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 Geothermie

Gemäß § 27 Absatz 2 EEG 2014 bzw. § 45 Absatz 2 EEG 2016-RefE reduziert sich der Fördersatz für Strom aus Geothermie um 5 Prozent, die nach dem 31. Dezember 2016 in Betrieb gehen. Auch wenn dies bereits mit dem EEG 2014 bekannt war, so stellt dies angesichts der langen Projektvorlaufzeiten von 5 bis 10 Jahren ein Problem für die Investoren dar. Umsatzkalkulationen für Projekte mit jeweils 70 bis 150 Millionen Euro Investitionsvolumen wären damit nicht mehr belastbar. Der BDEW empfiehlt daher, die vorgesehene Reduzierung des Fördersatzes erst ab 2019 wirken zu lassen, damit die bereits vorentwickelten Projekte zu den ursprünglich geltenden Rahmenbedingungen realisiert werden können.

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

Sollte trotz dieser grundsätzlichen Anmerkung an der Ausnahmeregelung für Prototypen festgehalten werden, so ist sicherzustellen, dass die als Prototypen installierte Leistung auf die Gesamtmenge der jeweiligen Technologie angerechnet und bei der Ausschreibungsmenge berücksichtigt werden. Konkret bedeutet dies, dass sich zum Beispiel die Prototypenregelung von Windenergieanlagen auf See mindernd auf die Ausschreibungsmenge bei Windenergieanlagen auf See auswirken sollte.

2.9 Akteursvielfalt

2.9.1 Privilegierte Bürgerenergiegesellschaften

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

2.9.1.1 Kreis der Begünstigten

Der Kreis der Begünstigten erstreckt sich gemäß § 36f des vorliegenden Referentenentwurfs 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 Referentenentwurf wird weder sichergestellt, dass möglichst viele Menschen eine Beteiligungsmöglichkeit 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 § 5 Nummer 14 EEG-RefE 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 (mgw. 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 § 36f Absatz 3 Nummer 3 EEG-RefE). 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.

2.9.1.2 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.

| | Privilegierte Bürgerenergiegesellschaften | Sonstige Bieter |
|--------------------------------|--|------------------------|
| Teilnahmevoraussetzung | Nachweis der Grundstücksverfügbarkeit Windgutachten | BlmSchG-Genehmigung |
| Erstsicherheit | 15 Euro / kW | 30 Euro / kW |
| Zweitsicherheit | 15 Euro / kW (mit Vorliegen der BlmSchG-Genehmigung zu hinterlegen; spätestens zwei Jahre nach Zuschlag) | 0 Euro / kW |
| Realisierungsfrist | 2 Jahre nach Vorliegen der BlmSchG (also max. 4 Jahre nach Zuschlag) | 2 Jahre nach Zuschlag |
| Standortübertragbarkeit | 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 verlangt werden kann und zu welchen Kosten die Windenergieanlagen eingekauft werden. 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.

2.9.1.3 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 Referentenentwurfs wird den Bedürfnissen der zahlreichen kleinen und oft auch kommunalen Unternehmen jedoch nicht gerecht. Zwar erlaubt der Gesetzesentwurf 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.

2.9.2 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 evtl. 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 ausgeschriebenen 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 Referentenentwurf vorgeschlagenen Freigrenzen (1 MW 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 Referentenentwurf 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.

2.10 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“⁶. 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,

⁶ Der „Fluch des Gewinners“ besagt, dass das Gewinnen einer Auktion nicht immer eine gute Nachricht für den Bieter sein muss. Ist der Wert des auktionierten Gutes nämlich unsicher, so kann der Gewinn der Auktion bedeuten, dass der Bieter den Wert des Gutes falsch eingeschätzt hat und einen Verlust erleidet.

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

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

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

Ein weiterer Vorteil von Einheitspreisverfahren besteht im niedrigeren administrativen Aufwand. Gebotspreisverfahren („pay-as-bid“) führen 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.

2.11 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 benötigen, da sie ja über das Selbstverbrauchsprivileg indirekt und zu Lasten der Allgemeinheit gefördert werden. Im Ergebnis käme es zu einer Verdrängung anderer Akteure und damit zu einer politisch nicht gewollten Reduzierung der Akteursvielfalt.

Der aktuelle Wortlaut von § 27a EEG-RefE geht diesbezüglich in die richtige Richtung, verlangt aber eine vollständige Netzeinspeisung und verbietet damit jede – auch letztverbraucherabgabepflichtige - Nutzung des Stroms vor dem Netzverknüpfungspunkt. Dies kann zum Beispiel eine Direktlieferung an Dritte oder eine vom Netzbetreiber zuschaltbare Last sein. Der BDEW regt hier eine Prüfung dieser Regelung an. Zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen ist allerdings sicherzustellen, dass eine Anpassung der Regelung des § 27a EEG-RefE nur dann wettbewerbsneutral ist, wenn auf die so erfolgte Nutzung des Stroms die gleichen Abgaben geleistet werden, wie im Fall des Strombezugs aus dem Netz.

3 Hinweise zum Referentenentwurf

3.1 Energiespeicher

Der BDEW begrüßt im Grundsatz, dass der vorliegende Referentenentwurf neben den netzgestützten Speichern (§ 61a Absatz 1 Nummer 1 EEG-RefE) nun auch Speicher einbezieht, die zum Eigenverbrauch oder für eine Direktlieferung genutzt werden. Nach der Neuregelung soll Strom im Rahmen der Einspeicherung nicht mit der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage belastet werden, wenn der ausgespeicherte Strom ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird oder einem Letztverbrauch mit voller oder reduzierter EEG-Umlagepflicht zugeführt wird. Damit sollen Speicher, die zum Eigenverbrauch genutzt werden, mit Speichern gleichgestellt werden, die den zwischengespeicherten Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung ausspeichern. Mit dem EEG 2014 wurde der Selbstverbrauch von Strom aus Anlagen größer 10 kW installierter Leistung und mehr als 10 MWh Strom pro Jahr im Grundsatz anteilig mit der EEG-Umlage belastet.⁷ Wurde in diesem Zusammenhang Strom vor dem Selbstverbrauch in einem Stromspeicher gespeichert, wurde der Strom zweimal mit der EEG-Umlage belastet. Diese Doppelbelastung war – nach eigener Auskunft – vom Gesetzgeber so nicht beabsichtigt und soll mit der nun vorliegenden Regelung ausdrücklich korrigiert werden.⁸ Dies ist aus Sicht des BDEW sachgerecht.

Aus Sicht des BDEW ist es ebenfalls wichtig, dass durch die neue Regelung kein verstärkter Anreiz zur Ausweitung des Selbstverbrauchs gegeben wird. Insbesondere mit Blick auf Kleinstanlagen unter 10 kW ist sicherzustellen, dass hier keine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage erfolgt. Mit der vorgeschlagenen Regelung wird dies insoweit unterbunden, als dass der eingespeicherte Strom nur dann von der EEG-Umlage befreit wird, wenn der ausgespeicherte Strom einem umlagepflichtigen Letztverbrauch zugeführt wird.

Insofern erscheint die vorgeschlagene Regelung sachgerecht, denn sie beseitigt die derzeitige Doppelbelastung mit der EEG-Umlage und vermeidet den Anreiz zur Ausweitung des Selbstverbrauchs in Neuanlagen. Nachvollziehbar ist im Rahmen von § 61a Absatz 1 Nummer 2 EEG-RefE auch, dass auf die tatsächliche Zahlung abgestellt wird, weil in den Fällen des Eigenverbrauchs und der Direktlieferung der Speicherbetreiber jeweils Schuldner der EEG-Umlage ist.

Ungeachtet dieses grundsätzlich richtigen Ansatzes birgt die vorgenannte Regelung jedoch zwei nachfolgend beschriebene Probleme.

⁷ Unbeschadet der weiteren Privilegierungen für Bestandsanlagen und aus weiteren sachlichen Gründen (§ 61 Absatz 2 bis 4 EEG 2014).

⁸ Vgl. Begründung auf Satz 208.

3.1.1 Regelung zu Stromspeichern allgemein

Eine Doppelbelastung auf Ein- und Ausspeicherung wird mit der Neureglung in § 61a Absatz 1 Nummer 2 EEG-RefE nicht vollständig vermieden. Das Problem resultiert aus der De-Minimis-Regelung im Rahmen des Selbstverbrauchs und zeigt nochmals die wettbewerbsverzerrende Wirkung solcher Freigrenzen auf. Wie dargelegt sieht der Referentenentwurf vor, dass der eingespeicherte Strom nur dann von der EEG-Umlage befreit ist, wenn der gesamte ausgespeicherte Strom einem umlagepflichtigen Letztverbrauch zugeführt werden soll. Dies ist bei Kleinanlagen unterhalb 10 kW installierter Leistung und 10 MWh erzeugter Strommenge nicht der Fall, da diese von der EEG-Umlagepflicht bei Selbstverbrauch befreit sind. In solchen Fällen müsste auf den gesamten eingespeicherten Strom EEG-Umlage in vollem Umfang geleistet werden, unabhängig davon, ob zu einem Teil die Voraussetzungen nach § 61a Absatz 1 Nummer 1 EEG-RefE erfüllt sind, es also zu einer Einspeisung eines Teils des zuvor eingespeicherten Stroms ins Netz kommt. Speicher erleiden in dieser Konstellation einen Wettbewerbsnachteil gegenüber anderen Flexibilisierungstechnologien, die der Laststeuerung in solchen Haushalten dienen. Die Betreiber entsprechender kleiner Anlagen haben also einen Anreiz, in sogenannte „smarte Technologien“ zu investieren, mithilfe derer sie ihren Selbstverbrauch maximieren können. Speicher sind aus den oben genannten Gründen hierfür nicht geeignet. Vermieden werden kann eine solche Wettbewerbsverzerrung und einzelne Flexibilitätsoptionen diskriminierende Regelung aus Sicht des BDEW nur durch eine konsequente Abschaffung der Freigrenzen für das Selbstverbrauchsprivileg.

Darüber hinaus führt die alternative Voraussetzung in § 61a Absatz 1 Nummer 1 *oder* 2 EEG-RefE dazu, dass die Einspeicherung in den Fällen, in denen der ausgespeicherte Strom einem Selbstverbrauch nach § 61 Absatz 3 oder 4 EEG 2014 unter Netznutzung zugeführt wird, immer von der EEG-Umlage befreit ist. In dieser Fallkonstellation würde der Selbstverbrauch also im Verhältnis zu allen anderen Fällen ohne sachlichen Grund privilegiert.

Zudem sollte aus Gründen der Rechtssicherheit zumindest in der Begründung auch klargestellt werden, ob ein Stromspeicher selbst auch eine Bestandsanlage nach § 61 Absatz 3 bzw. 4 EEG 2014 darstellen kann bzw. unter die Kleinanlagenregelung fallen kann. Bislang wird in der Begründung nur die mögliche Eigenschaft des Stromspeichers als EEG-Anlage erwähnt.

3.1.2 Regelung zu Speichergas

Die Neuregelung zur Einspeicherung von Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird (§ 61a Absatz 2 EEG-RefE), 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 Lasten 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.

Der BDEW bittet außerdem um Präzisierung der Änderung des § 7 Absatz 4 AusglMechV: Wenn, wie in der Änderung vorgesehen, die Angabe „Absatz 4“ durch „Absatz 3“ ersetzt wird, verweist die AusglMechV auf die neue Speicherregelung. Dies erscheint im Zusammenhang mit der Erhebung der EEG-Umlage aber nicht erforderlich. Stattdessen sollte der Verweis auf Absatz 4, d. h. die Zinszahlungspflicht, gestrichen werden. Fraglich ist auch, ob § 60 Absatz 4 EEG 2014 dann nicht mehr auf Eigenversorgungs-Konstellationen anwendbar sein soll. Die Begründung schweigt zu dieser Änderung.

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.

3.1.3 Vorschlag zur Definition des Begriffes „Energiespeicher“

Der BDEW hat dem Gesetzgeber am 6. Juni 2014 vorgeschlagen⁹, 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.“

⁹ URL: [28.04.2016](https://www.bde<u>w.de/internet.nsf/id/20140606-o-definition-des-begriffes-energiespeicher-de/$file/2014-06-06_Definition_Energiespeicher_final_ohne-Ansprechpartner.pdf</u>.</p></div><div data-bbox=)

3.1.4 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.

3.1.4.1 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.

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.“

3.1.4.2 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.“

‘Energiespeicher` gemäß § xxx des Energiewirtschaftsgesetzes¹⁰. 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-Umlage aber nach den allgemeinen Grundsätzen bei Verbrauch durch einen Letztverbraucher wieder an. Eine Doppel-EEG-Umlage wird damit ebenso vermieden wie eine Doppelbefreiung. 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.

3.2 Umgang mit negativen Marktpreisen (§ 51 EEG-RefE) / 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 vorliegenden Referentenentwurf wird 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.*“ Dies scheint auf den ersten Blick ein praktikabler Lösungsweg zu sein, um von vornherein die Wahrscheinlichkeit für das Greifen des § 51 EEG-RefE (ehemals § 24 EEG 2014) zu reduzieren. Bei näherer Betrachtung ist jedoch festzustellen, dass die vorgestellte Regelung Fehlanreize setzen kann.¹¹

Der BDEW unterstützt die Zielsetzung, Anreize zur Einspeisung von Strom in Stunden mit negativen Marktpreisen zu vermeiden. Der BDEW hält jedoch die Prüfung ganzheitlicherer Maßnahmen für zielführender und regt daher eine breite Diskussion um die Ausgestaltung eines Förderkontingentmodells (ursprünglich Mengenkontingentmodells) an.

¹⁰ Neudefinition gem. des BDEW-Vorschlags

¹¹ Vgl. BDEW (2015): „Handlungsempfehlungen zu § 24 EEG 2014“.

Bis zur Umstellung auf ein Förderkontingentmodell plädiert der BDEW nach wie vor für die Streichung des § 51 EEG-RefE, da Unsicherheiten für Anlagenbetreiber, Händler sowie auch für Übertragungsnetzbetreiber entstehen. Sollte eine Streichung des § 51 EEG-RefE aus rechtlichen Gründen nicht möglich sein, hält der BDEW 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-RefE – in jeder Stunde, in denen der Stundenkontrakt (EPEX SPOT SE in Paris, Day-ahead) negativ ist. Diese Maßnahme entspricht der Anforderung aus den Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission und ist aus energiewirtschaftlicher Sicht sinnvoll, da sie bewirkt, dass Strom, für den keine Nachfrage besteht, keine Förderung erhält.
- Im Gegenzug erhalten Anlagenbetreiber eine Kompensation für die ihnen entstehenden Ausfälle, wenn sie in diesen Stunden nachweislich keinen Strom eingespeist haben. Dies erfolgt entweder
 - unmittelbar als Entschädigung in Höhe der Marktprämie, welche über die EEG-Umlage gewälzt wird oder
 - als (um die realen Barwertverluste aufgezinst) Strommenge, die am Ende der Förderdauer als Mengenkontingent weiterhin gefördert wird.
- Die entschädigte (reduzierte) Energiemenge ist bei der Bestimmung des Referenzertrages (Windenergie) so zu bewerten als wäre sie erzeugt worden.

Hilfswise unterstützt der BDEW ausdrücklich die Empfehlung des Bundesrates aus seiner Stellungnahme vom 18. Dezember 2015. Demnach sind nach den Wörtern "Wert der vortägigen Auktion am Spotmarkt " die Wörter "**an einem Kalendertag**" einzufügen. Durch diese Änderung würde der unzureichende Vorschlag im Regierungsentwurf zumindest für Händler/Direktvermarkter handhabbarer.

Die im Strommarktgesetz in Artikel 9 Nummer 7 aufgeführten Änderungen zu § 24 EEG 2014 sollen mit Inkrafttreten des Strommarktdesigngesetzes unterjährig im Jahr 2016 wirksam und im § 51 EEG-RefE nach dessen Inkrafttreten fortgeführt werden.

Durch diese Änderungen an der Regelung und die dadurch notwendige Einbeziehung der Intraday-Preise in die Berechnungslogik zur Bestimmung der „6h-Blöcke“ mit negativen Preisen wird diese erheblich verkompliziert. Da den Netzbetreibern insbesondere die zusätzlichen volumengewichteten ID-Durchschnittspreise nicht vorliegen, sollte eine Veröffentlichung der „6h-Blöcke“ mit negativen Preisen nach neuer Regelung direkt durch die Börse erfolgen.

Die Börse ist „Inhaber“ der für die Berechnung der „6h-Blöcke“ notwendigen Day-ahead und Intraday-Preise, sodass die direkte Veröffentlichung durch die Börse einen effizienten Weg ohne unnötige weitere Schnittstellen darstellt.

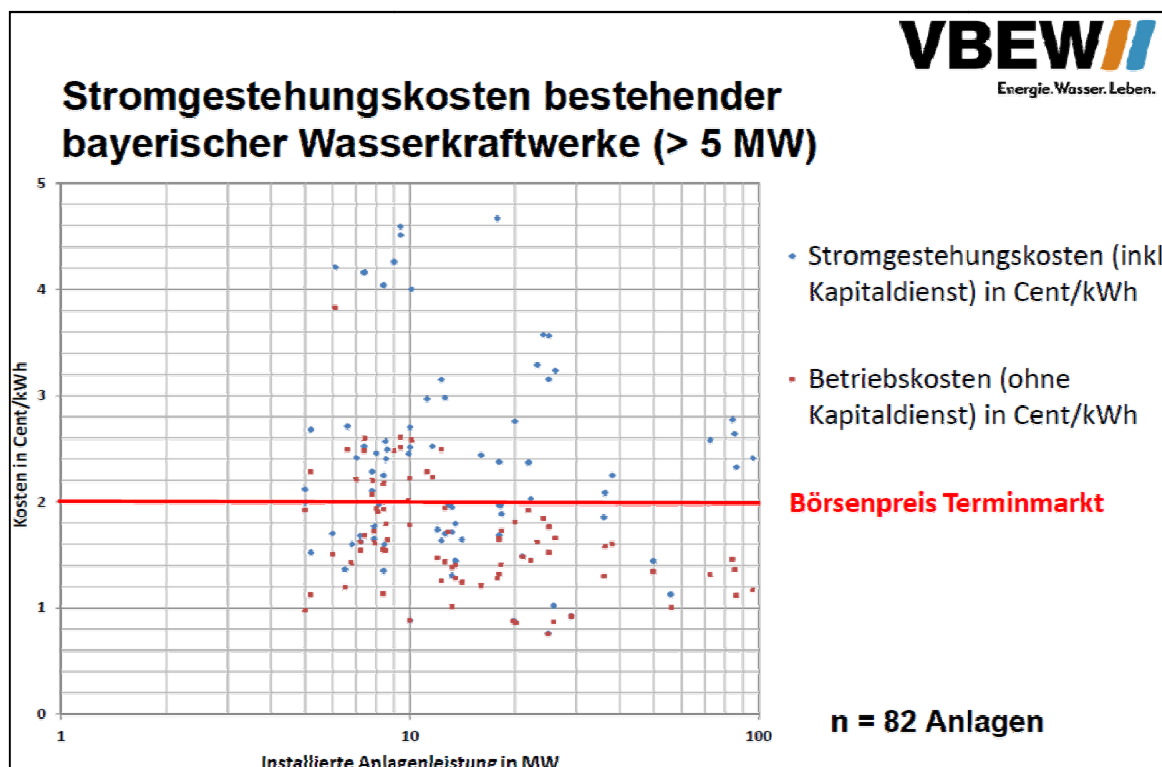
3.3 Existenzsicherung von Wasserkraftanlagen

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 jedoch inzwischen ganzjährige Terminmarktverträge für die nächsten 5 Jahre mit einem Preis von ca. 2 ct/kWh gehandelt. 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 über Jahrzehnte 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 (siehe Grafik) und einem Erlöspotenzial von nur 2 ct/kWh ist der Fortbestand der Wasserkraft in Deutschland akut gefährdet.

Insbesondere die Qualität und Planbarkeit des Wasserkraftstroms mit mehr als 5.000 VBh/a¹² (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 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-Energien-Ziele fehlende Produktion müsste in einem solchen Szenario durch zusätzliche Anlagen wie Windenergie- oder PV-Anlagen bereit gestellt werden, deren Förder-

¹² VBh/a: Vollbenutzungsstunden pro Jahr

niveau, 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.

3.4 Haftung des Bilanzkreisverantwortlichen (§ 60 EEG-RefE)

Zur neu eingefügten Vermutungswirkung in § 60 EEG-RefE stellt sich zunächst die Frage, in welchem Verhältnis diese zur Vermutung in § 60 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014 steht.

Die Neuregelung zur verschärften Haftung des Bilanzkreisverantwortlichen berührt widerstrebende Interessen der im BDEW vertretenen Mitgliedsunternehmen. Es sollen an dieser Stelle daher die Argumente und Interessen beider Seiten dargestellt werden. Der BDEW bittet unter Berücksichtigung dieser Argumente um eine erneute Bewertung durch das BMWi.

Nach *einer Auffassung* trägt die Neuregelung dem Problem Rechnung, dass auch nach Einführung der gesetzlichen Vermutung im § 60 Absatz 1 Satz 2 EEG der Übertragungsnetzbetreiber mangels Kenntnis der vertraglichen Konstruktionen in der Sphäre des Bilanzkreisinhabers in bestimmten Fällen nicht wissen kann, wer sein korrekter Anspruchsgegner ist. Da die gesetzliche Vermutung widerlegbar sei, bestehe für Unternehmen weiterhin die Möglichkeit, sich der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage unter Ausnutzung eines langjährigen Rechtswegs zu entziehen. Hinzu komme, dass in den bisherigen Fällen auch die Möglichkeit zur Kündigung des Bilanzkreisvertrags nicht genutzt werden könne, da die Kündigungsmöglichkeit ausweislich des Gesetzeswortlauts nur gegenüber dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen bestehe. Welches Unternehmen das umlagepflichtige EltVU sei, sei jedoch gerade Inhalt des Rechtsstreits und mithin erst an dessen Ende geklärt. Daher sei eine Pflicht des Bilanzkreisverantwortlichen auf Zahlung der EEG-Umlage als Gesamtschuldner ebenfalls erforderlich.

Durch die Neuregelung werde so auch erreicht, dass die Bilanzkreisinhaber, in deren Sphäre sich die für die EEG-Abwicklung notwendigen Informationen befänden, mehr in die Pflicht genommen werden; zugleich würden Informationsdefizite, die auf einer Pflichtverletzung des Bilanzkreisinhabers basierten, nicht mehr zu Lasten des EEG-Kontos gehen. Das grundsätzlich bestehende Auskunftsrecht des ÜNB sei nur mit erheblichem Zeitverzug und (zwangs-)prozessualen Schwierigkeiten durchsetz- und einklagbar.

Auch wenn das Risiko der gesamtschuldnerischen Haftung aus der Zuordnungsvereinbarung des Bilanzkreisverantwortlichen mit Dritten zu seinem Bilanzkreis und auf dem jeweiligen Geschäftsmodell des Bilanzkreisverantwortlichen beruhe, sei es nach *anderer Ansicht* nicht sachgerecht, dieses Risiko auch in dieser Sphäre abzubilden. Denn die EEG-Umlage werde auf Basis des zwischen dem Lieferanten und dem Kunden geschlossenen Vertragsverhältnisses abgeführt, an dem der Bilanzkreisverantwortliche nicht beteiligt sei. Der Bilanzkreisverantwortliche könne das Risiko durch entsprechende vertragliche Regelungen mit dem zu-

geordneten Dritten und durch ausreichende Sicherheiten zwar grundsätzlich abbilden, in diesem Zusammenhang erscheine aber insbesondere die Verlagerung des Insolvenzrisikos auf den Bilanzkreisverantwortlichen als systemwidrig und unsachgerecht. Denn durch diese Verschiebung der Risikosphären würde der Übertragungsnetzbetreiber von seiner Zuständigkeit zur Abwicklung der EEG-Umlagepflicht bei Letztverbraucherbelieferung durch ein EVU zu Lasten der Bilanzkreisverantwortlichen entlastet. Die Bilanzkreisverantwortlichen trügen ein erhöhtes Risiko des Zahlungsausfalls, während der Übertragungsnetzbetreiber kein Insolvenzrisiko tragen, weil ein Zahlungsausfall allgemein zu Lasten des EEG-Kontos gehe. Durch das Zusammenspiel der Vermutungswirkungen drohten außerdem auch Fälle des sonstigen Letztverbrauchs nach § 61 Absatz 1 Satz 3 EEG 2014 zu einer gesamtschuldnerischen Haftung des BKV zu führen. Zumindest wenn widerlegt sei, dass ein EVU geliefert habe, bzw. wenn klar sei, welches EVU es sei, bestehe keine Rechtfertigung, dass der Übertragungsnetzbetreiber nicht dieses EVU statt des Bilanzkreisverantwortlichen in Anspruch nehme. Außerdem sollte zumindest eine ausreichende Übergangsfrist vorgesehen werden, um die Umstellung von Verträgen zu ermöglichen (siehe dazu unten zu den Übergangsvorschriften).

3.5 Vereinfachung der „Besonderen Ausgleichsregelung“ (§ 60a EEG-RefE)

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, nicht mehr durch die Vertrieben erhoben wird. Diese Neuregelung dürfte auch die Zinsproblematik des § 60 Absatz 4 EEG 2014 entschärfen (siehe hierzu auch Kapitel 4.2).

Der BDEW regt an, in die Begründung aufzunehmen, dass für die Letztverbraucher mit einer Begrenzung nach der BesAR die Vorschriften für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen entsprechend gelten. Insbesondere sind diese Letztverbraucher dann berichts- und meldepflichtig gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern. Hierzu gehören u.a. eine bilanzkreisscharfe Meldung und die Testierung der Verbrauchsmengen.

Der BDEW sieht in der Formulierung „können“ in § 60a EEG-RefE analog zu der Formulierung in § 60 und § 61 EEG einen zwingenden Zuständigkeitsübergang von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf die Übertragungsnetzbetreiber. Dies könnte in der Begründung präzisiert werden. Der BDEW regt darüber hinaus an, in § 60 Absatz 1 EEG-RefE klarzustellen, dass die Meldung und Pflicht zur Zahlung für den Letztverbraucherabsatz von Härtefallkunden nach § 63 oder § 103 für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen entfällt.

Die Regelung sollte aber bereits für das Kalenderjahr 2017 gelten (vgl. anders § 100 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG-RefE).

3.5.1 Veröffentlichungspflichten der ÜNB (§ 77 EEG-RefE)

Der Wegfall der Veröffentlichungspflichten für Verteilnetzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen führt zu einem notwendigen Abbau von Verwaltungsaufgaben. Eine Veröffentlichung der Gesamtdaten und Bündelung durch den Übertragungsnetzbetreiber erscheint hier ausreichend. Hierdurch entfallen auch Veröffentlichungspflichten von Eigenversorgern und sonstigen Letztverbrauchern, für die § 77 EEG 2014 zumindest dem Wortlaut des § 61 Absatz 1 Satz 4 EEG 2014 nach ebenfalls anwendbar war.

Nach Verständnis des BDEW der aktuellen Übergangsregeln (insbes. § 100 Absatz 1 Satz 3 EEG 2014) ist bereits für die Jahresabrechnung 2016 kein Bericht mehr zu veröffentlichen.

Folgende Kritikpunkte sieht der BDEW jedoch: Die ÜNB können nur die Informationen veröffentlichen, die sie von den Netzbetreibern gemeldet bekommen. Wenn die Notwendigkeit zur Veröffentlichung des Gemeindeschlüssels aufrechterhalten bleibt, muss eine Meldepflicht vom Anlagenbetreiber über den Anschlussnetzbetreiber bis hin zum ÜNB dazu 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.

3.6 Keine Parallelförderung nach EEG und StromStG

3.6.1 Generelle Kritik

Zu der bereits im Regierungsentwurf des Strommarktgesetzes vorgesehenen Änderung des § 19 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2014, 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 Position¹³.

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 kom-

¹³ Link: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/4455C019A13AB64CC1257ED1002B6834/\\$file/150929_Stellungnahme_Strommarktgesetz_final_oA.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/4455C019A13AB64CC1257ED1002B6834/$file/150929_Stellungnahme_Strommarktgesetz_final_oA.pdf).

munale 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.

3.6.2 Probleme bei der Umsetzung

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 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.

3.7 Marktorientierte Steuerung über ein intelligentes Messsystem

Der BDEW begrüßt zwar grundsätzlich, dass die Steuerung durch den Direktvermarkter perspektivisch über intelligente Messsysteme vorgenommen wird. Der dauerhafte zeitgleiche Betrieb von Steuerungen über das Messsystem und parallel dazu installierter und kommunizierender Steuerungssysteme wie z. B. der Funkrundsteuerung wird aus Gründen der Systemsicherheit und der Wirtschaftlichkeit jedoch nicht befürwortet. Vor diesem Hintergrund ist eine gesetzliche Verankerung der verpflichtenden Anbindung von Steuerboxen, sobald diese technisch verfügbar sind, an intelligente Messsysteme anzustreben. Dies ist auch erforderlich, da ein großer Nutzen der intelligenten Messsysteme gemäß dem Rolloutszenario plus der Kosten-Nutzen-Analyse von Ernst&Young¹⁴ gerade in der Steuerungsfähigkeit dezentraler Anlagen besteht. Allerdings ist hierzu anzumerken, dass eine gleichartige Verpflichtung zur Steuerung über das Messsystem bislang nicht für Einspeisemanagementmaßnahmen gilt.

Die Argumentation in der Begründung¹⁵, dass “stranded investments“ vermieden werden sollen, ist allerdings nicht nachvollziehbar: Die vorgesehenen Pflicht-Steuerungsfälle erfassen fast alle denkbaren Konstellationen in der geförderten Direktvermarktung.

In der Formulierung unglücklich erscheint in diesem Zusammenhang § 20 Absatz 3 Einleitungssatz EEG-RefE: Die Voraussetzung, dass der Einbau von Fernsteuerungstechnik u.a. wirtschaftlich vertretbar sein muss, müsste in einer Änderung des Digitalisierungsgesetzes erst präzisiert werden. Derzeit existiert nur die Vorgabe, dass der Einbau von intelligenten *Messsystemen* wirtschaftlich vertretbar sein muss, was sich auf die im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) genannten Preisobergrenzen bezieht.

Darüber hinaus wird aus der Regelung in § 20 Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 EEG-RefE nicht klar, wann die Fünf-Jahres-Übergangsfrist beginnt: Mit Start des Roll-Outs durch den Messstellenbetreiber oder mit dem Ende des Roll-Outs durch den Messstellenbetreiber? Zudem sollte das Verhältnis zum allgemeinen Bestandsschutz in § 19 Absatz 5 MsbG präzisiert werden. Aus Sicht des BDEW ist es nicht sachgerecht, wenn vor Ablauf des allgemeinen Bestandsschutzes für intelligente Messsysteme die Fernsteuerung über das intelligente Messsystem erfolgen muss und der Direktvermarkter bzw. Anlagenbetreiber gezwungen wäre, bereits zu einem früheren Zeitpunkt einen Antrag nach § 33 MsbG (marktorientierte Steuerung) zu stellen.

3.8 § 40 Absatz 2: Nachweis bei Ertüchtigung von Wasserkraftanlagen

Bereits im Rahmen von Erhöhungen des Leistungsvermögens nach § 40 Absatz 2 EEG 2014 sind erhebliche Nachweisprobleme zutage getreten. Der Gesetzgeber nahm in den Begründungen zum EEG 2014 zwar Bezug auf die Entscheidung der Clearingstelle EEG im Verfahren 2012/14. Allerdings werden insbesondere die in der Entscheidung dargestellten Nach-

¹⁴ [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Kosten-Nutzen-Analyse_Roll-out_Smart_Meter/\\$FILE/BMWI-Endbericht-KNA-Smart-Metering-2013.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Kosten-Nutzen-Analyse_Roll-out_Smart_Meter/$FILE/BMWI-Endbericht-KNA-Smart-Metering-2013.pdf)

¹⁵ Satz 159

weisanforderungen in der Praxis kaum eingehalten. Dementsprechend sollte § 40 Absatz 2 des Entwurfs durch folgenden, neuen Satz 3 ergänzt werden:

„Eine Ertüchtigung nach Satz 1 oder 2 liegt nur dann vor, wenn der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber nachvollziehbar, in sich widerspruchsfrei und schlüssig darlegt, dass es sich bei den von ihm ergriffenen Maßnahmen um Maßnahmen zur Erhöhung des Leistungsvermögens seiner Anlage handelt.“

Hinsichtlich der notwendigen Angaben, die diese Darlegung enthalten muss, können dann in der Begründung zu dieser Regelung folgende Punkte aufgeführt werden, die in Leitsatz 6 und Rdn. 34 der genannten Entscheidung der Clearingstelle EEG genannt werden:

- eine Beschreibung der Wasserkraftanlage (hydrologische Parameter, Ertrags- und Leistungsparameter) zum Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebnahme bzw. nach Durchführung der letzten Anlagenmodernisierung,
- die Darstellung der durchgeführten Maßnahmen zur Erhöhung der installierten Leistung bzw. des Leistungsvermögens – beispielsweise eine oder mehrere der in der Entscheidung der Clearingstelle EEG unter den Leitsätzen Nummer 3 oder 4 aufgeführten Maßnahmen – z. B. mittels Herstellerunterlagen, technischen Datenblättern, der Rechnung der die Maßnahmen durchführenden Unternehmung, Lichtbildern etc. - sowie
- eine schriftliche Darlegung, inwiefern diese Maßnahmen zu einer Erhöhung der installierten Leistung bzw. des Leistungsvermögens führen. Dies umfasst die auf den Einzelfall abstellende – hydrologisch und technisch – begründete Angabe der erwarteten Auswirkungen auf das Jahresarbeitsvermögen der Wasserkraftanlage ggf. unter Berücksichtigung von Ertragseinbußen aufgrund ökologischer Anpassungsmaßnahmen.

Außerdem ist der gegenüber § 40 Absatz 2 EEG 2014 neu gefasste Satz 3 insoweit missverständlich, als die ertüchtigte Wasserkraftanlage dann nach der Ertüchtigung als neu in Betrieb genommen anzusehen sein könnte, mit der Folge der Anwendung der „verpflichtenden Direktvermarktung“ auf die Anlage. Ob dies gesetzgeberisch gewollt worden ist, ist aus der Begründung des Gesetzentwurfs nicht ersichtlich. Diese mögliche Rechtsfolge wird aber vom BDEW abgelehnt. Gleiches gilt hinsichtlich eines möglichen Verlustes der Privilegierung der Anlage nach § 61 Abs. 3 und 4 EEG 2014, wenn diese nach § 40 Abs. 2 EEG-RefE ertüchtigt werden würde.

Der BDEW spricht sich daher entweder für eine Rückführung des Wortlauts der Regelung auf den in § 40 Absatz 2 Satz 3 EEG 2014 oder für folgende Ergänzung der Regelung aus:

„Anlagen nach Satz 1 oder 2 sind so zu behandeln, als wären sie mit dem Abschluss der Ertüchtigungsmaßnahme neu in Betrieb genommen worden; Halbsatz 1 ist hinsichtlich § 21 Absatz 1 Nummer 2 und § 61 Absatz 3 und 4 nicht anzuwenden.“

Schließlich soll der Förderanspruch nach § 19 Absatz 1 RefE gemäß § 40 Absatz 2 Satz 1 EEG-RefE auch für Strom aus Anlagen bestehen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, wenn *nach dem [einfügen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes]* durch eine wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde. Gleiches gilt für den Zeitbezug in § 40 Absatz 3 Satz 2 EEG-RefE. Der BDEW weist darauf hin, dass beide Regelungen in Konflikt stehen mit

Art. 17 Absatz 1 Satz 3 RefE, wonach die EEG-Änderungen mit Wirkung zum 1. Januar 2016 (rückwirkend) in Kraft treten sollen. Das Gesetz selber tritt jedoch nicht rückwirkend in Kraft. Dementsprechend würden Ertüchtigungsmaßnahmen nach § 40 Absatz 2 EEG 2014, die zwischen dem 1. Januar 2016 und dem Inkrafttreten des Gesetzes vorgenommen und abgeschlossen werden würden, weder dem EEG 2014 noch dem EEG 2016 zugeordnet werden können. Entweder muss der Stichtag auf den 1. Januar 2016 gesetzt werden, oder die Änderungen im EEG dürfen nicht rückwirkend in Kraft treten.

Gegen das rückwirkende Inkrafttreten spricht hinsichtlich der Wasserkraftanlagen ohnehin, dass – bei fehlender Anpassung des § 40 Absatz 2 Satz 3 EEG-RefE – Wasserkraftanlagen oberhalb einer installierten Leistung von 100 kW rückwirkend der „verpflichtenden Direktvermarktung“ unterfallen würden, obwohl sie in der Zwischenzeit im Zweifel die Einspeisevergütung in Anspruch genommen hatten. Zum einen trifft der Referentenentwurf hierfür keinerlei Übergangsregelung. Zum zweiten ist diese rückwirkende Änderung der zulässigen Vermarktungsformen auch mangels Voraussehbarkeit ein Verstoß gegen Art. 20 Absatz 3 GG. Entsprechende Änderungen wurden nicht in den Eckpunktepapieren des BMWi angekündigt und kommen deshalb für die betroffenen Anlagenbetreiber überraschend. Daher muss sowohl die zu § 40 Absatz 2 Satz 3 RefE vorstehend vorgeschlagene Ergänzung übernommen als auch die Anordnung der rückwirkenden Geltung von § 40 EEG-RefE zum 1. Januar 2016 aufgehoben werden.

3.9 Weitere juristische Anmerkungen zur EEG-Novelle

3.9.1 Hinweise zu § 3: Begriffsbestimmungen und Anlagenbegriff

3.9.1.1 § 3 Nummer 1: Klarstellung des Anlagenbegriffs für Solaranlagen

Der BDEW begrüßt die Klarstellung des Anlagenbegriffs für Solaranlagen, die in Einklang steht mit der bisherigen Rechtsliteratur und der untergerichtlichen Rechtsprechung entgegen dem Urteil des Bundesgerichtshofs vom 4. November 2015¹⁶. Dies bringt Rechtssicherheit insbesondere hinsichtlich der Vergütungsdegression, der Inbetriebnahme und des Moduldefektes.

Gemäß § 100 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 des Gesetzentwurfs soll der klarstellende Anlagenbegriff grundsätzlich nur für Neuanlagen gelten, für Bestandsanlagen nach § 100 Absatz 1 Satz 2 des Gesetzentwurfs nur insoweit, wie sie bei der „Jahresabrechnung 2016“ zu berücksichtigen sind. Ist eine rückwirkende Änderung des Anlagenbegriffs für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2009 nicht möglich, muss zur Sicherstellung des Vertrauensschutzes der Anlagen- und Netzbetreiber § 57 Absatz 5 des Gesetzentwurfs weitergehend angepasst werden. Hierzu wird auf die nachfolgenden Ausführungen unter 3.10.1.2 verwiesen.

Allerdings ist bei den jeweiligen Regelungen innerhalb des EEG 2014 bzw. des kommenden EEG 2016 zu beachten, dass diese teilweise an eine modulweise Betrachtung der Solar-

¹⁶ Az. VIII ZR 244/14

stromanlage und teilweise an eine Gesamtinstallation anknüpfen. Die Ausschreibungsverfahren beziehen sich z. B. stets auf die Gesamtinstallation. Demgegenüber sind die Degressionsbestimmungen stets an das einzelne Modul geknüpft, weil sie ansonsten durch etappenweisen Zubau einer Gesamtinstallation unterlaufen werden könnten.

Außerdem soll die klarstellende Definition anscheinend für Bestandsanlagen nicht für die Zukunft gelten. Hierdurch werden die Rechtsprobleme, die durch das BGH-Urteil vom 4. November 2015 (Az. VIII ZR 244/14) seitens des Anlagenbegriffes aufgeworfen worden sind, nicht geklärt. Dies betrifft insbesondere den Zubau von Modulen zu einer Bestandsinstallation, wenn die hierfür vorgesehenen Modulaufstellvorrichtungen bereits vorhanden aber erst später mit Modulen belegt worden sind. Nach bisheriger Ansicht kam man zu einer Neuinbetriebnahme der Module, nach teilweise jetzt im Gefolge des BGH-Urteils vertretenen Ansicht zu einer Erweiterung der Bestandsanlage, wie im Falle des BGH-Urteils vom 23. Oktober 2013.

Daher spricht sich der BDEW dafür aus, dass die klarstellende Anlagendefinition für Bestandsanlagen auch für die Zukunft wirkt.

Einzelheiten sind nachfolgend unter Nr. 3.10.1.3 und 3.10.1.4 enthalten.

3.9.1.2 § 57: Ausgleich zwischen Netzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber

Der BDEW begrüßt grundsätzlich, dass nach § 57 Abs. 5 Satz 2 des Gesetzentwurfs die Pflicht zur Rückforderung bis zum Ablauf des zweiten Kalenderjahres entfällt, das auf das Jahr der Verkündung der höchstrichterlichen Entscheidung folgt, wenn die Rückforderung auf der Anwendung einer nach der Zahlung ergangenen höchstrichterlichen Entscheidung beruht, soweit die Zahlung in Übereinstimmung mit dem Ergebnis eines Verfahrens der Clearingstelle nach § 81 Absatz 4 oder 5 EEG erfolgt ist. Hierdurch sind zum einen sämtliche Entscheidungen der Clearingstelle EEG betroffen, insbesondere auch Hinweis- und Empfehlungsverfahren, die gemäß ihrem Entscheidungstypus für eine entsprechende Breitenwirkung sorgen. Zum zweiten wird hierdurch die Rückabwicklung des Netzbetreibers zeitlich erleichtert.

Allerdings ist angesichts der gewählten Formulierung der Regelungsinhalt unklar. Wenn eine Rückforderungspflicht bis zum Ablauf des zweiten Kalenderjahres, das auf das Jahr der Verkündung der höchstrichterlichen Entscheidung folgt, entfällt, heißt dies, dass sie danach wieder auflebt, und zwar für alle Zahlungen, die seit Inbetriebnahme der Anlage bzw. seit dem Ereignis gezahlt worden sind, auf das sich die BGH-Entscheidung bezieht. Der korrespondierende Anspruch auf Rückforderung ergibt sich dann entweder nur aus allgemeinem Bereicherungsrecht, oder parallel hierzu ebenfalls aus § 57 Abs. 5 EEG 2014 im Wege der Anspruchskonkurrenz. Letzteres entspricht der herrschenden Meinung¹⁷. Entfällt jedoch nun nur die Rückforderungspflicht, bleibt der Rückforderungsanspruch des ÜNB bzw. des VNB weiterhin bestehen, entweder noch aus § 57 Abs. 5 EEG 2014/2016, oder zumindest aus allge-

¹⁷ Cosack, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Ekardt, EEG, 4. Aufl., § 57 Rdn. 48; Salje, EEG, 7. Aufl., § 57 Rdn. 30; LG Detmold, Urteil vom 8. Februar 2016, Az. 1 O 138/15.

meinem Bereicherungsrecht. Dem Wortlaut nach umfasst diese Regelung daher nur eine Verzögerung der Rückforderungspflicht, aber keinen endgültigen Wegfall, selbst nicht für die betreffende 2-Jahres-Zeitdauer.

Außerdem ist unklar, auf welche Einspeisungen sich der Wegfall der Geltendmachungspflicht des Rückforderungsanspruchs überhaupt erstreckt. Die Formulierung im Gesetzentwurf legt ein Erstrecken nur auf die bis zum BGH-Urteil entstandenen Forderungen nahe, d.h. auf die bis dahin durchgeführten Einspeisungen.

Der Schutz der Anlagenbetreiber in ihrem Vertrauen auf die Validität der Entscheidungen der Clearingstelle EEG wird jedoch nur dann erreicht, wenn die Rückforderungspflichten und damit auch die Rückforderungsansprüche der Netzbetreiber in den genannten Fällen dauerhaft entfallen würden. Nur so kann der Vertrauensschutz der Anlagenbetreiber und damit der Schutz der von ihnen getätigten Investitionen gewährleistet werden.

Vorschlag:

§ 57 Abs. 5 Satz 2 EEG 2016-RefE wird wie folgt gefasst:

„Ist die Zahlung in Übereinstimmung mit dem Ergebnis eines Verfahrens der Clearingstelle nach § 81 Absatz 4 oder 5 erfolgt und beruht die Rückforderung auf der Anwendung einer nach der Zahlung ergangenen höchstrichterlichen Entscheidung, entfällt sowohl die Pflicht zur Rückforderung als auch der Anspruch auf Rückforderung für jegliche Förderzahlungen innerhalb dieses Rechtsverhältnis bezüglich der betreffenden Anlage.“

Sollte das BMWi zu dem Ergebnis kommen, dass die vorstehend vorgeschlagene Regelung verfassungsrechtlich unzulässig wäre, sollte der VNB und korrespondierend der Anlagenbetreiber eine Einredebefugnis zumindest erhalten, wenn die Zahlungen aufgrund von Entscheidungen der Clearingstelle EEG abgerechnet worden sind:

„Ist die Zahlung in Übereinstimmung mit dem Ergebnis eines Verfahrens der Clearingstelle nach § 81 Absatz 4 oder 5 erfolgt und beruht die Rückforderung auf der Anwendung einer nach der Zahlung ergangenen höchstrichterlichen Entscheidung, ist der Netzbetreiber berechtigt, insoweit die Einrede der Übereinstimmung der Berechnung der Zahlung mit einer Entscheidung der Clearingstelle zu erheben, bis das Rechtsverhältnis hinsichtlich dieser Anlage endet.“

Die als § 57 Abs. 3 Satz 2 EEG-RefE vorgeschlagene Regelung wirkt dann aufgrund von § 57 Abs. 3 Satz 4 EEG-RefE gleichermaßen zwischen VNB und ÜNB wie zwischen Anlagenbetreiber und VNB.

In der Gesetzesbegründung sollte außerdem hervorgehoben werden, dass die Änderung von § 57 Abs. 5 EEG nicht den Zweck haben soll, dass Anlagenbetreiber, die bislang auf Basis derjenigen Rechtsansicht abgerechnet worden sind, die in der Folge durch den BGH bestätigt worden ist, nachträglich eine Abrechnung auf Basis der für sie vorteilhafteren Rechtsansicht der Clearingstelle EEG fordern. Der Regelungsinhalt ist insoweit der Vertrauensschutz auf die Entscheidungen der Clearingstelle EEG. Dies setzt voraus, dass ein solches Vertrauen existiert, d.h. dass die Abrechnungen auf Basis der Entscheidungen der Clearingstelle EEG durchgeführt worden sind.

Sollte nur die Rückforderungspflicht des Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreibers entfallen, und nicht auch der Rückforderungsanspruch, weist der BDEW darauf hin, dass gleichermaßen sichergestellt werden muss, dass der ÜNB in der Folge nicht aus anderen Gründen verpflichtet sein darf oder kann, diesen Anspruch auszuüben.

3.9.1.3 § 100 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2: EEG 2014 und Bestandsanlagen

Gemäß dem neu einzufügenden § 100 Abs. 1 Nr. 2 EEG-RefE sind die Bestimmungen des EEG 2014 in der am [einsetzen: Datum des letzten Tages vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes] geltenden Fassung und der Freiflächenausschreibungsverordnung in der am [einsetzen: Datum des letzten Tages vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes] geltenden Fassung für Strom aus Anlagen anzuwenden, die vor dem [einsetzen: Datum des ersten Tages des Kalendermonats, der auf das Inkrafttreten dieses Gesetzes folgt] in Betrieb genommen werden, und zwar statt der §§ 3 Nr. 1, 7, 21, 23 Absatz 3 Nr. 1, 3 und 6, 40, 41, 45, 47 bis 49 und 53 bis 55a des Referentenentwurfs. Diese Übergangsregelung ist nur dann sinnvoll, wenn sichergestellt ist, dass mit diesen Inkrafttretenszeitpunkten diejenigen des Art. 17 Abs. 1 Satz 1 RefE gemeint sind, und nicht die Rückwirkungsanordnung nach Art. 17 Abs. 1 Satz 3 EEG-RefE. Diese Frage hat insoweit Auswirkungen darauf, ob

- gemäß § 100 Abs. 1 Satz 2 EEG-RefE der neue Anlagenbegriff für Solaranlagen bereits ab dem 1. Januar 2016 wirkt, dann allerdings nur für ab dem Zeitpunkt in Betrieb genommene Anlagen,
- § 61a EEG-RefE bereits mit Wirkung am den 1. Januar 2016 anwendbar ist und
- die Berichtspflicht nach § 77 Abs. 1 EEG für das gesamte Kalenderjahr bereits auf den Bericht der Übertragungsnetzbetreiber reduziert wird, selbst wenn das EEG 2016 wider Erwarten erst nach dem 30. September 2016 in Kraft tritt.

3.9.1.4 § 100 Abs. 1 Satz 3: „Jahresabrechnung des Jahres 2016“

Der Begriff „Jahresabrechnung des Jahres 2016“ ist unklar, weil nicht ersichtlich ist, ob er sich auf die Einspeisungen im Jahr 2015 (abzurechnen in 2016) oder im Jahr 2016 (abzurechnen in 2017) bezieht.

Außerdem sieht es der BDEW als notwendig an, dass der Anlagenbegriff des § 3 Nr. 1 EEG-RefE, der eigentlich nach § 100 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG-RefE gerade nicht für Solaranlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2016 gelten soll, für diese Anlagen nicht nur für die „Jahresabrechnung des Jahres 2016“ gelten soll, sondern für alle folgenden Jahresabrechnungen. Ansonsten ist der Vertrauensschutz der Anlagenbetreiber in die Entscheidungen der Clearingstelle EEG und die untergerichtliche Rechtsprechung zum PV-Anlagenbegriff nicht hinreichend sicher gestellt.

Unterstellt, dass § 100 Abs. 1 Satz 3 EEG-RefE mit der Jahresabrechnung des Jahres 2016 die Förderzahlungen aus dem Jahr 2016 meint, sollte die Regelung wie folgt formuliert werden:

„Für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind, ist § 51 nicht anzuwenden. Unbeschadet des Satzes 2 und abweichend von Satz 1 sind für jegliche Für die Jahresabrechnung Abrechnung der Förderung für Stromerzeugungen ab dem Jahr des Jahres 2016 zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber sind abweichend von Satz 1 § 3 Nummer 1, die §§ 51, 61a und 77 zu berücksichtigen, auch für den Zeitraum vor dem [einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens dieses Gesetzes] zu berücksichtigen.“

3.9.2 § 6: Anlagenregister/ Marktstammdatenregister

In § 6 Absatz 2 EEG-RefE werden mehr Angaben zur Registrierung von EEG-Anlagen im Anlagenregister für die Inanspruchnahme von Förderung gefordert, als bislang nach § 6 EEG 2014 i.V. mit der AnlRegV. Zu beachten ist, dass Anlagen, die bis zum Inkrafttreten des EEG 2016 nach den bisher geltenden Vorgaben angemeldet worden sind, auch entsprechend als registriert gelten, obwohl sie möglicherweise Angaben nach § 111f EnWG nicht zur Registrierung angegeben hatten. Dies gilt auch und insbesondere bei rückwirkendem Inkrafttreten des EEG 2016. Dementsprechend muss im Zweifel eine Übergangsregel für Bestandsanlagen aufgenommen werden.

3.9.3 § 9 Absatz 6: Verlängerung der Sanktion für Verstoß gegen Systemdienstleistungsverordnung

Dringenden Änderungsbedarf sieht der BDEW auch bei § 9 Absatz 6 EEG 2014: Die Gewähr dafür, dass Anlagenbetreiber netztechnisch die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung einhalten, bietet das EEG nach der jetzigen Fassung nur bis Ende 2016. Sollte diese Regelung nicht angepasst werden, besteht das Risiko einer fehlenden oder unvollständigen Erbringung der Systemdienstleistungen, wodurch eine erhebliche Gefährdung der Netzstabilität und damit der Versorgungssicherheit in Deutschland entstehen würde. Für später in Betrieb genommene Anlagen gilt die Sanktion durch Förderungskürzung auf den Monatswert nicht mehr (vgl. § 9 Absatz 6 i. V. m. § 25 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2014). Die zeitliche Begrenzung war ursprünglich vorgesehen, weil die VDE-AR 4110 „Technische Anschlussregeln für die Mittelspannung“ zeitnah in Kraft treten sollte. Die zwingende Anwendbarkeit der VDE-Anwendungsregel wäre nach § 10 Absatz 2 i. V. m. § 49 Absatz 2 EnWG gesichert, da bei Einhaltung der VDE-Anwendungsregeln die gesetzliche Vermutung gilt, dass die allgemein anerkannten Regeln der Technik eingehalten wurden. Die Veröffentlichung der VDE-AR 4110 dürfte allerdings nicht vor Juli 2018 erfolgen. Aufgrund der zeitlich gegenüber der ursprünglichen Planung erheblich verzögerten Verabschiedung der grundlegenden Europäischen Netzwirkkodizes der EU werden die Anwendungsregeln des VDE jedoch nicht vor 2017 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.“

3.9.4 § 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.

3.9.5 § 21 Absatz 1 Nummer 2: Ausfallvergütung

Der BDEW begrüßt die Befristung der „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“, die nun als „Ausfallvergütung“ für Neuanlagen gelten soll. Es hat sich gezeigt, dass die Absenkung des Vergütungsanspruchs auf 80 Prozent nicht in allen Fällen die gewünschte abschreckende Wirkung hatte und eine zeitliche Begrenzung notwendig ist. Allerdings würde die abrechnungstechnische Umsetzung erheblich erleichtert, wenn sich die Begrenzung lediglich auf eine bestimmte Zahl von aufeinanderfolgenden Monaten beziehen würde.

Die auch nach Ablauf der Frist ohne andere Anmeldung eingespeisten Mengen dürfen allerdings nicht unbilanziert bleiben. Daher müsste der Netzbetreiber die Anlage in diesen Fällen

weiterhin in seinem EEG-Bilanzkreis führen, dann aber zu einem Vergütungssatz in Höhe des Monatsmarktwerts nach § 52 Absatz 2 Nummer 3 EEG-RefE.

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 „Ausfallvergütung“ 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. Diese liefen 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.

3.9.6 Wechselverfahren

3.9.6.1 § 21b: Wechsel mit „jeder“ Anlage

Zur Gesetzesbegründung des inhaltlich mit § 20 EEG 2014 übereinstimmenden § 21b EEG-RefE, der die Wechsel zwischen Veräußerungsformen betrifft, bittet der BDEW um eine Präzisierung. Dass Anlagenbetreiber „jede Anlage in einer anderen Veräußerungsform vermarkten können“ und kein Zwang einer gemeinsamen Vermarktung besteht, sieht auch der BDEW so. Die Formulierung „mit jeder Anlage“ ist insoweit auch keine Neuerung des EEG 2016, sondern findet sich bereits in § 20 EEG 2014. Die Begründung könnte aber so missverstanden werden, dass ein Recht auf Einzelvermarktung der einzelnen Anlagen unabhängig von den weiteren Anforderungen des EEG besteht. Dies ist insbesondere im Hinblick auf die „Marktprozesse für Erzeugungsanlagen (Strom)“, MPES 2.0, relevant. Dort wird bei gemeinsamer Messung mehrerer Anlagen für eine prozentuale Aufteilung und Bilanzierung auf den jeweiligen Prozentsatz abgestellt. Möchte der Anlagenbetreiber Anlagen einzeln vermarkten, die an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt zusammen mit anderen Anlagen gemessen werden, die einer anderen Vermarktungsform zugeordnet sind, muss die Anlage über eine separate Messeinrichtung verfügen. § 24 Absatz 3 EEG-RefE begründet kein Recht auf eine Einzelvermarktung bei gemeinsamer Messung.

Durch die Formulierung in § 21b Absatz 1 Satz 1 EEG-RefE, dass Anlagenbetreiber „jede Anlage einer der folgenden Veräußerungsformen zuordnen (müssen)“ könnte suggeriert werden, dass andere Leistungsformen unzulässig sind. Eine Bestandsanlagen-Eigenversorgung, ggf. mit Netzdurchleitung, ist nach § 61 Absatz 3 und 4 EEG 2014 aber EEG-umlagefrei möglich. Auch die Marktprozesse für Erzeugungsanlagen (Strom), MPES 2.0, bilden diesen Fall bislang nicht ab. Entsprechende Fälle sind daher bilateral zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber abzuwickeln. Die MPES 2.0 schließen diesen Fall nicht aus, können darauf aber auch keine Anwendung finden. Der BDEW geht daher davon aus, dass § 21b EEG 2014 mit der Formulierung „Veräußerung“ nur Zwei-Personen-Verhältnisse meint.

3.9.6.2 § 21c: Vormonats-Wechselfrist bei Neuanschmeldung

Die neu in § 21c Absatz 1 Satz 1 EEG-RefE aufgenommene Anforderung, dass auch bei erstmaliger Veräußerung/Inbetriebnahme die Anmeldung in den Netzbetreiber- bzw. Direktvermarkter-Bilanzkreis vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats zu erfolgen hat, wurde in den zuständigen Ausschüssen des BDEW kontrovers diskutiert.

Nach Ansicht eines Teils der BDEW-Mitgliedsunternehmen ist die vorgesehene Regelung zwingend notwendig, um auch bei der Erstzuordnung von neuen EEG-Anlagen zu Bilanzkreisen eine Vereinheitlichung zu erreichen. Dies schaffe Rechtssicherheit für Anlagen- wie für Netzbetreiber. In Ermangelung einer verbindlichen Regelung bestehe derzeit für beide Seiten ein unternehmerisches Risiko: Der Anlagenbetreiber müsse darauf vertrauen, dass seine Anmeldung zum gewünschten Bilanzkreis rechtzeitig vom Netzbetreiber verarbeitet werde, ohne dass er sich auf gesetzliche Fristen berufen könne. Der Netzbetreiber könne Anmeldungen nicht „bis zum letzten Tag“ annehmen, da die interne Bearbeitung (Identifizierung der Anlage, Verarbeitung der Stammdaten, Zuordnung zum Bilanzkreis usw.) Zeit benötige; Somit sei er gezwungen, Fristen zu setzen und Anlagenbetreiber diskriminierungsfrei zu bedienen, ohne jedoch die Gewissheit zu haben, dass diese Fristen im Zweifel einer gerichtlichen Prüfung standhalten würden.

Nach dieser Argumentation schaffe die vorgesehene Regelung Rechtssicherheit für die beteiligten Anlagenbetreiber und Netzbetreiber und wirke positiv auf Folgeprozesse wie die Bilanzierung (MaBis), die Prognose von Einspeisemanagement-Maßnahmen und die Abschätzung der EEG-Vergütungszahlungen. Gerade angesichts der hohen Installationszahlen sei ein geordnetes Anschlussverfahren notwendig. Dem möglichen Einwand, die gewählte Frist sei zu früh angesetzt und das genaue Inbetriebnahmedatum bei vielen Anlagen vor Beginn des Vormonats noch nicht hinreichend bestimmbar, werde entgegengehalten, dass der etwaige Anschlusszeitpunkt der EEG-Anlage sehr wohl geplant werden könne; das exakte Datum der Inbetriebnahme könne dann dem aufnehmenden Lieferanten (Direktvermarktungsunternehmen) mittels Datenkommunikation analog den Bestimmungen der GPKE anhand des Prozesses „Stammdatenänderung“ mitgeteilt werden.

Kritiker des Gesetzentwurfs halten dem entgegen, dass die vorgeschlagene Regelung nicht dabei helfen könne, die heute zugegebenermaßen bestehenden, mit der Erstanmeldung verbundenen Herausforderungen zu meistern, insbesondere die zügige Bereitstellung eines Zählpunkts für neue Anlagen. Stattdessen würde die Regelung neue Schwierigkeiten nach sich ziehen: Der frühe Anmeldetermin verkompliziere den Prozess der Inbetriebnahme / Anmeldung zu einer bestimmten Veräußerungsform, da der tatsächliche Inbetriebnahmezeitpunkt vor Beginn des Vormonats eben nicht sicher abgeschätzt werden könne. Direktvermarkter und Anlagenbetreiber wären gezwungen, sehr früh Verträge abzuschließen. Insbesondere kleine Anlagen entstünden mitunter in kürzerer Zeit, sodass sie nach der im RefE vorgesehenen Regelung bereits vor Baubeginn angemeldet werden müssten. Letztlich könnten viele Anmeldungen dann nicht fristgerecht erfolgen, sodass die Anlagen häufiger in die Ausfallvermarktung fallen würden.

Nach dieser Argumentation wird dafür plädiert, das bisher vorgesehene manuelle Anmeldeverfahren, das bilateral zwischen Netzbetreiber und Direktvermarkter erfolgt, beizubehalten, da es in der Praxis zu zufriedenstellenden Ergebnissen führe.

3.9.7 § 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-RefE gar nicht eröffnet, sondern es ist § 22 Absatz 4 EEG-RefE anzuwenden. Gleiches gilt für Biomasseanlagen, solange von der Verordnungsermächtigung kein Gebrauch gemacht wird. Dementsprechend müsste für diese Anlagen entweder die Anwendung von Absatz 1 in Gänze ausgeschlossen werden, oder sie müssten dem Absatz 4 zugeordnet werden.

Bei der Fristsetzung „bis zum 31. Dezember 2018 Windenergieanlagen an Land“ in Absatz 2 Nummer 5, Einleitungssatz, ist unklar, ob dieses Datum an das Inbetriebnahmedatum der Anlagen anknüpft, oder daran, dass Wind-Neuanlagen mit Inbetriebnahme ab 2016 möglicherweise rückwirkend in die Ausschreibungspflicht hineinwachsen. Letzteres legt die Gesetzesbegründung nahe, es ergibt sich aber nicht notwendigerweise aus dem Gesetzeswortlaut.

Der BDEW weist darauf hin, dass auch im Falle einer Bestimmung der Förderhöhe durch eine BNetzA-Ausschreibung die Förderhöhe weiterhin „gesetzlich“ bestimmt wird, nämlich durch entsprechende gesetzliche Zuständigkeitszuweisung an die BNetzA und die gesetzliche Aufstellung der Notwendigkeit eines Ausschreibungsverfahrens. Dementsprechend muss in **Absatz 4** entweder ein anderer Begriff als „gesetzlich bestimmt“ gewählt, oder dieser durch „nicht durch die Bundesnetzagentur sondern gesetzlich bestimmt“ präzisiert werden. Gleiches gilt dann für die Folgeregelungen, wie z. B. in § 25 Absatz 1 EEG-RefE.

3.9.8 § 24: Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen

Unklar ist, warum in Absatz 1 für die gesetzliche Fiktion wie bislang in § 32 Absatz 1 EEG 2014 ein „gelten“ verwendet wird, in den Folgeabsätzen jedoch anders als bislang ein „stehen einer Anlage gleich“. Der BDEW teilt zwar nicht die Rechtsansicht des OLG Naumburg im Urteil vom 18. Dezember 2014¹⁸, wonach § 19 Absatz 1 EEG 2009 eine nur widerlegliche Vermutung bei Belegenheit von Solarstromanlagen auf demselben Grundstück anordnet. Allerdings wird die unterschiedliche Wortwahl in § 24 EEG-RefE die im Nachgang zum Urteil des OLG Naumburg aufgekommenen Diskussionen nur noch verstärken. Dementsprechend

¹⁸ Az. 2 U 53/14, REE 2015, Satz 113 ff.

empfiehlt der BDEW hier die Verwendung einer einheitlichen Wortwahl in sämtlichen Absätzen des Paragraphen.

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

Der BDEW begrüßt außerdem die Klarstellung in § 24 Absatz 1 Satz 3 EEG-RefE, dass Freiflächenanlagen nicht mit Solaranlagen auf, in oder an Gebäuden und Lärmschutzwänden zusammengefasst werden. Nach Auffassung des BDEW fehlt es allerdings – wie auch die Begründung ausführt – hier bereits unter Geltung früherer Fassungen des EEG an der notwendigen Gleichartigkeit der Energien.

Zu beachten ist aber auch, dass „Freiflächenanlagen“ nach der Definition in § 3 Nummer 22 EEG-RefE nicht solche PV-Anlagen sind, die auf baulichen Anlagen mit vorrangig anderem Errichtungszweck als der Solarstromerzeugung errichtet werden, z. B. auf Deponien. Sollte § 24 Absatz 1 Satz 3 EEG-RefE nun regeln, dass „Freiflächenanlagen“ nicht mit Solaranlagen auf, in oder an Gebäuden und Lärmschutzwänden zusammengefasst werden sollen, legt dies den Umkehrschluss nahe, dass Solaranlagen auf baulichen Anlagen mit anderweitigem Errichtungszweck nun mit Gebäudeanlagen zusammenzufassen wären. Zur Vermeidung von Missverständnissen sollte daher Satz 3 der Regelung wie folgt formuliert werden:

„~~Abweichend von Satz 1 werden Freiflächenanlagen nicht mit Solaranlagen auf, in oder an Gebäuden und Lärmschutzwänden~~ nicht mit sonstigen Solaranlagen zusammengefasst.“

Allerdings ist dann auch zu hinterfragen, ob Feststoff-Biomasseanlagen und Biogasanlagen, die auf demselben Grundstück gelegen sind, Anlagen zur Stromerzeugung aus „gleichartigen Erneuerbaren Energien“ nach Satz 1 Nummer 3 sind. Dies ist in der Rechtsliteratur umstritten. Aus Sicht des BDEW kann hier aber kein Missbrauchstatbestand gesehen werden, der durch § 24 Absatz 1 Satz 1 EEG-RefE korrigiert werden müsste. Dementsprechend sollte dies mindestens in der Begründung zu § 24 entsprechend klargestellt werden.

Schließlich sollte in der Begründung zu § 24 Absatz 1 Satz 1 EEG-RefE klargestellt werden, dass die Binnen-Zusammenfassung von Solarstrom-Installationen, gerade bei Nicht-Gebäudeanlagen, nicht nach § 24 Absatz 2 EEG-RefE vorzunehmen ist, sondern nach Absatz 1 Satz 1 der Regelung. Absatz 2 wäre dann nur auf eine Mehrheit von Solarstrom-Installationen anzuwenden, z. B. zwei verschiedene „Solarparks“.

3.9.9 § 25: Förderanspruch

Der Begriff „gesetzlich bestimmt“ in **Satz 2** ist insoweit ungenau, als der anzulegende Wert nach § 22 Absatz 1 des Entwurfs auch gesetzlich bestimmt wird, und zwar dahingehend, dass das Gesetz festlegt, dass die BNetzA den Wert bestimmt. Eindeutig wäre, wenn § 25 Absatz 1 Satz 1 auf § 22 Absatz 1 des Entwurfs und § 25 Absatz 1 Satz 2 auf § 22 Absatz 4 des Entwurfs verweist (s. vorher zu § 22 RefE).

Auf die Leistungswerte nach § 25 Satz 2 Nummer 1 und 2 EEG-RefE sollte § 24 Absatz 1 durch folgenden Satz 3 entsprechend angewandt werden:

„Ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Leistung nach Satz 1 ist § 24 Absatz 1 entsprechend anzuwenden.“

3.9.10 § 26 Absatz 2 Satz 2: Fälligkeit

Der Regelungsinhalt ist nur auf Basis der Gesetzesbegründung nachvollziehbar. Nach dem Gesetzestext alleine würde sich vielmehr ergeben, dass Abschlagszahlungen nach § 26 Absatz 1 erstmals ab März des auf die Inbetriebnahme folgenden Jahres fällig werden können, und dann nur nach Vorlage der gemäß § 71 EEG notwendigen Nachweise. Demgegenüber bestimmt bereits § 26 Absatz 1 des Entwurfs eine Fälligkeit der Zahlungen am 15. Kalendertag des Folgemonats der Einspeisung. Daher muss § 26 Absatz 2 Satz 2 EEG-RefE wie folgt formuliert werden:

„Satz 1 gilt für den Anspruch auf monatliche Abschläge nach Absatz 1 erst ab März des auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahres.“

3.9.11 § 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 ver-

gleichsweise gering ist. So ist beispielsweise davon auszugehen, dass Supermärkte und andere gewerbliche Betriebe einen größeren Anteil des von ihnen erzeugten Stroms selber verbrauchen können, als dies bei Privathaushalten möglich ist. Bei der Gebotsabgabe würde sich dies dann so äußern, dass diejenigen Akteure mit einem größeren Selbstverbrauch eine scheinbar reduzierte Förderung benötigen, da sie ja über das Selbstverbrauchsprivileg indirekt und zu Lasten der Allgemeinheit gefördert werden. Im Ergebnis käme es zu einer Verdrängung anderer Akteure und damit zu einer politisch nicht gewollten Reduzierung der Akteursvielfalt.

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

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

Allerdings sollte eine allgemeinere Formulierung gefunden werden, um tatsächlich alle erzeugungsrelevanten 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-RefE 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.“

3.9.12 § § 30 ff.: Gebote und Zuschlagsverfahren

Der BDEW bezweifelt, dass die Bundesnetzagentur auf Basis der Angaben, die der Bieter nach §§ 30 bis 34 des Gesetzentwurfs machen muss, eine abschließende Prüfung der Befugnis des Bieters durchführen kann, ob die betreffende Anlage an einer Ausschreibung teilnehmen darf. Die Erfahrungen der BDEW-Mitgliedsunternehmen mit den Freiflächen-Ausschreibungen haben ergeben, dass nicht wenige (projektierte) Anlagen an den Ausschreibungen teilgenommen und teilweise auch einen Zuschlag erhalten haben, die die Vorgaben für die Ausschreibung nach § 55 EEG 2014 i. V. mit der Freiflächen-Ausschreibungsverordnung gar nicht eingehalten haben. Hierzu gehörten insbesondere PV-Anlagen an oder auf Mülldeponien.

Die §§ 40 ff. des Gesetzentwurfs knüpfen die Förderfähigkeit von EEG-Anlagen an zahlreiche Umstände, z. B. dass für PV-Freiflächenanlagen, die nicht auf baulichen Anlagen angebracht worden sind, ein Bebauungsplan vorliegt bzw., dass Konversionsflächenanlagen nicht inner-

halb von Naturschutzgebieten errichtet werden dürfen. Die Bundesnetzagentur muss verpflichtet sein, diese Fördervoraussetzungen abschließend zu prüfen und das entsprechende Gebot bei Nichteinhaltung der Voraussetzungen nach § 33 des Gesetzentwurfs von der Teilnahme am Ausschreibungsverfahren auszuschließen. Es würde für die gesamte Ausschreibungsrunde, für die Ausschreibung als solche sowie für den betroffenen Netzbetreiber zu unnötigen Verzögerungen und Hemmnissen führen, wenn diese Prüfung erst durch den Netzbetreiber v. a. nach § 38a Absatz 3 des Entwurfs vorgenommen werden würde, wenn dieser überhaupt die konkreten Kenntnisse von der Anlage, von evtl. notwendigen Bebauungsplänen bzw. von den Flächen hat, auf denen diese Anlage errichtet werden soll.

In diesem Zusammenhang sind auch die weiteren Ausführungen zu § 38a des Entwurfs nachfolgend unter Nr. 3.10.16 zu beachten.

3.9.13 § 36 Absatz 1 Nummer 1: Genehmigung nach BImSchG

Der BDEW bittet um Prüfung, ob für sämtliche der von der Ausschreibungspflicht nach dem EEG 2016 zu erfassenden Windenergieanlagen an Land die Notwendigkeit der Einholung einer Genehmigung nach dem BImSchG i.V. mit der 4. BImSchV besteht. Trifft dies in Einzelfällen nicht zu, muss die Bedingung in § 36 Absatz 1 Nummer 1 des Gesetzentwurfs sowie in den Folgeabsätzen unter einen entsprechenden Vorbehalt gestellt werden.

3.9.14 § 36e Absatz 1: Zuordnung von Zuschlägen

Der BDEW begrüßt im Hinblick auf die Planungssicherheit die Maßgabe in § 36e Absatz 1 des Gesetzentwurfs, dass Zuschläge denen in der BImSchG-Genehmigung, die dem Gebot zugrundeliegt, genannten Anlagen „verbindlich und dauerhaft“ zugeordnet werden. Der BDEW bittet um Beachtung, dass die Anforderung in Absatz 1 Satz 1 nur soweit gehen kann, wie die Anlage gemäß den Vorgaben in § 30 Absatz 1 Nummer 6 i.V. mit § 36 RefE bezeichnet ist. Handelt es sich um mehrere Anlagen auf demselben Flurstück, die zusammen in einer BImSchG-Genehmigung erfasst sind, gibt es nach § 30 Absatz 1 Nummer 6 i.V. mit § 36 RefE keine weitere anlagenspezifische Unterteilung.

Außerdem 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, schließlich auch hinsichtlich einer Kumulierung beider Fälle. § 36e Absatz 2 des Gesetzentwurfs muss jedoch sämtliche dieser Fälle erfassen.

Vorschlag zur Änderung des § 36e 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 Ge-

botsabgabe 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.“

3.9.15 § 36f: Bürgerenergiegesellschaften

Aus Sicht des BDEW reicht eine in Absatz 1 Nummer 3 geforderte Eigenerklärung insbesondere für den Nachweis, dass es sich um eine Bürgerenergiegesellschaft handelt, zur Verifizierung der Vorlage einer Bürgerenergiegesellschaft nicht aus. Es erscheint sinnvoll und zumutbar, dass beispielsweise die Meldebestätigungen für den entsprechenden Landkreis der natürlichen Personen, die 51 Prozent der Stimmberechtigten ausmachen, ebenso vorzulegen sind wie der Gesellschaftsvertrag selbst bzw. ein Nachweis der Vertretungsbefugnis für die Bürgerenergiegesellschaft (vgl. auch § 36f Absatz 3 Nummer 3 EEG-RefE). Die vorgesehene Möglichkeit der Bundesnetzagentur, entsprechende Nachweise zu verlangen, reicht hier nach Auffassung des BDEW nicht aus.

3.9.16 § 38a: Ausstellung von Zahlungsberechtigungen für Solaranlagen

§ 38a Abs. 3 EEG-RefE 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 Abs. 1 Nr. 1 bis 3, 5 und 7 und § 38 Abs. 2 Nr. 3 EEG-RefE kann der Netzbetreiber aber die Aufgaben nach § 38a Abs. 1 Nr. 2, 3 und 7 sowie diejenigen nach § 38 Abs. 2 Nr. 3 EEG-RefE gar nicht prüfen und damit die Prüfpflicht gar nicht erfüllen:

§ 38a Abs. 1 Nr. 2 EEG-RefE stellt als Anforderung auf, dass „für die Solaranlagen alle erforderlichen Angaben an das Register gemeldet worden sind“. 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 Abs. 1 Nr. 3 EEG-RefE 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 Abs. 1 Nr. 1, 2 oder Nr. 3 a) bis g) RefE angegeben worden ist, kann nur Solaranlagen zugeteilt werden, die sich auf einem dieser Standorte befinden, und
- b. für Freiflächenanlagen auf Ackerland in einem benachteiligten Gebiet nach § 37 Abs. 1 Nr. 3 h) EEG-RefE, können nur Gebotsmengen eines Zuschlags zugeteilt werden, die sich auf eine solche Fläche bezogen.

Die Kontrolle dieser Zuordnung kann durch den Netzbetreiber nicht durchgeführt werden, weil der Netzbetreiber die Flächenparameter nicht kennt, insbesondere diejenigen nach § 37 Abs. 1 Nr. 3 h) EEG-RefE. 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.

§ 38a Abs. 1 Nr. 7 EEG-RefE stellt als Kriterium auf, dass bis zu dem Gebotstermin bei der Bundesnetzagentur die Gebühr nach der Anlage Nummer 2 zur Ausschreibungsgebührenverordnung geleistet worden ist. Diese Anforderung kann alleine durch die BNetzA geprüft werden, nicht durch den Netzbetreiber.

Schließlich soll der Netzbetreiber die Einhaltung der Anforderung nach § 38 Abs. 2 Nr. 3 EEG-RefE prüfen müssen, d.h., dass der Antrag auf Ausstellung der Zahlungsberechtigung den jeweiligen Umfang der Gebotsmenge pro bezuschlagtem Gebot, der der Solaranlage zugeteilt werden soll, einschließlich der jeweils für die Gebote registrierten Zuschlagsnummern enthält. Auch hierbei handelt es sich ausschließlich um eine von der BNetzA durchführbare Prüfanforderung.

Die Prüfanforderung in § 38a Abs. 3 RefE 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.

3.9.17 § 39a: Bestands-Biomasseanlagen

Nach § 39a Absatz 1 EEG-RefE dürfen auch Biomasseanlagen an den Ausschreibungen teilnehmen, die erstmals vor dem 1. Januar 2012 ausschließlich mit Biomasse in Betrieb gesetzt worden sind. Die Regelung setzt eine „Inbetriebsetzung vor dem 1. Januar 2012 ausschließlich mit Biomasse“ voraus. Davon abgesehen, dass seit dem BGH-Urteil vom 4. November 2015¹⁹ strittig ist, ob Biomasseanlagen bei späterer Umstellung auf Biomasse überhaupt nach § 3 Nummer 5 EEG 2009/2012 mit fossilen Einsatzstoffen in Betrieb genommen werden konnten, würden diejenigen Biomasseanlagen nicht in den Anwendungsbereich der Regelung fallen, die zum vorübergehenden Betrieb mit fossilen Einsatzstoffen in Betrieb genommen worden sind, z. B. mit Erdgas bei einer anfänglichen Fermenterbeheizung oder mit Pflanzenölmethylester im Anfahrbetrieb. Der BDEW schlägt daher vor, § 39a Absatz 1 EEG-RefE wie folgt zu fassen:

„..., die erstmals vor dem 1. Januar 2012 ausschließlich mit Biomasse in Betrieb gesetzt genommen worden sind und vor diesem Zeitpunkt bereits Strom ausschließlich aus Biomasse erzeugt hatten.“

¹⁹ Az. VIII ZR 244/14.

3.9.18 § 48: Förderfähigkeit von Solarstromanlagen

In § 48 Absatz 1 Nummer 3 EEG-RefE wird weiterhin nicht klargestellt, ob überhaupt und wenn ab wann eine Förderfähigkeit einer Solarstromanlage besteht, wenn

- sie weder in, an oder auf einem Gebäude noch einer baulichen Anlage errichtet wird, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Solarstromerzeugung errichtet worden ist,
- noch bei ihrem Errichtungszeitpunkt ein „beschlossener Bebauungsplan“ vorliegt, und dieser Beschluss möglicherweise später erfolgt.

Die Problematik eines Satzungsbeschlusses der Gemeinde über den Bebauungsplan und der eventuell vorherigen Inbetriebsetzung von Solarstromanlagen hatte bereits das wissenschaftliche Gutachten Nummer III zur EEG-Novelle 2014²⁰ identifiziert. Der Gesetzgeber hat das EEG 2014 an dieser Stelle jedoch nicht präzisiert. Während die ältere Rechtsprechung²¹ bislang davon ausging, dass bei einem nachträglichen Satzungsbeschluss eine Förderfähigkeit mindestens ab diesem Zeitpunkt bestehen muss, hat die jüngere Rechtsprechung²² eine Förderfähigkeit vollständig ausgeschlossen, wenn der Satzungsbeschluss zum Errichtungszeitpunkt nicht vorlag, sondern nachgeholt worden ist.

Sollte der Gesetzgeber der Auffassung sein, dass bei Beginn der Errichtung einer Solarstromanlage vor dem Satzungsbeschluss über den Bebauungsplan dauerhaft eine EEG-Förderfähigkeit ausgeschlossen sein soll, könnte dies durch folgende Ergänzung in § 48 Absatz 1 Nummer 3, Einleitungssatz, EEG-RefE klargestellt werden:

„3. im Bereich eines bereits beschlossenen Bebauungsplans im Sinn des § 30 des Baugesetzbuchs errichtet worden ist und (...)“

3.9.19 § 52: Sanktionen

In § 52 Absatz 3 EEG-RefE fehlt eine Rundungsregelung für den um 20 Prozent zu veringenden anzulegenden Wert. Es sollte die generelle Rundungsregelung wie im Falle der degressionsbedingten Absenkung angewandt werden.

Positiv sieht der BDEW die stärkere Sanktionierung von Anlagen, die gegen die technischen Vorgaben nach § 9 Absatz 1, 2, 5 und 6 EEG bzw. die viertelstündliche Messung und Bilanzierung der Strommengen verstoßen, durch Verlust des Anspruchs auf das vermiedene Netznutzungsentgelt. Da sich die Sanktion allerdings auch auf Anlagen bezieht, die bislang keine viertelstündliche Messung und Bilanzierung einhalten mussten bzw. für die diese Pflicht zumindest strittig war – insbesondere Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung – sollte hier eine Übergangsfrist vorgesehen werden, damit die Anlagen mit entsprechenden Messeinrichtungen ausgestattet werden können. Hierfür dürften drei Monate ausreichend sein.

²⁰ Link: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-3,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

²¹ LG Dresden, Urteil vom 31. Mai 2012, Az. 8 O 2938/11, IR 2012, Satz 208 f.; LG Ansbach, Urteil vom 2. November 2011, Az. 3 O 469/11

²² OLG Naumburg, Urteil vom 16. April 2015, Az. 2 U 82/14, REE 2015, Satz 124 ff.

§ 52 Absatz 1 Nummer 1 RefE 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 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.

Dementsprechend spricht sich der BDEW auch angesichts der Notwendigkeit einer zeitnahen Erfassung des Anlagenzubaus für eine Streichung der Möglichkeit der „Meldung nach § 71“ anstelle der Anlagenregistrierung im Anlagenregister aus. Alternativ zur möglicherweise überharteten Sanktion eines vollständigen Verlustes des Förderanspruchs der Anlage wäre in Form, eines gestuften Sanktionssystems wie bei der Ausfallförderung denkbar, dass

- bei Registrierung innerhalb von einem Monat ab Inbetriebnahme der Förderanspruch nachträglich wieder vollständig entsteht, und
- bei Registrierung innerhalb von zwei Monaten ab Inbetriebnahme der Förderanspruch bis zum Registrierungszeitpunkt auf den Monatsmarktwert abgesenkt wird und
- bei Registrierung innerhalb von mehr als zwei Monaten ab Inbetriebnahme der Förderanspruch bis zum Registrierungszeitpunkt auf null abgesenkt wird.

Gleiches gilt dann im Falle von § 52 Absatz 3 Nummer 1 oder 2 EEG-RefE.

3.9.20 § 53a Absatz 2: Unverzügliche Unterrichtung des Netzbetreibers

Im Falle der Abgabe der Verzichtserklärung nach Absatz 1 der Regelung sollte die Bundesnetzagentur nach Absatz 2 verpflichtet sein, den Netzbetreiber „unverzüglich nach Zugang der Erklärung“ zu unterrichten.

3.9.21 § 55: Strafzahlungen bei Solaranlagen

Wird die „Solaranlage“ vom Gesetzgeber mit der bisherigen Literatur und untergerichtlichen Rechtsprechung als einzelnes Modul definiert, muss § 55 Absatz 3 EEG-RefE entsprechend angepasst werden. Die Regelung ist nur dann in ihrem Wortlaut im Gesetzentwurf praktikabel, wenn eine „Solaranlage“ eine größere Ausdehnung hat, als das einzelne Modul.

Bei Verstößen gegen Ausschreibungsergebnisse sind Strafzahlungen der Bieter (Wind an Land und PV) an die ÜNB zu leisten. Für die Buchung dieser Zahlungen auf dem EEG-Konto ist eine entsprechende Einnahmeposition in der AusglMechV zu berücksichtigen.

3.9.22 § 71 Nummer 2: Nachweis, dass keine Stromsteuerbefreiung in Anspruch genommen wird

Positiv hervorzuheben ist, dass der Nachweis, dass keine Stromsteuerbefreiung in Anspruch genommen wird und auch in Zukunft für diesen Strom nicht in Anspruch genommen werden wird, explizit in § 71 Nummer 2 EEG-RefE aufgenommen wurde. Allerdings ist nicht eindeutig geregelt, welche Rechtsfolgen ein Verstoß gegen diese Mitteilungspflicht hat. Auch löst diese Regelung nicht das Problem der Abschlagszahlungen (siehe oben zu § 19 EEG-RefE). Die Einhaltung der Pflicht zur Mitteilung einer Änderung (ggf. bis zum Ende des Folgejahres) kann nicht durch den Netzbetreiber kontrolliert werden. Zudem besteht hier das Risiko von Nachtragstestierungen.

3.9.23 § 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 Anlage Zahlungen nach dem EEG erhält. Es sollte daher klar gestellt 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.

3.9.24 § 100: Übergangsregelungen

Neben den vorstehend zum Solarstrom-Anlagenbegriff nach § 3 Nr. 1 angemerkten Änderungen sollten noch folgende Änderungen/Ergänzungen innerhalb von § 100 EEG-RefE durchgeführt werden:

3.9.24.1 § 100 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3: neue Regeln zur EEG-Umlagepflicht bereits für das Kalenderjahr 2017

Die neuen § 60 und § 60a EEG-RefE sollen nach dem Wortlaut des Gesetzentwurfs erst ab dem 1. Januar 2018 gelten, nach der Begründung auf Satz 225 aber bereits ab 1. Januar 2017. Der BDEW bittet um Anpassung des Wortlauts an das Gewollte: Es ist sinnvoll, wenn die geplanten Änderungen ab dem 1. Januar 2017 gelten und dann für das Kalenderjahr 2017 bereits Berücksichtigung finden könnten. Eine spätere Berücksichtigung erscheint auch sachlich nicht erforderlich. Sofern die Übergangsbestimmung allerdings die neu eingefügte

Vermutungswirkung in § 60 EEG 2016 und die gesamtschuldnerische Haftung für Bilanzkreisverantwortliche betrifft, sollte die Neuregelung erst ab dem 1. Januar 2018 gelten, um den Bilanzkreisverantwortlichen eine ausreichende Frist einzuräumen, in der Verträge angepasst und entsprechende Sicherheiten von Vertragspartnern verlangt werden können.

Vorschlag:

§ 100 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 wird wie folgt geändert:

„3. bis einschließlich 31. Dezember 2016 ~~2017~~ statt der §§ 60 und 60a anzuwenden.“

3.9.24.2 § 100 Absatz 4: Höchstbemessungsleistung

Unabhängig davon, dass § 100 Absatz 3 EEG 2014 durch die nun vorgesehene Ergänzung auch bei Vorliegen einer Baugenehmigung und zudem rückwirkend anzuwenden sein soll, fehlt für die im Anwendungsbereich von § 100 Absatz 3 EEG 2014 bzw. § 100 Absatz 4 EEG-RefE befindlichen Anlagen eine Vorgabe für die Bestimmung der „Höchstbemessungsleistung“ nach § 101 Absatz 1 EEG 2014. § 101 Absatz 1 EEG 2014 ist nur dann auf die Anlagen nach § 100 Absatz 3 EEG 2014 anwendbar, wenn die Anlagen bis zum 31. Juli 2014 in Betrieb genommen worden sind. Meist liegt die Inbetriebnahme dieser Anlagen aber zwischen dem 1. August und 31. Dezember 2014.

Dementsprechend müsste hier

- entweder § 101 Absatz 1 EEG 2014 gar nicht auf diese Anlagen anwendbar sein, mangels Bestimmbarkeit der Höchstbemessungsleistung,
- oder mit der Maßgabe, dass 95 Prozent der am 31. Dezember 2014 installierten elektrischen Leistung als Höchstbemessungsleistung anzusehen sind.

Da bereits bei mehreren Mitgliedsunternehmen Rechtsstreitigkeiten zur Frage der analogen Anwendbarkeit von § 101 Absatz 1 EEG 2014 in Fällen von § 100 Absatz 3 EEG 2014 anstehen, erwartet der BDEW hier eine Klärung durch den Gesetzgeber. Auch die Entscheidung der Clearingstelle EEG im Verfahren 2015/27 beantwortet diese Frage nicht.

Darüber hinaus führt die vorgesehene Ergänzung in § 100 Absatz 4 Satz 2 und 3 RefE für die betroffenen Biomasseanlagen zu Korrekturen der Abrechnungen der Einspeisungen aus den Jahren 2014 und 2015. Diese Anlagen sind zum Inkrafttretenszeitpunkt des vorliegenden Gesetzentwurfs bereits

- auf Basis der Fördervorgaben des EEG 2014 und dementsprechend
- auf Basis der Fördersätze des EEG 2014

abgerechnet worden, da § 100 Absatz 3 EEG 2014 bei einer rein baurechtlichen Genehmigung gemäß der Entscheidung der Clearingstelle EEG im Verfahren 2015/27 auf die betreffenden Anlagen nicht anwendbar gewesen ist. Da aber die nachträgliche Gesetzesänderung nicht durch die Netzbetreiber hervorgerufen worden ist, regt der BDEW an, für diese Korrekturabrechnungen erleichterte Anforderungen in das Gesetz aufzunehmen. Hierzu sollte die vorgesehenen Sätze 2 und 3 des § 100 Absatz 4 EEG-RefE um folgenden Satz ergänzt werden:

„Korrekturen, die aufgrund der rückwirkenden Anwendung der Sätze 2 und 3 für Einspeisungen in den Jahren 2014 und 2015 erforderlich werden, müssen im Verhältnis zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlagen angeschlossen sind, und diesem Netzbetreiber und dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber nicht die Anforderungen nach § 62 erfüllen; in diesem Falle ist es ausreichend, dass der Anlagenbetreiber eine Kopie der Baugenehmigung sowie einen Nachweis über die Inbetriebnahme seiner Anlage vorlegt.“

3.9.24.3 § 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.

3.9.25 Artikel 8: Änderung der Anlagenregisterverordnung

3.9.25.1 Zur Änderung von § 2 Nummer 1 AnlRegV

Beim Anlagenbegriff nach § 2 Nummer 1 sollten die gleichen Änderungen vorgenommen werden, wie vorstehend zu § 24 Absatz 1 Nummer 1 EEG-RefE.

3.9.25.2 Zu §§ 3 und 6 AnlRegV

Der BDEW weist darauf hin, dass derzeit erhebliche Rechtsunsicherheiten damit bestehen, wann die Registrierungspflicht für die verlängerte Anfangsvergütung von Bestands-Windenergieanlagen beginnt und endet, d. h. an welchem Ereignis dieser Fristbeginn festgemacht wird. Denkbar wäre einerseits der Tag des Auslaufens des gesetzlich festgelegten 5-Jahres-Hochpreiszeitraums, andererseits der Tag der Vorlage des Ertragsgutachtens beim Anlagenbetreiber oder beim Netzbetreiber.

Der Wortlaut von § 6 Absatz 3 Nummer 2 AnlRegV setzt den Fristbeginn auf den Zeitpunkt der „Verlängerung der Anfangsvergütung“. Ein Anspruch auf Verlängerung der Anfangsvergütung besteht jedoch erst dann, wenn das entsprechende Ertragsgutachten vorliegt, wenn gleich dieser Anspruch dann auf das Ende des gesetzlichen 5-Jahres-Zeitraums zurück wirkt.

Der BDEW bittet das BMWi daher um Klarstellung, zu welchem Zeitpunkt hier die Drei-Monatsfrist beginnen soll. Er weist aber auch darauf hin, dass nicht wenige Ertragsgutachten erst später als drei Monate nach Ablauf des gesetzlichen 5-Jahres-Zeitraums beim Anlagenbetreiber vorliegen und in der Folge dem Netzbetreiber vorgelegt werden. Dementsprechend läge es nahe, den Zeitpunkt auf den Tag zu legen, an dem der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber das Gutachten zur Verlängerung des Anfangszeitraums vorgelegt hat und folglich der Anspruch beim Anlagenbetreiber entstanden ist.

3.9.26 Artikel 17: Inkrafttreten, Außerkrafttreten

Hier wurde anscheinend vergessen,

- entweder das Inkrafttreten von Art. 13 (Änderung der Freiflächenausschreibungsgebührenverordnung) wie in Art. 17 Abs. 1 Satz 2 für das EEG vorgesehen auf den 1. Januar 2016 hin vorzuverlegen oder
- in Abs. 1 Satz 2 die Bezeichnung Art. 10 in Art. 13 abzuändern.

4 Zusätzliche Empfehlungen für die EEG-Novelle 2016

4.1 Marktwertberechnung im Rahmen des Marktprämienmodells

4.1.1 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 gegenüber alleiniger Stundenkontrakt-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 |
| | | Gesamt | -56 |

*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 und 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.

4.1.2 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_{delta}) von dem bisher rechnerisch ermittelten Marktwert (MW_{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).

4.2 Zinslast bei Fehlmeldung gemäß § 74 EEG 2014

4.2.1 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 Abs. 2 Handelsgesetzbuch fünf Prozent.

4.2.1.1 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.

4.2.1.2 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 Satz 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 Jahres 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.

4.2.2 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 Letztverbraucherabsätze 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.

4.3 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 Spitzenkappung²³ und auf das Kapitel 4.4 „Erweiterung der Regelungen zur Netzengpassbewirtschaftung“ verwiesen.

4.4 Erweiterung der Regelungen zur Netzengpassbewirtschaftung

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.

Einerseits war 2015 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 Einspeisemanagement-Maßnahmen notwendig sein werden und dementsprechend Entschädigungszahlungen geleistet werden müssen.

Zwar könnte ein Anstieg der Einspeisemanagementmaßnahmen auch durch einen Ausbaustop für Erneuerbare Energien verhindert werden. Ein solcher Ausbaustop erscheint dem BDEW jedoch vor dem Hintergrund des Erneuerbare-Energien-Ausbauziels und auch aus industriepolitischen Erwägungen nicht sachgerecht.

Auch die bereits in der Vergangenheit des Öfteren diskutierte Möglichkeit zur Einführung von Allokationssignalen für Erneuerbare-Energien-Anlagen ist im Ergebnis nicht zielführend, da die Netzengpässe im Übertragungsnetz oft so weit südlich liegen, dass ein kosteneffizienter Ausbau der Erneuerbaren Energien an ertragreichen Standorten nicht möglich wäre.

²³ BDEW-Positionspapier „Spitzenkappung“ vom 16. Juni 2015

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW, weitere Maßnahmen zusätzlich zum vorrangigen Netzausbau zu überprüfen, die geeignet sind, Einspeisemanagementmaßnahmen und damit auch Entschädigungszahlungen zu reduzieren. Aus Sicht des BDEW könnten beispielsweise Anreizmechanismen zum Verbrauch des Stroms vor Netzengpässen eine Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen verhindern. Ansätze hierzu finden sich bereits in § 13 Absatz 4a EnWG, sind aber derzeit auf Übertragungsnetzbetreiber begrenzt. Der BDEW empfiehlt daher die Einführung einer Verordnungsermächtigung zu prüfen, die allen von Netzengpässen betroffenen Netzbetreibern die Möglichkeit gibt, Anreize für Letztverbraucher in Fällen von auftretenden Netzengpässen zu setzen, den zur Verfügung stehenden Strom vor dem Netzengpass zu nutzen. Auf diese Weise könnten Netzbetreiber in Kenntnis ihrer Netzengpässe Verträge schließen, um in Fällen von auftretenden Netzengpässen die erforderlichen Lasten hinzuzuschalten und Einspeisemanagementmaßnahmen abzuwenden. Dies ist für Netzbetreiber dann wirtschaftlich sinnvoll, wenn die Kosten für die Steuerung der Lasten niedriger sind als die andernfalls anfallenden Entschädigungszahlungen. Im Ergebnis werden die Netzentgelte dadurch weniger belastet.

Zu diskutieren wäre darüber hinaus, ob in diesem Zusammenhang eine weitere Reduzierung der Letztverbraucherabgaben für solche Fälle gerechtfertigt sein könnte, da der Strom im Fall von Einspeisemanagement ja ohnehin nicht produziert worden wäre und damit ebenfalls keine Letztverbraucherabgaben geleistet worden wären.

Erste Ansätze für ein vergleichbares Konzept werden bereits in Schleswig-Holstein mit der Idee für eine Verordnung für zuschaltbare Lasten geprüft. Aus Sicht des BDEW ist bei der konkreten Ausgestaltung jedoch darauf zu achten, dass hier keine Mitnahmeeffekte und damit letztlich eine Mehrbelastung für den Netzbetreiber oder die Volkswirtschaft entstehen.

Der BDEW wird die Entwicklung eines geeigneten Konzepts, das auch die Bilanzkreis-Pflichten der Direktvermarkter und Anlagenbetreiber berücksichtigt, konstruktiv begleiten.

4.5 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.

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 Referentenentwurf aus, dass die Bilanzierung „nicht sortenreiner Strommengen“ dann nicht zu einem Verstoß führen sollte, wenn es sich um zu vernachlässigende Mengen, etwa im Promille-Bereich handelt.²⁴ 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-RefE 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:

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.“

²⁴ Satz 158 f.

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-RefE 2016 und ihren Vorgängern ein Verhältnismäßigkeitsgrundsatz zu Grunde liegt. Hierzu wäre dann auch eine entsprechende Änderung der Übergangsvorschriften erforderlich.

4.6 Klarstellung der Sanktionsfrist für verspätete Meldungen bei verringerter EEG-Umlage

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,²⁵ 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. Der BDEW bittet daher um Klarstellung der Sanktionsfrist im EEG 2016 auch für die Kalenderjahre 2014 und 2015, um einen Gleichlauf mit den Fristen der AusglMechV zu erreichen.

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~~ 28. Februar des Folgejahres nicht erfüllt hat.“

4.7 EEG-Jahresausgleich zwischen ÜNB und VNB

Nach Fertigstellung der Jahresabrechnungen erfolgen derzeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Verteilnetzbetreibern physikalische Ausgleichslieferungen. Dies führt bei den beteiligten Unternehmen zu erheblichem, vermeidbarem Abwicklungsaufwand. Der Ausgleich könnte jedoch vollständig monetär erfolgen. Derzeit führt der physikalische Ausgleich zu unnötigen Börsengeschäften und -gebühren (Bsp.: Der Übertragungsnetzbetreiber kauft die Differenzmenge an der Strombörse und liefert diese an den Anschlussnetzbetreiber.

²⁵ Konsultationsfassung des Leitfadens zur Eigenversorgung vom 16. Oktober 2015, Satz 39.

Der Anschlussnetzbetreiber verkauft diese Strommenge anschließend wieder an der Strombörse).

Im EEG sollte eine Verordnungsermächtigung für die Anpassung der AusglMechV bzgl. der Umsetzung des rein finanziellen Jahresausgleichs zwischen den ÜNB und VNB vorgesehen werden.

4.8 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-RefE 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.

4.9 Anpassung der AusglMechV

Durch die aktuelle Novelle des EEG werden u.a. Strafzahlungen an die ÜNB bei Verstößen im Rahmen der Ausschreibung festgelegt (§ 55 EEG-RefE), ebenso Strafzinsen im Fall von zu viel erhaltener Förderung (§ 36g EEG-RefE). Für diese Fälle müssen Einnahme-/Ausgabepositionen in der AusglMechV geschaffen werden.

Zu §§ 3 und 5 AusglMechV:

Für die Kalkulation der EEG-Umlage werden die BAFA-Antragsdaten der privilegierten Unternehmen für das Folgejahr für die EEG-Umlageprognose benötigt. Leider liegen diese Daten den ÜNB bzw. Gutachtern nicht im erforderlichen Umfang vor. Aus diesem Grund sollte eine Datenübermittlungspflicht vom BAFA an die ÜNB in Bezug auf die BAFA-Anträge mit Frist 15. Juli in der AusglMechV oder direkt im EEG festgelegt werden. Alternativ ist auch vorstellbar, dass das BAFA die Prognose der privilegierten Letztverbräuche (inklusive Mittelfristprognose für die nächsten fünf Jahre) selbstständig auf Basis der vorliegenden Antragsdaten vornimmt und diese den ÜNB bis zum 15.08. zur Verfügung stellt.

4.10 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.

4.11 Regionale Grünstromkennzeichnung

Der BDEW unterstützt grundsätzlich das Ziel, durch regionale Grünstrom-Vermarktungsmodelle 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. Die bisher diskutierten Vorschläge hätten jedoch zu Mehrkosten im System geführt und wurden deshalb zu Recht verworfen.

Das nun auf dem Tisch liegende Konzept verringert zwar diesen Fehler, wirft jedoch andere Fragen auf. Es ist zweifelhaft, ob lediglich mit einer Anpassung der Stromkennzeichnung tatsächlich die Akzeptanz der Energiewende erhöht werden kann. Das vorliegende Modell weist neben administrativen Zusatzkosten auch eine erhöhte Komplexität auf, wodurch Transparenz, Erklärbarkeit und Nachvollziehbarkeit beim Endkunden erheblich leiden. Es besteht unter Umständen sogar die Gefahr der Augenwischerei, da mit der Ausweisung eines Anteils „regionaler“ geförderter Grünstrommengen im Grundsatz kein Unterschied zu den bestehenden, nicht regional ausgewiesenen Grünstrommengen besteht, welche durch das EEG gefördert wurden. Auch erscheint fraglich, ob der 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. Weiterhin gibt es Vorgaben, durch welche sich regionale Projekte ggf. nur schwierig umsetzen lassen. So werden beispielsweise Unternehmen diskriminiert, welche aufgrund der 10-H-Abstandsregelung und des Referenzertragsmodells nur wenige regionale Projekte realisieren können, aber alternativ in Offshore-Windparks oder Windparks außerhalb ihrer Region investiert haben. Eine Einführung des Instruments erscheint daher wenig erfolgsversprechend. Sofern sich der Gesetzgeber dennoch für eine Einführung entscheidet, fordert der BDEW, dass es sich auch in Zukunft lediglich um ein „optional“ anwendbares Modell handeln soll und gibt nachfolgend Hinweise, wie das Modell zumindest annähernd praxisgerecht umgesetzt werden kann.

4.11.1 Kundenakzeptanz und Nachvollziehbarkeit des Endkunden

Gemäß dem BMWi ist es das maßgebliche Ziel der regionalen Grünstromkennzeichnung, die Akzeptanz der Energiewende vor Ort zu erhöhen. Aus Sicht des BDEW wird in Frage gestellt, ob die Akzeptanz für die Energiewende dadurch erhöht werden kann, wenn in der Stromkennzeichnung der Stromrechnung ein Anteil aus „Erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG“ oder auch „sonstige Erneuerbare Energien“ als regional produzierter Strom ausgewiesen wird. Der Erfahrung nach wird es keine erhöhte Akzeptanz durch ein Stromprodukt mit der Ausweisung der regionalen Eigenschaft gegenüber einem Stromprodukt mit „normaler Kennzeichnung“ geben. Die Akzeptanz der Energiewende ist in der Regel nicht von der Ausweisung der Stromkennzeichnung, sondern von anderen Einflussparametern abhängig, wie beispielsweise die durch die Förderung der Erneuerbaren Energien gestiegenen Endkundenpreise oder die mit der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien notwendigen Infrastrukturprojekte (Netzausbaumaßnahmen und Anlagenprojekte in unmittelbarer Nachbarschaft).

Durch die Einführung einer regionalen Komponente in der Stromkennzeichnung wären zukünftig folgende Erneuerbare-Energien-Anteile zusätzlich zu den bestehenden fossilen Anteilen auszuweisen:

- Erneuerbare Energien, gefördert nach dem EEG
- Erneuerbare Energien, gefördert nach dem EEG mit regionaler Erzeugung
- sonstige Erneuerbare Energien
- sonstige Erneuerbare Energien mit regionaler Erzeugung

Eine Untergliederung in vier Untergruppen steigert die Komplexität der Stromkennzeichnung und erschwert damit die Nachvollziehbarkeit für den Endkunden erheblich. Bereits mit der heutigen Stromkennzeichnung ist deren Nachvollziehbarkeit oftmals nur mit hohem Beratungsaufwand möglich. Neben dem individuellen Produktmix werden dem Endkunden bis zu drei weitere Grafiken für den Unternehmensmix, den Residualmix sowie für den bundesdeutschen Strommix ausgewiesen. Die bestehende Stromkennzeichnung ist daher bereits heute 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. Eine Konkurrenzsituation zwischen Anbietern von Grünstromlabeln und Anbietern von Erneuerbare-Energien-Anlagen mit regionaler Ausweisung wäre die Folge.

4.11.2 Vermischung von physikalischer und rechnerischer Eigenschaft

Durch das vorgeschlagene Modell wird der Aspekt der Durchmischung von physikalischer Belieferung und mathematischer Berücksichtigung der durch die EEG-Umlage finanzierten Strommengen noch komplizierter und nicht nachvollziehbarer. Ein Kunde kann nur schwer unterscheiden, was physikalisch mit welcher Eigenschaft geliefert worden ist oder welcher Strom „eingegrünt“ wurde. Zur Darstellung dieses komplizierten Sachverhaltes dient nachfolgende Beschreibung der Erstellung der Stromkennzeichnung sowie ein einfaches Beispiel:

Die physikalische Lieferung von geförderten Strommengen über die vertragliche Kette muss beim Lieferanten (EltVU) im ersten Schritt der Berechnung der Stromkennzeichnung als „Strom unbekannter Eigenschaft“ berücksichtigt werden. Die physikalische Eigenschaft der Lieferung ist Grundlage für die Stromkennzeichnung zu 100 Prozent. Diese 100 Prozent - Eigenschaft kann das Elektrizitätsversorgungsunternehmen über Tauschmaßnahmen verändern, zum Beispiel durch Zukauf von entsprechenden Herkunftsnachweisen. Ein Zukauf ist über das Herkunftsnachweisregister nachzuweisen. Erst nach Abschluss dieser Tausch- oder „Umfärbungsmaßnahme“ erfolgt die Einbeziehung der geförderten Strommengen, die durch die EEG-Umlage finanziert werden. Die Zuordnung der regionalen Eigenschaften hat nichts mit der physikalischen Eigenschaft zu tun. Die Zuweisung erfolgt auf der Basis von mathematischen bzw. prozessualen Vorgaben. Für den Kunden ist es daher schwer nachvollziehbar, warum der „regionale Strom“ nicht bei den physikalischen Eigenschaften berücksichtigt wird.

Beispiel:

Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen beliefert seine Kunden mit „regionalem Windstrom“. Die Beschaffung erfolgt daher physikalisch aus den Windenergieanlagen entlang der Vertragskette. Die Eigenschaft diese Stroms ist rechtlich bedingt „grau“. Infolgedessen wird daher im ersten Schritt der Stromkennzeichnung diese Strommenge mit der Ersatzgröße „ENTSO-E“ (Börsenstrom) bewertet. Unter der Annahme, dass das Elektrizitätsversorgungsunternehmen keine Herkunftsnachweise nutzt, bleibt der Strom „grau“. Mit der gezahlten EEG-Umlage erhält das Elektrizitätsversorgungsunternehmen das Recht zur Ausweisung von Anteilen aus „Strom finanziert durch die EEG-Umlage“. Diese Rechte werden nach den Vorgaben des EEG in rechnerische Anteile umgewandelt. Die „graue“ Eigenschaft wird anschließend um diesen Anteil rechnerisch reduziert. Auch wenn dieser EEG-Anteil zu 100 Prozent aus regionaler Erzeugung darstellbar wäre (entsprechende EEG-HKN wurden im HKNR entwertet), bleibt ein „grauer“-Anteil, der aktuell größer als 50 Prozent ist, übrig. Das EltVU würde behaupten können: „Ihre Stromlieferung wird zu 100 Prozent aus regionalem Strom, der durch die EEG-Umlage finanziert wird, bereitgestellt.“ Diese Aussage kann aber grafisch nicht auf der Stromkennzeichnung dargestellt werden. Der Kunde sieht „graue“, „grüne“ und neue „mittelgrüne“ („regionale EEG-Anteile“) Eigenschaften, die mit der Aussage des EltVU nicht übereinstimmen und infolge dessen nicht transparent darstellbar sind.

Die Trennung und Erklärbarkeit der physikalischen Lieferung und mathematischen Berücksichtigung der durch die EEG-Umlage finanzierten Strommengen (früher „EEG-Mengen“) ist, wie im Beispiel dargestellt, sehr schwierig. Weiterhin wird die Stromkennzeichnung immer auf Basis der Energiemengen des vorangegangenen Lieferjahres abgestellt.

4.11.3 Kopplung der regionalen Eigenschaft mit der Stromlieferung und eingeschränkte Handelbarkeit

Eine Erhöhung der Transparenz und Nachvollziehbarkeit der ausgewiesenen Regionalität erscheint glaubwürdiger, nachvollziehbarer und wird von zahlreichen Kunden gefordert, wenn eine Kopplung der Herkunftsnachweise mit dem Strom (physikalische Lieferung) eingehalten wird. Das bedeutet, dass ein Direktvermarkter von Erneuerbare-Energien-Anlagen, welcher gleichzeitig in der Funktion Energielieferant tätig ist, mit der Stromlieferung auch gleichzeitig die regionale Eigenschaft übertragen würde. Das Umweltbundesamt setzt sich seit langem stark für gekoppelte Grünstromprodukte ein und hat hierfür ein separates Konzept erschaffen. Mit einer zwingenden Bindung eines Herkunftsnachweises an den erzeugten Strom muss jedoch das Bewusstsein vorhanden sein, dass dies eine Handelbarkeit der Herkunftsnachweise nach dem bisherigen Modell der optionalen Kopplung des Umweltbundesamtes einschränkt. Daher müsste das bestehende Modell der optionalen Kopplung weiterentwickelt werden, welches eine Handelbarkeit über mehrere Akteure und Sparten zulassen würde. Bisher sieht das BMWi von einer Handelbarkeit von Herkunftsnachweisen mit regionaler Komponente ab. Die Folge davon ist, dass nur wenige Direktvermarkter/Lieferanten, welche ein entsprechend hohes Portfolio an Erneuerbaren Energieanlagen aufweisen, Grünstrom mit regionaler Eigenschaft gegenüber den Endkunden ausweisen können. Unternehmen,

welche nicht über dieses Portfolio verfügen, werden durch eine eingeschränkte Handelbarkeit diskriminiert.

4.11.4 Regionale Eingrenzung

Im Eckpunktepapier des Bundeswirtschaftsministeriums vom 11. März 2016 wird vorgeschlagen, dass für die Bestimmung der Regionen auf Postleitzahlengebiet abgestellt werden soll. Dies erscheint auch aus Sicht des BDEW am praktikabelsten, da individuelle Abgrenzungen über die Entfernung zwischen Erzeugungsanlage und Verbrauchslokation zu umfangreich wären und einem erheblichen Erfassungs- und Prüfaufwand nach sich ziehen würden.

Eine Begrenzung auf einen 50 km-Radius erscheint willkürlich gewählt zu sein. Auch im BDEW ist dieser Wert umstritten. Einige Unternehmen sprechen sich für deutlich kleinere Radien (< 10 km) aus, wohingegen andere Unternehmen vor allem mit städtischer Belieferungsstruktur auf deutlich größere Radien (< 100 km) drängen. Je nach Belieferungssituation und Portfolio an Erneuerbare-Energien-Anlagen ist dies nachvollziehbar. Dieser Aspekt sollte jedoch aus Sicht des Kunden gedacht werden. Es erscheint für einige Endkunden nicht glaubwürdig, warum lediglich Anlagen für die regionale Grünstromkennzeichnung berücksichtigt werden, welche geographisch nicht weiter als entsprechend dem vorgegebenen Radius entfernt sind. Zu berücksichtigen ist, dass Elektrizitätsversorger sich neben regionalen Projekten auch in Anlagenprojekten für Erneuerbare Energien engagieren, welche ggf. weiter als dem vorgegebenen Radius zum Ort des Letztverbrauchs entfernt sind und dies gegenüber ihren Kunden ausweisen möchten. Festzuhalten ist aber, dass es auch Elektrizitätsversorgungsunternehmen gibt, welche einen Kundenkreis mit kleineren Radien (< 10 km) beliefern. Bei diesen Unternehmen stellt dies bereits gelebte Praxis dar. Letztlich sollte der Kunde entscheiden können, welche Anlagen er in einem regionalen Zusammenhang sieht und welche nicht. Eine Eingrenzung sollte sich daher an den Bedürfnissen der Kunden orientieren und vor Einführung nochmals untersucht werden.

4.11.5 Hinweis zur möglichen Diskriminierung deutschlandweiter Anbieter

Durch die Ausweisung der regionalen Eigenschaft kann zusätzlich eine Diskriminierung von überregionalen Elektrizitätsversorgern entstehen. 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 ggf. bis zu ca. 8.200 unterschiedliche Stromkennzeichnungen je nach Postleitzahlgebiet ermitteln und gegenüber den Endkunden entsprechend ausweisen. Dies bedeutet einen hohen administrativen Aufwand, dem ggf. eine höhere Kundenbindung gegenüberstehen kann. Es besteht jedoch die Gefahr, dass ein nicht vernachlässigbarer Vorteil für einzelne regionale Anbieter entstehen kann.

4.11.6 Anpassung des bestehenden Vermarktungssystems

Im Eckpunktepapier hat das BMWi beschrieben, dass mit dem vorgelegten Vorschlag 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. Festzuhalten ist, dass sich ein Abschlag auf die Marktprämie am tatsächlichen Wert von Grünstromzertifikaten orientieren sollte.

Eine vorgesehene Reduktion der Marktprämie für teilnehmende Anlagen an der regionalen Grünstromkennzeichnung erscheint für Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich möglich. Allerdings ist eine Umsetzung dieser Regelung mit einem erhöhten Aufwand bei den Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern verbunden. Vor Einführung einer entsprechenden Regelung gilt es daher sicherzustellen, den notwendigen Datenaustausch zwischen allen Beteiligten zur Ermittlung und Berücksichtigung im Rahmen der EEG-Umlage handhabbar und leicht umsetzbar sicherzustellen. Der sich zusätzlich ergebende Abwicklungsaufwand bei Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sowie bei den Lieferanten hinsichtlich Prüfung, Plausibilisierung, Abrechnung etc. ggü. Status Quo sollte so weit wie möglich minimiert werden.

4.11.7 Administrativer Aufwand

Das vorgeschlagene „Regionen“-Modell ist klar beschrieben. Offen ist, welche Stelle die Gebiete definiert bzw. für die Einteilung der PLZ-Regionen verantwortlich ist. Es gilt, eine Liste aller 8.200 PLZ-Gebiete mit den jeweiligen PLZ-Zuordnungen zu bestimmen, in welchem der abschließend festgelegte Radius zwischen Erzeugung und Verbrauch eingehalten wird. Eine zentrale Stelle wäre aus Sicht des BDEW sinnvoll, um den Aufwand nicht bei jedem Elektrizitätsversorgungsunternehmen durchführen zu müssen. Es bedarf daher einer Institution für die Ermittlung und Veröffentlichung dieser PLZ-Gebiete. Hierfür bietet sich das bestehende Herkunftsnachweisregister an. Für eine mögliche Nachweisführung kann und sollte auch das Herkunftsnachweisregister genutzt werden. Soll eine Anlage für die „regionale Grünstromkennzeichnung“ genutzt werden, muss zur Verhinderung einer Doppelvermarktung („regionale Grünstromkennzeichnung“ und „EEG-Umlagen finanzierter Strom“) sichergestellt werden, dass die gesamte Erzeugung im Register registriert und den Vermarktungsarten zugeordnet ist. Im Herkunftsnachweisregister müsste eine Trennung dieser beiden Arten erfolgen. Eine mögliche Erweiterung wird jedoch voraussichtlich zu erhöhten Aufwendungen und damit zu erhöhten Gesamtkosten des Herkunftsnachweisregisters beitragen. Es gilt zu vermeiden, dass diese Kosten, welche durch die Abgrenzung der regionalen Eigenschaft entstehen, auf die Nutzungsgebühren für die Ausstellung, Transaktion und Entwertung gewöhnlicher Herkunftsnachweise übertragen werden. Durch die Nutzung des Herkunftsnachweisregisters werden zwangsläufig Verwaltungskosten anfallen. Es ist verwunderlich, dass hinsichtlich der Kostentragung rund um das Herkunftsnachweisregister keine Aussage getroffen wird. Hier gilt es, eine mögliche Abschätzung der Kosten aufzuzeigen.

In der Summe entstehen Kosten aufgrund einer zentralen Verwaltung (bspw. im Herkunftsnachweisregister), dem möglichen Wert für entsprechende Herkunftsnachweise, dem Aufwand für Prüforganisationen (Wirtschaftsprüfer) sowie dem administrativen Aufwand bei der Erstellung der Stromkennzeichnung. Diese Zusatzkosten führen zwangsläufig zu einer Erhöhung des Endkundenpreises. Auch erscheint fraglich, ob der bürokratische Aufwand bei den Unternehmen und beim Umweltbundesamt in einem angemessenen Verhältnis zum praktischen Nutzen steht. Nichtsdestotrotz gibt es Unternehmen, welche den administrativen Aufwand zur Unterstützung der Vermeidung einer Doppelvermarktung in Kauf nehmen.

4.11.8 Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes notwendig

Es gilt weiterhin anzumerken, dass eine Umsetzung der regionalen Grünstromkennzeichnung nicht ohne Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes möglich erscheint. Die notwendige Anpassung ist bedingt durch die zusätzliche Eigenschaft „regionale Erzeugung“. In § 42 EnWG werden bezüglich der Stromkennzeichnung lediglich die Anteile der einzelnen Energieträger (Kernkraft, Kohle, Erdgas und sonstige fossile Energieträger, erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und sonstige erneuerbare Energien) genannt. Eine Aufnahme der zusätzlichen regionalen Eigenschaft erscheint rechtlich erforderlich. Möglich wäre zum Beispiel die Aufnahme von:

- Erneuerbare Energien, gefördert nach dem EEG mit regionaler Erzeugung
- sonstige Erneuerbare Energien mit regionaler Erzeugung

4.12 Weitere Juristische Empfehlungen

4.12.1 § 3 Nummer 12: Neudefinition des Anlagenbegriffs für Biomasseanlagen

Der BDEW begrüßt diese Begriffsvereinfachung, plädiert allerdings für folgende Ergänzung, um klarzustellen, dass die Biomasseanlage eine Unterart der Anlagen nach § 3 Nummer EEG-RefE ist und damit keine Neudefinition des Biomasseanlagenbegriffs stattfindet:

„12. Biomasseanlage jede Anlage nach Nummer 1 zur Erzeugung von Strom aus Biomasse,“

Zu beachten ist auch, dass es Anlagen gibt, die mit einem Gemisch aus Biogas und anderen EE-Gasen betrieben werden, z. B. Biogas und Klärgas („Hybridanlagen“). Die bisherigen Förderbestimmungen haben bei Einhaltung des Ausschließlichkeitsprinzips eine jeweils anteilige Inanspruchnahme der Förderung z. B. für Biogasanlagen und für Klärgasanlagen ermöglicht. Werden nun Ausschreibungen für Biomasseanlagen durchgeführt, ist fraglich, ob diese Hybridanlagen dann auch Biomasseanlagen sind oder nicht an den Ausschreibungen teilnehmen dürfen. Insoweit wäre eine Ergänzung der Definition durch

„...zur überwiegenden Erzeugung von Strom aus Biomasse...“

sinnvoll oder eine entsprechende Ergänzung in der Begründung der Regelung.

4.12.2 § 3 Nummer 16: Definition Direktvermarktung

In der Begründung zu § 19 EEG-RefE wird ausdrücklich vorausgesetzt, dass eine Direktvermarktung die Durchleitung durch ein Netz erfordert. Auch der BDEW sieht die Netzdurchleitung insbesondere für die geförderte Direktvermarktung als erforderlich an. In der Branche wird jedoch z.T. die Auffassung vertreten, dass die Definition der Direktvermarktung in § 3 Nummer 16 EEG-RefE (§ 5 Nummer 9 EEG 2014) auch so gelesen werden könne, dass eine Direktvermarktung auch bei Veräußerung außerhalb des Netzes für die allgemeine Versorgung in nicht unmittelbarer Nähe zur Anlage vorliegen könne. Dies lässt die Formulierung „es sei denn“ in Verbindung mit der „und“-Verknüpfung der Ausnahme-Kriterien zu:

„Direktvermarktung“ die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte, es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet,“

Aus Sicht des BDEW sollte daher die Begründung zu § 19 EEG-RefE durch eine Klarstellung der Definition ergänzt werden.

Vorschlag:

§ 3 Nummer 16 EEG-RefE wird wie folgt geändert:

„Direktvermarktung“ die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte, ~~es sei denn,~~ sofern der Strom ~~wird in unmittelbarer Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet~~ wird,“

Klarzustellen wäre dann aber auch, ob der Verkauf an Dritte ohne Netzdurchleitung bei nicht unmittelbarer Nähe zur Anlage ausgeschlossen sein soll oder auch eine zulässige, aber nicht förderbare Form des Direktverkaufs darstellt. Die Neudefinition sollte aber nur für Neuanlagen, zumindest nur für die Zukunft und nicht rückwirkend zum 1. Januar 2016 gelten.

4.12.3 § 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.²⁶ 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 derzeitigem Referentenentwurf das Abweichungsverbot des § 7 Absatz 2 EEG 2014 entfallen soll, könnte die Unerheblichkeit der Mehrkosten für den Netzbe-

²⁶ LG Paderborn, Urteil vom 4. Februar 2015, Az.: 3 O 439/11: 42 Prozent Mehrkosten: nicht unerheblich; LG Verden, Urteil vom 23. Februar 2015, Az.: 10 O 57/12: Unzumutbarkeit ab 25 Prozent Mehrkosten; OLG Hamm, Urteil vom 28. August 2015, Az.: I-7 U 53/12: Wahl eines anderen VNP bei über 50 Prozent rechtsmissbräuchlich.

treiber 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.“

4.12.4 § 50b und Anlage 4: keine negativen Werte für Flexibilitätsprämie

Zur Flexibilitätsprämie regt der BDEW eine Klarstellung in Anlage 4 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-RefE, der nicht den Anspruch auf Flexibilitätsprämie umfasst.

Vorschlag:

Anlage 4 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.“

4.12.5 §§ 50 bis 50b: Leistungserhöhung bei Flexibilitätsprämie und -zuschlag

Beim Flexibilitätszuschlag und bei der –prämie ist zu klären, inwieweit der Zubau eines BHKW zu einer Bestandsanlage eine Leistungserhöhung und damit die Bereitstellung weiterer Leistung im Sinne dieser Regelungen darstellt oder nicht. Dies gilt nicht nur für den Fall des Zubaus eines BHKW zu einer Fermenter-BHKW-Kombination, bei dem generell fraglich ist, ob eine Anlagenerweiterung die Bereitstellung weiterer Leistung sein kann. Vielmehr gilt dies insbesondere auch für den Zubau eines Biomethan-BHKW zu einem bestehenden Biomethan-BHKW. Hier ist strittig, inwieweit beide BHKW überhaupt eine gemeinsame Anlage darstellen, z. B. bei Verbindung durch dieselbe Gassammelschiene, oder ob ein weiterer Anlagenbegriff generell bei Biomethan-BHKW ausgeschlossen ist.

4.12.6 § 52 Absatz 2 Nummer 2: Ablehnung des Wechsels statt Sanktion bei Wechselfehlern

Der BDEW wiederholt seinen im Rahmen der EEG-Novelle 2014 vorgebrachten Vorschlag, dass Verstöße gegen die Wechselvorgaben des § 21b und c EEG 2014 nicht mit einer Verringerung der Förderung sanktioniert werden. Die derzeitigen „Marktprozesse für Erzeugungsanlagen (Strom) 2.0²⁷“ sehen bei fehlerhaften Wechseln eine Ablehnung der Wechsel vor. Dieses Vorgehen ist in der Abwicklung für alle Beteiligten deutlich einfacher, als wenn Strom zwar nach Wunsch zu bilanzieren ist, aber dann eine automatische Sanktion eingreift. Die Einhaltung der Marktprozesse ist über § 21c Absatz 3 EEG 2014 gesichert.

Vorschlag:

§ 52 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2014 wird gestrichen.

4.12.7 § 61: Definition der „Stromerzeugungsanlage“

Aufgrund abweichender rechtlicher Einschätzung der Bundesnetzagentur einerseits und des BDEW andererseits bittet der BDEW dringend um Klarstellung der folgenden zwei Punkte in § 61 EEG 2014.

Für den Begriff der „Stromerzeugungsanlage“ sieht der BDEW den Anlagenbegriff der jeweiligen Fachgesetze als maßgeblich an. Dies ergibt sich aus rechtlichen, technischen und letztlich auch abwicklungstechnischen Gründen. Die Bundesnetzagentur sieht demgegenüber im Kern den Generator als „Stromerzeugungsanlage“ an.²⁸ Durch die unterschiedlichen Einschätzungen, die auch die verschiedenen Rechtsansichten der Branche abbilden, kommt es zu unterschiedlichen Auslegungen u.a. bei der Bestandsanlagenregelung.

Vorschlag:

§ 61 Absatz 1 wird um folgenden Satz 5 ergänzt:

„Eine Stromerzeugungsanlage ist die nach dem jeweiligen Fachgesetz definierte Anlage.“

²⁷ BK6-14-110, wie auch schon vorgehend die „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom)“, BK6-12-153.

²⁸ Konsultationsfassung des Leitfadens zur Eigenversorgung vom 16. Oktober 2015, Satz 17 f.

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
Fachgebietsleiterin EEG und KWKG
GB Recht und Betriebswirtschaft
Telefon: +49 30 300199-1525
Email: constanze.hartmann@bdew.de