

Stellungnahme

**zum Entwurf des „Gesetzes zur Änderung des
Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-
Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirt-
schaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher
Vorschriften“ (BT-Drs. 19/5523)**

Berlin, 16. November 2018

1. Einleitung und Zusammenfassung

Mit dem vorliegenden Dokument übersendet der BDEW Hinweise zum aktuellen Regierungsentwurf eines „Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften“ vom 5. November 2018.

Wenngleich die Liste der Anmerkungen umfangreich ist, werden im Folgenden die zentralen Aspekte der Stellungnahme aufgeführt.

EEG

- (1) Aus Sicht des BDEW ist es positiv zu bewerten, dass die im Koalitionsvertrag vereinbarten Sonderausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen nun Eingang in das EEG gefunden haben.
- (2) Die **Absenkung des anzulegenden Werts für Photovoltaikanlagen** im Segment zwischen 40 und 750 kWp erfolgt **zu kurzfristig** und gefährdet weit entwickelte Projekte. Der BDEW empfiehlt hier eine angemessene Übergangsphase von einem halben Jahr.
- (3) Zur Sicherstellung eines ausreichenden **Wettbewerbsniveaus** in den Ausschreibungen der Windenergie ist es zwingend erforderlich, dass ausreichend nach BImSchG genehmigte Projekte vorliegen. Für den Erfolg zukünftiger Ausschreibungen mit ausreichendem Wettbewerb müssen daher mit politischer Unterstützung Lösungen mit Blick auf einzelne **Hemmnisse im Genehmigungsprozess** (beispielsweise Flugsicherung, Artenschutz) gefunden werden und **hinreichend Flächen** zur Windenergienutzung freigegeben werden.
- (4) Aufgrund der Anrechnung der Zuschlagsmengen aus der gemeinsamen Ausschreibung auf die Ausschreibungsmengen in der regulären technologiespezifischen Ausschreibung kann sich eine Situation ergeben, in der im Rahmen der regulären Ausschreibung eine sehr geringe Ausschreibungsmenge für PV-Freiflächenanlagen ergibt. Nach bestehender Regelung werden vom jährlichen Ausschreibungsvolumen für Photovoltaik (600 MW) unter anderem diejenige Leistung abgezogen, die im Vorjahr in den technologieübergreifenden Ausschreibungen (Wind an Land und Photovoltaik gemeinsam) an Photovoltaik-Projekte entfiel. Darüber hinaus wird der Zubau von PV-Freiflächenanlagen mit einer Leistung von bis zu 750 kWp abgezogen. Dies wird durch die im Gesetzentwurf vorgesehene Regelung (nur noch hälftiger Abzug der im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibung bezuschlagten Mengen vom jeweiligen Energieträger) zwar gemindert, aber nicht abschließend gelöst. Grundsätzlich aber sollte eine Lösung in Form eines Mechanismus gefunden werden, der den gewünschten PV-Freiflächenzubau im Ausschreibungssegment nicht aushöhlt. Darüber hinaus könnte eruiert werden, weitere Mengen der **Sonderausschreibungen für Photovoltaik in das Jahr 2019 vorzuziehen**.
- (5) Aus Sicht des BDEW ist es erforderlich, die aktuelle **Regelung zu Bürgerenergieprivilegien** im Rahmen der Ausschreibungen zu **perpetuieren**, da andernfalls das EEG

2019 erneut novelliert werden müsste, um zu verhindern, dass das Privileg 2020 erneut seine wettbewerbsverzerrende Wirkung entfalten kann. **Die gegenwärtige Regelung im EEG läuft Mitte 2020 aus.**

- (6) Aus Sicht des BDEW ist das hinter den **Innovationsausschreibungen** stehende Ansinnen – nämlich Innovationen für die Energiewende zur verbesserten Markt- und Systemintegration des Stroms aus EE-Anlagen voranzutreiben – zu begrüßen. Mehrere der in der Verordnungsermächtigung genannten Optionen wurden bereits umfassend im Vorfeld der Einführungen von Ausschreibungen von BMWi, Wissenschaft und Branche analysiert. Die dabei gewonnenen Erkenntnisse sollten bei der Erarbeitung der entsprechenden Verordnung einfließen. Eine mögliche Übertragung von Rahmenelementen aus der Innovationsausschreibung in die Regelausschreibung müssen zuvor intensiv geprüft werden.
- (7) Aus Sicht des BDEW ist die vorgeschlagene Änderung in der **Festlegungskompetenz der BNetzA** zu begrüßen, da die seltenere Anpassung des **Höchstwerts** grundsätzlich zunächst dessen Verlässlichkeit im Hinblick auf die Gültigkeitsdauer steigert. Darüber hinaus wäre aus Sicht des BDEW zielführend, dass eine Festlegung des gültigen Höchstwerts (unabhängig, ob auf Basis vom Mechanismus gemäß § 36b EEG oder durch die BNetzA durch § 85a EEG) nur mit zeitlichem Versatz (zum Beispiel zwei Jahre) wirksam werden sollte. Andernfalls droht unter Umständen eine Situation, in der bereits weit entwickelte Projekte aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen entwertet werden.
- (8) Eine maßgebliche **Absenkung des Höchstwerts zum jetzigen Zeitpunkt** würde zwar kurzfristig zu sinkenden Zuschlagswerten und damit zu Kosteneinsparungen führen, sich jedoch mittelfristig **kontraproduktiv** auf die Entwicklung neuer Projekte und damit wettbewerbshindernd auswirken. Aus Sicht des BDEW wäre ein solches Signal daher zum gegenwärtigen Zeitpunkt einer bereits stark eingeschränkten Wettbewerbssituation kritisch. Der BDEW rät daher zum jetzigen Zeitpunkt von einer Anpassung des Höchstwerts ab.
- (9) Aus Sicht des BDEW ist die technologieoffene Regelung zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung zu begrüßen. Dabei ist sicherzustellen, dass sich die Verpflichtung zur **bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung** lediglich auf solche Anlagen bezieht, die nach dem Luftverkehrsgesetz zur Kennzeichnung verpflichtet sind. Eine Verpflichtung von Windenergieanlagen auf See zur Ausstattung mit einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung hält der BDEW mangels Akzeptanzfragen und optischer Beeinträchtigung darüber hinaus für entbehrlich.
- Aus Sicht des BDEW problematisch ist, dass die **Umsetzungsfristen für Neuanlagen und Bestandsanlagen zu knapp** bemessen sind. Diese Umrüstungen sind genehmigungspflichtig. Zwölf Kalendermonate zur Umsetzung sind für Neuanlagen aufgrund der überlasteten Behörden zu gering. Der BDEW empfiehlt daher, die Übergangsphase zeitlich um ein Jahr zu strecken. Die Ausnahme-Befugnis für "kleine Windparks" auf Antrag gegenüber der Bundesnetzagentur muss außerdem präzisiert werden, da "kleine Windparks" nicht legal definiert sind. Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass die zur Erfüllung der Pflicht zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung installierten Systeme nach den Vorgaben des Luftverkehrsgesetzes und

der AVV Kennzeichnung zugelassen sind und im Anlagenbetrieb auch tatsächlich zum Einsatz kommen können; die in der Gesetzesbegründung dargestellte Zulässigkeit der Verwendung verschiedener Systeme muss sich vor Einführung der Pflicht zur bedarfsgerechten Nachkennzeichnung auch in der AVV abbilden.

- (10) Der Vorschlag zur **Ermöglichung von Schätzungen bei Umlageprivilegien** (§ 62a EEG 2017) soll **Rechtsstreitigkeiten** in der Zukunft vermeiden und für die Vergangenheit Rechtsfrieden stiften. Beide Ziele sieht der BDEW im konkreten Regelungsvorschlag noch nicht erreicht. Aufgrund der **zahlreichen unbestimmten Rechtsbegriffe** dürfte es in der Praxis vermehrt zu gerichtlichen Auseinandersetzungen darüber kommen, ob eine Schätzung vorgenommen werden durfte und ob alle Anforderungen an eine Schätzung erfüllt sind. Insgesamt werden die Netzbetreiber damit einen deutlichen Mehraufwand bei der Abwicklung der EEG-Umlage haben, vor allem in den Fällen, in denen kein Wirtschaftsprüfer-Testat verlangt werden kann. Dies sieht der BDEW kritisch.
- (11) Hinsichtlich der **EEG-Umlagethemen** bitten wir um Berücksichtigung der BDEW-Vorschläge für eine Anpassung der Verzinsungspflicht (§ 60 Abs. 3 EEG 2017), der Speicherregelungen in § 61k EEG 2017 und § 27b KWKG sowie der EEG-Umlagepflicht bei E-Mobilität.
- (12) Die Energiewirtschaft benötigt und erwartet verlässliche Rahmenbedingungen. Insofern wäre aus Sicht des BDEW begrüßenswert gewesen, wenn das im Koalitionsvertrag genannte „**65-Prozent-Ausbauziel**“ für Erneuerbare Energien bereits in dieser EEG-Änderung festgeschrieben worden wäre. Das „65-Prozent-Ziel“ sollte jedoch im Kontext der weiteren Gesetzgebung zur Netzausbaubeschleunigung und der Optimierung der Bestandsnetze (Stichwort: Netzsynchronität) nochmals auf Realisierbarkeit geprüft und dann auch gesetzlich fixiert werden. Dies würde allen Akteuren Rechtssicherheit über den weiteren Kurs der Energiewende geben. Ebenso sollten die im Koalitionsvertrag vorgesehen Maßnahmen zur **regionalen Verteilung** in diesem Kontext analysiert und schließlich gesetzlich verankert werden.
- (13) Der vorliegende Gesetzesentwurf beinhaltet keinen möglichen zusätzlichen Beitrag von **Windenergie auf See**. Die bisherige Planung des Offshore-Zubaus gemäß den Ausschreibungsergebnissen des Übergangssystems führt, zusammen mit der einhergehenden Netzplanung, bis 2025 zu zusätzlich verfügbaren Netzanbindungskapazitäten auf See in Höhe von insgesamt rund 1.560 Megawatt (MW). Aus Sicht des BDEW ist es volkswirtschaftlich sinnvoll, diese verfügbaren Kapazitäten frühzeitig zu nutzen und so Leerstandskosten zu vermeiden.

KWKG

- (1) Zur Herstellung von Investitionssicherheit für die weitere Dekarbonisierung der KWK ist eine kurzfristige **Verlängerung des KWKG 2016** (neu) bis zum Jahr 2025 **erforderlich**. Großprojekte für den Ersatz von Kohle-KWK durch Erdgas-KWK können aufgrund der Realisierungszeit von 4 bis 7 Jahren ansonsten nicht bis zum derzeitigen Auslaufen des KWKG am 31. Dezember 2022 realisiert werden. Insofern sollten jetzt

schnell Rahmenbedingungen geschaffen werden, die für die Wärmeversorgungsunternehmen eine sichere Investitionsgrundlage bieten. Denn diese braucht es ganz dringend, weil es sich um Investitionen im zwei- bis dreistelligen Millionenbereich handelt. Ohne die - lange Zeit in Anspruch nehmende - Transformation der KWK-/Wärmenetzsysteme wird die Wärmewende in Städten und damit die Energiewende insgesamt nicht gelingen. Deshalb ist es so wichtig, die Weichen jetzt richtig zu stellen.

- (2) Der BDEW begrüßt es ausdrücklich, dass die **KWK-Anlagenmodernisierungen** mit einer Investitionstiefe von **25 Prozent** und mehr in den Übergangsbestimmungen nach § 35 Abs. 14 des KWKG ergänzt werden sollen. Damit wird erreicht, dass diese modernisierten KWK-Anlagen Ansprüche auf Zahlung von KWK-Zuschlägen nach dem KWKG geltend machen können, sofern sie noch in diesem Kalenderjahr in Wiederbetrieb gehen. Dafür ist jedoch ein zeitlicher Vorlauf nötig, der nur mit einer zeitnahen Gesetzesänderung geschaffen werden kann.
- (3) § 13 Absatz 3 Satz 1 KWKG 2016 (neu) sollte ab 01.01.2019 folgende gestaffelte Förderung erhalten: für den Anteil der elektrischen KWK-Leistung bis zu 50 MW 1,5 Cent/kWh, bis 200 MW 1,3 Cent/kWh, bis 300 MW 0,5 Cent/kWh und bis 450 MW 0,3 Cent/kWh. Hierbei sollte eine anteilige Verrechnung für KWK-Anlagen stattfinden, die die nächsthöhere Leistungszone überschritten haben. Dadurch werden extreme Sprünge in der Vergütung an den Leistungsklassengrenzen vermieden (keine "Abschneidegrenzen") und gleitende Übergänge realisiert. Außerdem sollte der **Bestandsanlagenzuschlag** bis 2022 fortgesetzt werden.
- (4) Die im EnSaG-Entwurf geplante erneute Verschärfung der Kriterien für KWK-Bestandsanlagen (Art. 2 Nr. 11), die Anspruch auf den Bestandsanlagenzuschlag haben, ist überflüssig und wird vom BDEW entschieden abgelehnt. Die EU-Kommission hat das KWKG 2016 in der geltenden Fassung beihilferechtlich genehmigt. Dem Umstand der veränderten Wirtschaftlichkeit von großen KWK-Bestandsanlagen trägt obiger Punkt 3 Rechnung. Ansonsten hat sich an der Ausgangslage nichts verändert. Darum muss die Änderung zu § 13 Abs. 1 KWKG 2016 ersatzlos gestrichen werden. Bereits Pumpen zur Verteilung der Fernwärme können mehr als 1 Prozent der in den KWK-Bestandsanlagen produzierten Strommengen verbrauchen.
- (5) Der BDEW sieht im Falle der Änderung des KWK-Anlagenbegriffs bei Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen noch erheblichen Nachbesserungsbedarf. Der Gesetzentwurf muss dergestalt geändert werden, dass bei der sukzessiven Umstellung (Teilmodernisierung) von einzelnen Kohle- und Gas-Dampferzeugern auf klimafreundlichere Energieträger bzw. effizientere Gastechnologien die laufenden KWK-Zuschläge weiterhin auch für den Strom, der auf die verbleibenden Kohle- und Gas-Dampferzeuger zurückgeht, gezahlt werden. Ansonsten würde der „fuel switch“ in Dampfsammelschienenanlagen immer mit erheblichen wirtschaftlichen Einbußen verbunden sein und deshalb nicht stattfinden. Somit würde das EnSaG das Gegenteil vom Gewünschten – mehr Klimaschutz – erreichen. Der Gesetzentwurf sollte darüber hinaus dahingehend geändert werden, dass im Fall des Ersatzes eines Dampferzeugers einer Dampfsammelschienen-KWK-Anlage durch einen Neubau einer KWK-Anlage in „Stand-Alone“-

Betriebsweise ebenfalls ein **Kohleersatzbonus** zu gewähren ist. Die Erwähnung dieser Ersatzmöglichkeit in der Begründung zum Gesetzentwurf erscheint dem BDEW nicht rechtssicher genug.

- (6) Der BDEW begrüßt grundsätzlich die neue Übergangsregelung zur Modernisierung von **Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen** (§ 35 Abs. 16 KWKG). Allerdings sollte die Übergangsfrist hier vom 22. März 2018 auf den 30. Juni 2019, mindestens jedoch auf den 31. Dezember 2018, verlängert werden. Dies würde den Unternehmen, die bereits jetzt eine Teilmodernisierung planen, noch eine Umsetzung nach alter Rechtslage ermöglichen. Der im Gesetzentwurf vorgesehene **22. März 2018 stellt für die betroffenen Anlagenbetreiber kein valides Datum dar**, das für eine Differenzierung zwischen alter und neuer Rechtslage geeignet ist, weil zu diesem Zeitpunkt keinerlei konkrete Regelungsinhalte vorlagen oder bekannt waren.
- (7) Aus Sicht des BDEW ist das in § 7 Abs. 6 vorgesehene, **unkonditionierte Kumulierungsverbot** für Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 20 Kilowatt **nicht zielführend**. Die im Gesetzentwurf dargestellten Probleme des BAFA bei der Prüfung einer Überföderung können dadurch behoben werden, dass der KWK-Anlagenbetreiber anhand geeigneter Unterlagen gegenüber dem BAFA darzulegen hat, dass bei einer Kumulierung der Föderungen keine Überföderung der entsprechenden KWK-Anlage stattfindet.

ENWG

- (1) Die Regelung des § 13 Abs. 6a EnWG bleibt hinter den Möglichkeiten zurück und lässt weiteres Flexibilisierungspotential unerschlossen, was durch weitere Anpassungen geändert werden könnte.

Redispatch

- (2) Die vorgesehene **Umstellung des Engpassmanagements** erfordert eine erhöhte **Transparenz** sowie eine nähere Ausgestaltung der Form und des Umfangs des hierfür benötigten **Datenaustauschs**. Ziel sollte dabei die Umsetzung eines planwertbasierten Verfahrens sein.
- (3) Angesichts der künftigen Aufgaben, so etwa der geplanten Erweiterung der **Regelungsbefugnisse im Rahmen des Redispatch**, ist es von besonderer Bedeutung, die Rollen der Netzbetreiber und deren jeweiligen **Verantwortlichkeiten** gesetzlich klar zu bezeichnen.
- (4) Die Vorschläge zum Redispatch auch gegenüber Erneuerbaren und dezentralen Erzeugern in der vorliegenden Fassung hängen entscheidend von der Refinanzierung der damit potentiell verbundenen hohen Kosten für die Verteilernetzbetreiber ab. Zu ergänzen ist daher zwingend eine Regelung zur **Anerkennung der aus dem neuen § 13a EnWG entstehenden Kosten** der Netzbetreiber als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in der ARegV.

L-/H-Gas

- (5) Im Rahmen der Marktraumumstellung sollten neue **Gasanschlüsse** insbesondere von Haushaltskunden weiterhin **ohne Einschränkungen** realisiert werden können.

Geschützte Kunden

- (6) Der BDEW begrüßt die vom BMWi bereits an die EU-Kommission gemeldete aktualisierte Definition **geschützter Kunden** (betrifft § 53a EnWG) und hält es für wichtig, diese **aktualisierte Definition** im Rahmen der Änderungen am EnWG **umzusetzen**.

INHALT

1.	EINLEITUNG UND ZUSAMMENFASSUNG	2
2.	ARTIKEL 1 – ÄNDERUNG DES EEG	11
2.1.	Photovoltaik / Absenkung anzulegender Wert bis 750 kWp auf 8,33 ct/kWh (§48 EEG-RegE)	11
2.2.	Privilegierung für Bürgerenergiegesellschaften	12
2.3.	Innovationsausschreibungen (§ 88d EEG-RegE)	12
2.4.	Festlegungskompetenz BNetzA zum Höchstwert (§ 85a EEG-RegE)	14
2.5.	Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung (§9 Abs. 8 EEG-RegE)	16
2.6.	Änderungen im Zusammenhang mit der Neuregelung des Redispatch im EnWG	18
2.7.	Entschädigungsregelung bei Einspeisemanagement (§ 15 Abs. 1 EEG 2017)	18
2.8.	Sonderausschreibungen (§ 28 EEG-RegE ff.)	19
2.9.	„65-Prozent-Ausbauziel“	19
2.10.	Hälftiger Abzug der Zuschläge gemeinsamer Ausschreibungen (§28 EEG-RegE)	20
2.11.	Verkürzung der Realisierungsfrist bei Windenergie an Land (§36e EEG-RegE)	20
2.12.	Realisierungsfrist bei Rechtsstreitigkeiten (§ 36i EEG-RegE)	21
2.13.	Höchstbemessungsleistung bei Biomasse (§ 101 EEG-RegE)	22
2.14.	Anpassung der Korrekturregelung (§ 48 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 i.V. mit § 100 Abs. 8 EEG 2017)	23
	Änderungen bei der EEG-Umlage (§§60 ff. EEG 2017)	24
2.15.	24	
2.15.1.	Vorschlag zur Einführung eines Fälligkeitsdatums des monatlichen Abschlags auf die EEG-Umlage (§ 60 Abs. 1 EEG 2017)	24
2.15.2.	Anpassung der Verzinsungspflicht	25
2.15.3.	Vorschlag zur EEG-Umlage bei Elektromobilität	26
2.15.4.	Neuregelung der EEG-Umlage für die Eigenversorgung aus KWK-Neuanlagen	32

2.15.5. Vorschlag zur Änderung des § 61k EEG 2017 und entsprechende Folgeänderungen im KWKG	33
2.16. Ermöglichung von Schätzungen bei Umlageprivilegien (§ 62a EEG-RegE)	37
2.16.1. Grundsatz, Abs.1	37
2.16.2. Voraussetzungen für eine Schätzung, Abs. 2	38
2.16.3. Bagatellverbräuche / Zuordnung von Drittmengen, Abs. 3	38
2.16.4. Schätzung, Abs. 4	39
2.16.5. Angaben in der Endabrechnung, Abs. 5	39
2.16.6. Übergangsregelung, Abs. 7	39
2.16.7. Leistungsverweigerungsrecht, Abs. 8	40
2.16.8. Antragsverfahren BesAR, Abs. 9	40
2.16.9. Reine Erzeugungssachverhalte	41
2.17. Rechtsfolge bei Nichtverwendung von Formularvorlagen (§§ 74, 74a EEG 2017)	41
3. ARTIKEL 2 – ÄNDERUNG DES KWKG	42
3.1. Kurzfristige Verlängerung des KWKG 2016 (neu) bis zum Jahr 2025	42
3.2. Aufnahme der 25 %-Modernisierungen in die Übergangsbestimmungen	43
3.3. Vorschlag zur KWK-Bestandsanlagenförderung mit anteiliger Verrechnung	43
3.4. Verschärfung der Kriterien für die KWK-Bestandsanlagenförderung	44
3.5. Erhöhung des Kohle-Ersatzbonus	45
3.6. Klarstellung zum Kohle-Ersatzbonus bei Dampfsammelschienenanlagen	45
3.7. Teilmodernisierungen von Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen	46
3.8. Ausschluss der Kumulierung im KWKG	48
3.8.1. KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 20 Kilowatt	48
3.8.2. KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 20 Kilowatt	49
3.9. Fördergrundlagen	49
3.10. KWKG-Umlage	50
4. ARTIKEL 3 – ÄNDERUNG DES ENERGIEWIRTSCHAFTSGESETZES	51
4.1. Änderungen zum Redispatch und den Pflichten der Netzbetreiber	51
4.1.1. Vorbemerkungen	51
4.1.2. § 11 EnWG – Pflichten der Netzbetreiber	52
4.1.3. § 13 EnWG – Erweiterung der Maßnahmen der Netzbetreiber	53

4.1.4.	§ 13a EnWG – Redispatch gegenüber EE- und KWK-Anlagen	58
4.1.5.	§ 14 EnWG – Aufgaben der Verteilernetzbetreiber	62
4.1.6.	Inkrafttreten (Artikel 21)	63
4.1.7.	Änderung der Anreizregulierungsverordnung	64
4.2.	Änderungen zur Umsetzung der L-H-Gasumstellung	66
4.2.1.	§ 3 EnWG – Begriffsbestimmung	67
4.2.2.	§ 11 EnWG – Ausbaupflichten des Netzbetreibers	67
4.2.3.	§ 17 EnWG - Anschlussverpflichtung	68
4.2.4.	§ 18 EnWG – Anschlussverpflichtung Haushaltskunden	69
4.3.	Technische Mindestanforderungen - § 19 EnWG	70
4.4.	Berichterstattung - § 63 EnWG	73
4.5.	Weiterer Änderungsbedarf im EnWG: Anpassung des § 53a EnWG – geschützte Kunden	73
4.6.	Anpassung des EnWG an den Netzkodex	74
5.	ARTIKEL 17 (ÄNDERUNG WINDSEEG)	74

2. Artikel 1 – Änderung des EEG

2.1. Photovoltaik / Absenkung anzulegender Wert bis 750 kWp auf 8,33 ct/kWh (§48 EEG-RegE)

Im Hinblick auf die Höhe der Absenkung sollte aus Sicht des BDEW sichergestellt werden, dass es im Zusammenwirken von Vergütungsabsenkung einerseits und atmendem Deckel andererseits nicht zu einer zu starken Absenkung kommt, die den Zubau von PV-Dachanlagen gänzlich verhindert.

Ungeachtet der Frage, ob die vorgesehene Absenkung des anzulegenden Werts für PV-Dachanlagen zwischen 40 und 750 kW um 20 Prozent zum 01.01.2019 sachgerecht ist, sieht der BDEW vor allem die Kurzfristigkeit der Absenkung kritisch. Vor dem Hintergrund der üblichen Projektlaufzeiten von etwa sechs Monaten würde eine solche kurzfristige Absenkung zu einer Entwertung bereits getätigter Investitionsentscheidungen führen. Dies ist aus Sicht des BDEW ein falsches Signal im Hinblick auf Investitionssicherheit. Aus Sicht des BDEW sollte die Anpassung des anzulegenden Werts daher frühestens zum 01.07.2019 erfolgen.

In den verbleibenden sechs Wochen bis zum Wirksamwerden der vorgeschlagenen Regelung, die in die witterungs- und feiertagsbedingt baufreie Zeit fallen, werden sich viele der bereits finanzierten und vertraglich fixierten Projekte nicht mehr realisieren lassen. Im Extremfall könnte die vorgeschlagene, kurzfristige Absenkung des anzulegenden Wertes zu erheblichen negativen Auswirkungen in der gesamten Wertschöpfungskette der Photovoltaik führen. Eine Verlängerung und Staffelung des Zeitraums, in der der anzulegende Wert abgesenkt wird, ist daher dringend geboten.

Mit der vorgeschlagenen Absenkung des anzulegenden Werts für Photovoltaikanlagen von 41 bis 750 kWp um 20 Prozent bereits zum 01.01.2019 greift der aktuelle Entwurf des EnSaG tief in die Wirtschaftlichkeit bereits begonnener Projekte von Photovoltaikanlagen ein. Sofern die Kreditverträge noch nicht final abgeschlossen wurden, kann die derart kurzfristige Kürzung unter anderem dazu führen, dass Kreditinstitute und Finanzierer für bereits geplante Projekte als Kompensation für die geringere Rendite eine substantiell erhöhte Eigenfinanzierung verlangen werden.

Darüber hinaus ist nicht nachvollziehbar, weshalb die geplante Absenkung für das Leistungsspektrum von 41 bis 750 kWp greifen soll, während in der Begründung dargelegt wird, dass die Überförderung erst bei 60 kWp auftritt.

Aus folgenden Gründen sollte außerdem durch Einführung einer zusätzlichen Größenkategorie der sehr unterschiedlichen Kostenstruktur im Segment zwischen 60 und 250 kWp Rechnung getragen werden: Die Fixkosten beim Bau von Solaranlagen sind grundsätzlich (und insbesondere im Bereich von Bestandsgebäuden) von großer Relevanz und ändern sich nur geringfügig, unabhängig davon, ob 60 oder 750 kWp installiert werden. Da die Fixkosten daher insbesondere für kleinere Anlagen relativ von weitaus größerer Bedeutung sind, ist ein differenziertes Vorgehen erforderlich, um der gesehenen Überforderung zu begegnen. In einigen Fällen könnte die vorgeschlagene Regelung dazu führen, dass Mietverträge für Flächen, die im Vertrauen auf die geltenden anzulegenden Werte abgeschlossen wurden, zwar bindend, aber durch die nicht mehr rentablen Projekte wertlos werden. Durch Einführung einer

weiteren Größenkategorie bis 250 kW könnte diesem Umstand angemessen begegnet werden.

Darüber hinaus sollten die Auswirkungen der Vergütungskürzung auf das Mieterstrommodell geprüft werden.

2.2. Privilegierung für Bürgerenergiegesellschaften

Die Privilegien der Bürgerenergiegesellschaften (BEG) sind gegenwärtig nur für die Runden bis Juni 2020 teilweise ausgesetzt (Genehmigungserfordernis BImSchG nach § 36g EEG).

Sofern in 2019 keine weitere Novelle des EEG geplant ist, sollte die nun bestehende Regelung perpetuiert werden. Andernfalls droht 2020 eine Situation, in der die wettbewerbsverzerrende Wirkung der Privilegierung von Bürgerenergiegesellschaften wieder ihre Wirkung entfalten kann.

2.3. Innovationsausschreibungen (§ 88d EEG-RegE)

§ 88d ermächtigt die Bundesregierung zum Erlass einer Verordnung zur Durchführung von Innovationsausschreibungen. Diese Ausschreibungen sollen 2019 (250 MW); 2020 (400 MW) und 2021 (500 MW) durchgeführt werden. Aus Sicht des BDEW ist das hinter den Innovationsausschreibungen stehende Ansinnen – nämlich Innovationen für die Energiewende zur verbesserten Markt- und Systemintegration des Stroms aus Erneuerbare-Energien-Anlagen voranzutreiben – zu begrüßen.

Allerdings stellen sich im Hinblick auf die geplante Durchführung mehrere Fragen: Auffällig ist dabei insbesondere das breite Spektrum von möglichen Regelungsinhalten. Mehrere der in der Verordnungsermächtigung genannten Optionen wurden bereits umfänglich im Vorfeld der Einführungen von Ausschreibungen von BMWi, Wissenschaft und Branche analysiert. Die dabei gewonnenen Erkenntnisse sollten bei der Erarbeitung der entsprechenden Verordnung einfließen. Eine mögliche Übertragung von Rahmenelementen aus der Innovationsausschreibung in die Regelausschreibung müssen zuvor intensiv geprüft werden.

1. Zahlung von technologieneutralen fixen Marktprämien

Die fixe Marktprämie wirkt auf die Vermarktung von Strom aus dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen in gleicher Weise wie die gleitende Marktprämie, erhöht aber die Finanzierungsrisiken für den Investor erheblich. In beiden Regimen besteht der Anreiz, den erzeugten Strom bestmöglich zu prognostizieren und zu vermarkten. Der Unterschied besteht in dem Umgang mit langfristigen Strompreissrisiken. Im Rahmen der gleitenden Marktprämie wird dieses Risiko für den Investor reduziert, während er dieses Risiko im Rahmen der fixen Marktprämie vollumfänglich tragen und in der Folge auch einpreisen muss.

Eine verbesserte Systemintegrationswirkung ist zudem nicht zu erwarten, da in beiden Fällen der Strom aus Erneuerbaren Energien auf das Verhältnis von Angebot und Nachfrage am Markt gleichermaßen und somit auf die Preissignale für Flexibilitäten wirkt.

Oft wird die These vertreten, dass die fixe Marktpremie bei Auftreten von negativen Marktpreisen sofort zur Abregelung von Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen führe. Dies ist jedoch nicht korrekt, da in beiden Fällen (gleitende und fixe Marktpremie) immer der Anreiz besteht, so lange Strom zu erzeugen, wie unter Einberechnung der Marktpremie (unabhängig ob gleitend oder fix) ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden kann.

2. Ausschluss einer Zahlung bei negativen Preisen

Laut Beihilfefeitlinien der Europäischen Kommission soll der Fördermechanismus für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen keine Anreize setzen, bei negativen Marktpreisen Strom zu erzeugen. Im Zuge der EEG-Novelle 2014 wurde bereits mit dem § 24 (inzwischen § 51 EEG 2017) daher eine neue Regelung eingeführt, die vorsieht, dass sich der anzulegende Wert für Windenergieanlagen ab einer Leistung von 3 MW und für sonstige Anlagen ab einer Leistung von 500 kW und einer Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2016 auf null reduziert, wenn der Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Durch diese Reduzierung auf null geht der Anspruch auf die Auszahlung der Marktpremie in diesen Stunden verloren, sodass ein Erlösausfall resultiert.

Mit dieser Regelung werden erhebliche Unsicherheiten hervorgerufen: So ist es für Investoren/Fremdkapitalgeber kaum möglich, für die gesamte Förderdauer zu prognostizieren, wie oft eine solche Regelung wirksam wird.

Klar ist, dass die mit den Innovationsausschreibungen in Aussicht gestellte Verschärfung der bereits eingeführten „6-Stunden-Regelung“ zu einer signifikanten Risikoerhöhung für die Investoren führen wird und in der Folge eingepreist werden muss.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW, in diesem Fall nicht vergütete Kilowattstunden an den Förderzeitraum anzuhängen.

3. Heranziehung weiterer Kriterien für die Bestimmung von Zuschlägen

§ 88 d Nr. 5 EEG-RegE sieht vor, dass die Zuschlagserteilung nicht auf Basis des Preiskriteriums erfolgen muss. Aus Sicht des BDEW ist es für die Nachvollziehbarkeit und Transparenz von Ausschreibungen unerlässlich, dass klare Kriterien für die Zuschlagserteilung herangezogen werden. Ohne solche nachvollziehbaren und objektivierbaren Kriterien entsteht die Gefahr, dass Ausschreibungsergebnisse beklagt werden und Projekte in der Folge verspätet oder gar nicht realisiert werden können.

4. Vermengung von Erzeugung, Flexibilität und anderen Systemdienstleistungen

Der vorliegende Gesetzentwurf sieht vor, dass die Verordnung zur Innovationsausschreibung Zuschlags- und Zahlungsanforderungen definieren kann zum Bau und Betrieb von netz- und systemdienlich ausgelegten Anlagen sowie zur Steigerung der Flexibilität.

Aus Sicht des BDEW ist dies problematisch, da durch ein solches Instrument der Regulator entscheidet, was zum einen „netz- und systemdienlich“ ist und zum anderen, in welchem Umfang Flexibilitäten benötigt werden. Aus Sicht des BDEW steht eine solche initiierte Nachfrage nach Dienstleistungen in Zusammenhang mit der Aus-

schreibung von Erneuerbare-Energien-Anlagen dem Entstehen einer marktgetriebenen Nachfrage nach Flexibilität und Systemdienstleistungen im Wege. Aus Sicht des BDEW sollte stattdessen ein Rechtsrahmen entwickelt werden, der das Entstehen solcher marktlichen Ansätze ermöglicht.

5. Streichung von Entschädigungszahlungen bei EinsMan-Maßnahmen

Aus Sicht des BDEW kann ein einzelner Projektierer kaum prognostizieren, wie sich die Netzsituation verändern wird. In der Folge kann er kaum beurteilen, ob und in welchem Umfang seine Erzeugungsanlage durch EinsMan-Maßnahmen betroffen sein wird. Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass das Risiko von entschädigungslosen EinsMan-Maßnahmen eingepreist werden muss, unabhängig davon, ob sich dieses Risiko für das einzelne Projekt realisiert.

Vor diesem Hintergrund ist eben nicht damit zu rechnen, dass durch eine solche Maßnahme Innovationen ausgelöst werden. Stattdessen ist zu erwarten, dass die damit eingehende Verunsicherung für Investoren zu einer Kostensteigerung für die Anlagen führt.

6. Evaluierung

Die im Gesetzentwurf vorgesehene Evaluierung ist grundsätzlich positiv zu bewerten. Vor dem Hintergrund der zahlreichen möglichen Regelungsinhalte, ist allerdings zu erwarten, dass auftretende Effekte kaum den einzelnen Maßnahmen zuzuordnen sind.

2.4. Festlegungskompetenz BNetzA zum Höchstwert (§ 85a EEG-RegE)

Aus Sicht des BDEW ist die vorgeschlagene Änderung in der Festlegungskompetenz der BNetzA zu begrüßen, da die seltenere Anpassung des Höchstwerts grundsätzlich zunächst dessen Verlässlichkeit im Hinblick auf die Gültigkeitsdauer steigert. Die Verlässlichkeit der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist für die Projektentwicklung im Bereich der Windenergie an Land entscheidend.

Aus diesem Grund besteht aus Sicht des BDEW jedoch über die vorgeschlagene Anpassung des § 85a EEG hinaus weitergehender Anpassungsbedarf im Hinblick auf den in § 36b EEG festgelegten Mechanismus zur Bestimmung des gültigen Höchstwerts: Projekte, deren Zuschlagswahrscheinlichkeit aus heutiger Sicht unsicher ist (da sich ihre für eine Wirtschaftlichkeit erforderliche Gebotshöhe im oberen Bereich und nahe am heute gültigen Höchstwert bewegt) werden in der Praxis nicht entwickelt: Das unternehmerische Risiko, dass das Projekt zum Zeitpunkt der Projektreife (nach mindestens 2,5 Jahren, real sogar häufig länger) mit dem erforderlichen Gebotswert nicht teilnahmeberechtigt wäre aufgrund bis dahin erfolgter Anpassungen und gegebenenfalls Absenkungen des geltenden Höchstwerts, wird häufig als zu hoch eingeschätzt, als dass eine Projektentwicklung gerechtfertigt wäre. In der Folge werden Projekte nicht entwickelt, was zu einem sinkenden Wettbewerbsniveau führt.

Eine häufige Anpassung des Höchstwerts im Zuge des entsprechenden EEG-Mechanismus (§ 36b Abs. 2 EEG) oder durch die BNetzA (§ 85a EEG) stellt damit eine äußerst große Planungsunsicherheit und damit ein Hemmnis dar, Projekte zu entwickeln und in Ausschreibun-

gen einzubringen – selbst wenn eine Teilnahme mit diesen Projekten aus heutiger Sicht sinnvoll wäre. Um diesem Hemmnis zu begegnen, müssen Planbarkeit und Verlässlichkeit mit Blick auf den Höchstwert weitergehend gestärkt werden: Dazu sollte der Festlegungszeitraum des Höchstwerts im EEG stärker an den Entwicklungszeitraum von Projekten in der Praxis angeglichen werden. Eine dadurch erreichte Stärkung der Teilnahmewahrscheinlichkeit entsprechender Projekte würde sich wiederum positiv auf den Wettbewerb in Ausschreibungen und damit längerfristig kostensenkend auswirken. Die Gültigkeit des Höchstwerts für 24 Monate im vorgeschlagenen Regelungssachverhalt für Anpassungen des Höchstwerts nach § 85a EEG durch die BNetzA ist aus Sicht des BDEW ein Schritt in die richtige Richtung. Darüber hinaus wäre aus Sicht des BDEW zielführend, dass eine Festlegung des gültigen Höchstwerts (unabhängig ob auf Basis vom Mechanismus gemäß § 36b EEG oder durch die BNetzA durch § 85a EEG) nur mit zeitlichem Versatz (zum Beispiel zwei Jahre) wirksam werden sollte. Andernfalls droht unter Umständen eine Situation, in der bereits weit entwickelte Projekte aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen entwertet werden.

Durch die vorgeschlagenen Änderungen der Voraussetzungen, unter denen eine Anpassung des Höchstwerts erfolgen soll, sollen Anpassungen ausschließlich im Kontext der durchschnittlichen Stromgestehungskosten erfolgen. Aus Sicht des BDEW wäre eine kurzfristige Absenkung des Höchstwerts mit Blick auf die gegenwärtige Wettbewerbssituation im Bereich der Ausschreibungen für Windenergie an Land und mit Blick auf den jüngsten Anstieg der durchschnittlichen Zuschlagswerte im Bereich von 6,16 ct/kWh (August 2018) beziehungsweise 6,26 ct/kWh (Oktober 2018) kontraproduktiv.

Kostensenkungen lassen sich aus Sicht des BDEW am besten durch ausreichenden Wettbewerb erreichen. Vor diesem Hintergrund sollte kurzfristig und prioritär jede erforderliche Maßnahme ergriffen werden, um das Wettbewerbsniveau zu stabilisieren. Dazu gehört insbesondere der Abbau von Genehmigungshindernissen (siehe unten), jedoch insbesondere auch die Stärkung von Verlässlichkeit und Planbarkeit nach oben beschriebener Wirkweise des Höchstwerts. Ziel muss sein, die längerfristige Entwicklung neuer Projekte anzureizen. Eine maßgebliche Absenkung des Höchstwerts würde zwar kurzfristig zu sinkenden Zuschlagswerten und damit zu Kosteneinsparungen führen, sich jedoch mittelfristig kontraproduktiv auf die Entwicklung neuer Projekte und damit wettbewerbshindernd auswirken. Aus Sicht des BDEW wäre ein solches Signal daher zum gegenwärtigen Zeitpunkt einer bereits stark eingeschränkten Wettbewerbssituation kritisch.

Die Gewährleistung eines ausreichenden Wettbewerbsniveaus und die Stärkung der Wettbewerbssituation in den Ausschreibungen der Windenergie an Land ist insbesondere mit Blick auf die Festlegung der Sonderausschreibungsmengen von großer Bedeutung. Entscheidend ist das ausreichende Vorliegen nach BImSchG genehmigter Projekte. Diesbezüglich ist festzustellen, dass das Niveau neu erteilter Genehmigungen von rund 350 MW pro Monat im Zeitraum 2014 bis November 2016 auf rund 130 MW pro Monat im Jahr 2017 bis einschließlich Juli 2018 gesunken ist. Für den Erfolg zukünftiger Ausschreibungen mit ausreichendem Wettbewerb ist es daher zwingend erforderlich, mit politischer Unterstützung Lösungen mit Blick auf einzelne Hemmnisse im Genehmigungsprozess (beispielsweise bezüglich Belangen der Flugsicherung, des Artenschutzes oder des Schallimmissionsschutzes) zu finden und gleichzeitig für eine ausreichende Bereitstellung von Flächen zur Windenergienutzung zu sor-

gen. Neben dem politischen Willen auf Länderebene, regionale Planungsbehörden zur belastbaren Ausweisung von Vorrang- und Eignungsgebieten in der Regionalplanung zu veranlassen, ist dabei die Beibehaltung der privilegierten Zulässigkeit der Windenergie im Außenbereich ebenso wichtig wie die Länderöffnungsklausel nicht erneut einzuführen. Durch entsprechende Maßnahmen, die auf den genannten, unterschiedlichen Wirkungsebenen greifen, kann ausreichender Wettbewerb in den Ausschreibungen für Windenergie an Land auch weiterhin sichergestellt werden.

2.5. Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung (§9 Abs. 8 EEG-RegE)

Der BDEW teilt die Auffassung, dass sich die Reduktion beziehungsweise die Vermeidung der permanenten Nachtbefuerung von Windenergieanlagen positiv im Sinne einer höheren Akzeptanz in der benachbarten Bevölkerung von Windparks auswirkt. Die Einführung einer bundeseinheitlichen Regelung ist daher gegenüber der bisherigen Praxis (vereinzelte Umsetzung der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung in der Landesbauordnung) vorzugswürdig. Aus Sicht des BDEW ist jedoch unbedingt sicherzustellen, dass sich die Verpflichtung zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung lediglich auf solche Anlagen bezieht, die nach dem Luftverkehrsgesetz zur Kennzeichnung verpflichtet sind.

Eine Verpflichtung von Windenergieanlagen auf See zur Ausstattung mit einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung hält der BDEW für entbehrlich. Akzeptanzfragen, denen durch den Einbau dieser Technik begegnet werden müsste, stellen sich im Umkreis von Windenergieanlagen auf See regelmäßig nicht. Eine optische Beeinträchtigung geht von den Offshore-Windparks nicht aus. Bevor eine gesetzliche Verpflichtung zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung auch für Windenergieanlagen auf See getroffen wird, sollte eine Analyse im Hinblick auf die technische Umsetzbarkeit, den Nutzen im Verhältnis zu den Kosten sowie den Artenschutz erfolgen, wie dies in Bezug auf Windenergie an Land in den letzten Jahren erfolgt ist. Eine auf dieser Grundlage vorgesehene Einführung der Pflicht auch für Windenergieanlagen auf See sollte, falls erforderlich, zeitlich gestaffelt nach der Verpflichtung für Windenergieanlagen an Land, erst in mehreren Jahren mit ausreichenden Übergangsfristen eingeführt werden.

Um Wettbewerb unter unterschiedlichen Systemen zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung sicherzustellen und dadurch Kostensenkungen zu erreichen, ist es unabdingbar, die Systemoffenheit in der gesetzlichen Regelung sicherzustellen. Dabei ist eine rechtssichere und zertifizierte Lösung erforderlich; dies bedeutet das Erfordernis einer Mindestanzahl zugelassener Befeuerungssysteme mit Verfügbarkeit für alle Betreiber und Anlagentypen. Insofern begrüßt der BDEW grundsätzlich die zur Technologieoffenheit in der Gesetzesbegründung aufgenommenen Ausführungen sowie die angestrebte Novellierung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung). Es muss sichergestellt werden, dass die zur Erfüllung der Pflicht zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung installierten Systeme nach den Vorgaben des Luftverkehrsgesetzes und der AVV Kennzeichnung zugelassen sind und im Anlagenbetrieb auch tatsächlich zum Einsatz kommen können. Daher weist der BDEW nachdrücklich darauf hin, dass vor Einführung der Pflicht zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung sichergestellt sein muss, dass nach der AVV auch verschiedene Systeme zulässig und am Markt verfügbar sind.

Auch vor diesem Hintergrund ist die Umsetzungsfrist für Neuanlagen zum 1. Januar 2020 aus Sicht des BDEW zu knapp bemessen. Erst wenn sichergestellt ist, dass technische und rechtliche Fragestellungen wie sie auch von der Fachagentur Wind an Land in ihrem Ergebnispapier von Januar 2018 „ON – OFF Fachaustausch zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen“ zusammengefasst sind, gelöst sind, sollte die Pflicht greifen. Der BDEW empfiehlt, die Frist in § 9 Abs. 8 Satz 2 Nr. 1 EEG-RegE daher mindestens um ein Jahr zu verlängern. Zudem sollte die Frist nicht an den Inbetriebnahmezeitpunkt, sondern an den Genehmigungszeitpunkt anknüpfen.

Der BDEW spricht sich dafür aus, die Übergangsfrist in § 9 Abs. 8 Satz 2 Nr. 2 EEG-RegE zu verlängern. So ist zu berücksichtigen, dass die Umrüstung regelmäßig genehmigungspflichtig ist. Für Bestandsanlagen ist zur Einbindung in bestimmte Systeme eine Änderungsgenehmigung erforderlich, was bei den Genehmigungsbehörden zu Engpässen führt. Dies muss durch eine längere Übergangsfrist aufgefangen werden. Eine adäquate Übergangsfrist stellt es aus Sicht des BDEW dar, wenn die Nachrüstungspflicht erst ab dem 1. Januar 2023 greift.

Zudem sollte die gegebenenfalls nur kurze Restlaufzeit einer Anlage in diesem Kontext mit Blick auf Bestandsanlagen berücksichtigt werden. Die Verpflichtung zu einer Investition wäre hier unverhältnismäßig. Eine geringe Restlaufzeit ist nach Auffassung des BDEW dann anzunehmen, wenn der Inbetriebnahmezeitpunkt einer Windenergieanlage zum Zeitpunkt des Eintritts der Pflicht zur Ausstattung mit einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung bereits mehr als zwanzig Jahre zurückliegt. Im Sinne einer sinnvollen Übergangsregelung sollten solche Bestandsanlagen von der Verpflichtung zur Nachrüstung ausgenommen werden.

Die im Gesetzentwurf angelegte Ausnahme wegen wirtschaftlicher Unzumutbarkeit für kleine Windparks begrüßt der BDEW. Diese sollte jedoch nur für Bestandsanlagen Anwendung finden, da nur in diesen Fällen auf die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung als Maßnahme zur Akzeptanzsteigerung verzichtet werden kann.

Für eine rechtsichere Umsetzung in der Praxis schlägt der BDEW die Aufnahme einer eindeutigen Regelung vor, in welchen Fällen ein entsprechender Antrag bei der Bundesnetzagentur gestellt werden kann. Bei dem neu eingeführten Begriff „kleine Windparks“ handelt es sich um einen unbestimmten Rechtsbegriff, der daher entsprechend konkretisiert werden sollte. Als zielführend erachtet der BDEW hierbei eine Ausnahme von bestehenden Windparks mit bis zu sechs Windenergieanlagen. In diesem Kontext ist des Weiteren der Begriff „Windpark“ klar zu definieren; hierbei könnte die Anzahl der Windenergieanlagen pro Netzverknüpfungspunkt herangezogen werden.

Der BDEW weist darauf hin, dass die verpflichtende bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung bei der Bestimmung der naturschutzrechtlichen Ersatzzahlungen berücksichtigt werden sollte. Aufgrund des stark reduzierten Eingriffs in das Landschaftsbild durch die zu weiten Teilen ausbleibende nächtliche Befeuerung sind die durch die Bundesländer erhobenen Ersatzzahlungen entsprechend zu reduzieren. In einigen Bundesländern wird dies bereits umgesetzt. Dies sollte zudem entsprechend bei der im Koalitionsvertrag vorgesehenen Wiederaufnahme des Regelungsvorhabens Bundeskompensationsverordnung Berücksichtigung finden.

2.6. Änderungen im Zusammenhang mit der Neuregelung des Redispatch im EnWG

Der BDEW weist darauf hin, dass die zukünftigen Wechselwirkungen zwischen EEG und EnWG durch die Überführung des Einspeisemanagements in eine Neuregelung des Redispatch im EnWG noch nicht absehbar sind. Durch die ersatzlose Streichung des § 11 Abs. 3 EEG, der Vereinbarungen zur Abweichung vom Abnahmevorrang zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber bisher zulässt, stellt sich die Frage, ob solche Verträge zukünftig nicht mehr zulässig sein sollen oder ggf. als abweichende vertragliche Regelungen nach § 7 Abs. 2 EEG 2017 weiterhin möglich sind. Dies gilt insbesondere für eine vertragliche Regelung einer nur zeitlich begrenzten Einspeiseleistung (Abweichung vom Abnahmevorrang nur zu bestimmten Zeiten). Zu beachten ist dabei, dass auch § 18 EEG (Kostenerstattung für Mehrkosten der Netzbetreiber) wegfallen soll.

Nach § 13a Abs. 1 EnWG ist nun ausdrücklich vorgesehen, dass Anlagenbetreiber nicht nur zur Anpassung der Wirk- oder Blindleistungserzeugung, sondern auch des Wirkleistungsbezugs aufgefordert werden können. Ggf. müssten daher auch die Anforderungen an die technischen Regeleinrichtungen nach § 9 Abs. 1 EEG 2017 angepasst werden, um dies überhaupt erst zu ermöglichen.

Im Übrigen wird auf die Ausführungen zum Redispatch verwiesen.

2.7. Entschädigungsregelung bei Einspeisemanagement (§ 15 Abs. 1 EEG 2017)

Auch wenn der vorliegende Gesetzesentwurf die Streichung unter anderem des § 15 EEG zum 1. Oktober 2020 vorsieht, bedarf es aus Sicht des BDEW bis dahin – übergangsweise – einer Ergänzung des § 15 Absatz 1 EEG, um Auswirkungen des bilanziellen Ausgleichs im Rahmen der Entschädigungsregelung für Einspeisemanagementmaßnahmen berücksichtigen zu können.

Aufwendungen für den Bilanzausgleich treffen den Anlagenbetreiber bzw. einen Dritten / Direktvermarkter nicht aus den originären Pflichten des EEG, sondern aus den weiteren Vorgaben des EnWG i.V.m. StromNZV. Derzeit wird in der Branche diskutiert, wie derartige Schadenspositionen, die infolge einer Einspeisemanagementmaßnahme entstehen können, gegenüber dem Netzbetreiber geltend gemacht werden können. Um die bilanziellen Auswirkungen von Einspeisemanagementmaßnahmen auch im Rahmen der Entschädigungszahlungen nach § 15 Abs. 1 EEG berücksichtigen zu können, bedarf es daher einer entsprechenden Ergänzung der Regelung. Kosten für den ggf. erforderlichen bilanziellen Ausgleich können im EEG im Rahmen der Vermarktungsformen der Direktvermarktung in Form der Marktprämie gem. § 20 EEG oder der sonstigen Direktvermarktung gem. § 21a EEG entstehen. Für KWK-G-Anlagen gilt dies für Anlagen in der Direktvermarktung gem. § 4 KWK-G.

Der Ansatz der Kosten könnte im Rahmen der Berücksichtigung zusätzlicher Aufwendungen erfolgen. Durch die Ergänzung des Anwendungsbereiches auf Aufwendungen, welche ihren Ursprung außerhalb der gesetzlichen Pflichten des EEG haben, können auch die bilanziellen Folgen von Maßnahmen des Einspeisemanagements bei der Entschädigungszahlung nach § 15 Abs. 1 EEG berücksichtigt werden. Damit werden bisher bestehende Ungleichgewichte

zwischen dem Eingriff des Netzbetreibers gegenüber betroffenen Erneuerbare-Energien-Anlagen und den daraus resultierenden Folgen für die betroffenen Bilanzkreise ausgeglichen. Grundsätzlich besteht für den Bilanzkreisverantwortlichen gem. § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV die Pflicht, in jeder Viertelstunde eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in seinem Bilanzkreis sicherzustellen. Durch Maßnahmen nach § 14 Abs. 1 EEG werden in den zugeordneten Bilanzkreisen ggf. Ungleichgewichte erzeugt, welche ausgeglichen werden müssen. Dies gilt gem. § 13 Abs. 5 S. 2 EnWG auch in Fällen von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1 EEG. Diese Verpflichtung trifft bei Kenntnis der Maßnahme den Bilanzkreisverantwortlichen. Aber auch bei Unkenntnis besteht eine entsprechende Ausgleichspflicht gem. § 5 Abs. 4 StromNZV. Die mit diesem Ausgleich verbundenen Kosten sind somit direkt bei der Kalkulation der Entschädigungszahlung nach § 15 Abs. 1 EEG zu berücksichtigen. Durch die offene Formulierung der Berücksichtigung der Auswirkungen der Maßnahme wird sichergestellt, dass ein ggf. durch den Netzbetreiber erbrachter Bilanzausgleich zu berücksichtigen ist.

Zu berücksichtigen wären aber auch ersparte Aufwendungen, beispielsweise bei negativen Regelenenergiepreisen oder bei gleichzeitiger Geltendmachung des entgangenen Gewinns, weil es andernfalls zu einer unzulässigen Überkompensation kommen könnte.

2.8. Sonderausschreibungen (§ 28 EEG-RegE ff.)

Der BDEW begrüßt die im Gesetzentwurf vorgesehenen Sonderausschreibungen, sowie insbesondere die Streckung der Ausschreibungsmenge über drei Jahre. Auch die Verschiebung der Nachholung von nicht bezuschlagten Ausschreibungsmengen um drei Jahre (bisher Folgejahr) entlastet angesichts der mangelnden Wettbewerbsintensität die Ausschreibung. Allerdings sollte im Fall einer abermaligen Unterdeckung der Nachfrage die Ausschreibungsmenge nicht verfallen, sondern erneut nachgeholt werden, um das Erreichen der Ausbauziele zu gewährleisten.

2.9. „65-Prozent-Ausbauziel“

Die Energiewirtschaft benötigt und erwartet verlässliche Rahmenbedingungen. Insofern wäre aus Sicht des BDEW begrüßenswert gewesen, wenn das im Koalitionsvertrag genannte **„65-Prozent-Ausbauziel“** für Erneuerbare Energien bereits in dieser EEG-Änderung festgeschrieben worden wäre. Das „65-Prozent-Ziel“ sollte jedoch im Kontext der weiteren Gesetzgebung zur Netzausbaubeschleunigung und der Optimierung der Bestandsnetze (Stichwort: Netzsynchronität) nochmals auf Realisierbarkeit geprüft und dann auch gesetzlich fixiert werden. Dies würde allen Akteuren Rechtssicherheit über den weiteren Kurs der Energiewende geben.

2.10. Hälfziger Abzug der Zuschläge gemeinsamer Ausschreibungen (§28 EEG-RegE)

Die vorgeschlagene Regelung ist aus Sicht des BDEW zu begrüßen, da dadurch die technologie neutrale Ausschreibung auch Wirkung auf den Energiemix entfalten kann.

Darüber hinaus wird durch den verfolgten Ansatz folgende Problematik im Bereich der Photovoltaik entschärft: Der reguläre Mechanismus der Verrechnung der Zuschläge in den technologieübergreifenden Ausschreibungen sowie der grenzüberschreitenden Ausschreibungen einschließlich des Zubaus von PV-Freiflächenanlagen im Leistungsbereich unterhalb von 750 kWp würde dazu führen, dass ohne die Sonderausschreibungen die PV-Ausschreibungsmengen in 2019 auf null reduziert werden würden, da vom regulären Ausschreibungsvolumen (600 MW) die Zuschläge in gemeinsamen Ausschreibungen (auf Basis des Verlaufs der bisherigen Ausschreibungen im Bereich Wind an Land und PV können 400 MW Zuschläge in 2018 für PV erwartet werden) und der Zubau von PV-Freiflächenanlagen unterhalb von 750 kWp (erwartet werden hier bis zu 200 MW in 2018) abgezogen würde. Der Regelungsvorschlag entschärft die Problematik zwar; grundsätzlich aber sollte eine Lösung in Form eines Mechanismus gefunden werden, der den gewünschten PV-Freiflächenzubau im Ausschreibungssegment nicht konterkariert/aushöhlt. Darüber hinaus könnte eruiert werden, weitere Mengen der Sonderausschreibungen für Photovoltaik in das Jahr 2019 vorzuziehen.

2.11. Verkürzung der Realisierungsfrist bei Windenergie an Land (§36e EEG-RegE)

Aus Sicht des BDEW ist darauf hinzuweisen, dass die Bezugnahme der vorgeschlagenen Fristverkürzung auf einzelne Ausschreibungstermine in 2019 zu unerwünschten Optimierungs- und damit Verlagerungseffekten hin zu den vorgeschlagenen Ausschreibungsterminen der Sonderausschreibungen (insbesondere 1. September 2019) führen kann.

Des Weiteren ist zu betonen, dass die Verkürzung der Umsetzungszeit für die in den Sonderausschreibungen bezuschlagte Leistung im Bereich Windenergie an Land sich zwar positiv im Bereich der Wertschöpfungskette auswirken würde, was ein nachvollziehbares Ansinnen darstellt. Aus Entwickler- und Projektierersicht ist hingegen zu berücksichtigen, dass die Absenkung der Realisierungsfrist auf 24 Monate nach Bezuschlagung bis zur Wirksamkeit erster Pönaalen ein substantielles Risiko darstellt in Anbetracht der Tatsache, dass die Anzahl eingereichter Klagen gegen Windenergieprojekte ebenso wie die Dauer von Klageverfahren in der jüngeren Vergangenheit stark zugenommen haben. Um vor diesem Hintergrund eine von der Teilnahme an den Sonderausschreibungen abschreckende Wirkung zu vermeiden, sollte aus Sicht des BDEW von einer Absenkung der Realisierungsfrist abgesehen werden.

Darüber hinaus sieht der BDEW in § 36e EEG folgenden weitergehenden Anpassungsbedarf: Gemäß § 36e Abs. 2 EEG 2017 verlängert die BNetzA auf Antrag, den der Bieter vor Ablauf der Frist nach § 36e Abs. 1 EEG 2017 gestellt hat, einmalig die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, wenn

1. gegen die im bezuschlagten Gebot angegebene Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz nach der Abgabe des Gebots ein Rechtsbehelf Dritter eingelegt worden ist und

2. die sofortige Vollziehbarkeit der Genehmigung nach Nummer 1 in diesem Zusammenhang durch die zuständige Behörde oder gerichtlich angeordnet worden ist.

Die Verlängerung soll hierbei höchstens für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung ausgesprochen werden.

Gemäß der Begründung des Regierungsentwurfs des EEG 2017 soll hierdurch erreicht werden, dass die Realisierungsfrist für entsprechende Anlagen bei einer BlmSchG-Genehmigung, gegen die Rechtsmittel eingelegt worden sind, nur in denjenigen Fällen verlängert wird, in denen eine sofortige Vollziehbarkeit aufgrund entsprechender Erfolgsaussichten gegen die Rechtsmittel behördlich oder gerichtlich angeordnet worden ist:¹

„Sinn der Regelung ist es, die negativen Folgen von Klagen, deren Erfolgsaussichten gering sind, zu begrenzen. Ist absehbar, dass durch die Klage eine sehr starke Verzögerung eintritt, ist es möglich, dass der Anlagenbetreiber besser beraten ist, keine Verlängerung zu beantragen, sondern den Zuschlag nach Absatz 1 verfallen zu lassen und anschließend in einer neuen Gebotsrunde ein Gebot abzugeben. Durch ein solches Vorgehen wird die Rechtsfolge nach § 36i EEG 2016 vermieden.“

Die Prämisse der sofortigen Vollziehbarkeit der BlmSchG-Genehmigung lässt jedoch unberücksichtigt, dass eine hinreichende Erfolgsaussicht gegen das Rechtsmittel nicht notwendigerweise Voraussetzung für die Anordnung der sofortigen Vollziehbarkeit der Genehmigung nach § 80 VwGO ist. Die Entscheidung der Behörde beruht vielmehr auf Erwägungen, die überwiegend von den Verwirklichungschancen des Projekts unabhängig sind. Das ergibt sich schon daraus, dass die sofortige Vollziehbarkeit auch von der Ausgangsbehörde angeordnet werden kann, die naturgemäß von der Rechtmäßigkeit ihrer eigenen Entscheidung überzeugt sein sollte.

Dementsprechend ist der Fall denkbar, dass die Rechtsmittel gegen die BlmSchG-Genehmigung zwar wenig erfolgsversprechend sind, der Anlagenbetreiber aber eine sofortige Vollziehbarkeit der Genehmigung nicht erhält, weil die weiteren Voraussetzungen hierfür nicht vorliegen. Der Antragsteller wird durch diese ergänzende Voraussetzung letztlich dazu genötigt, Erwägungen zur Dringlichkeit der Genehmigungsumsetzung anzuführen, auch wenn noch offen ist, ob ihn ein möglicherweise erfolgreicher Rechtsbehelf dazu zwingen wird, eine dann nicht mehr wirtschaftliche Anlage zu betreiben oder bereits begonnene Arbeiten zurückzubauen.

Daher sollte die Verlängerung des Zeitraums bis zum Erlöschen des Zuschlags nicht davon abhängig gemacht werden, ob die sofortige Vollziehbarkeit der Genehmigung angeordnet wurde. § 36e Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 sollte dementsprechend gestrichen werden.

2.12. Realisierungsfrist bei Rechtsstreitigkeiten (§ 36i EEG-RegE)

Der BDEW sieht weiteren Anpassungsbedarf in Bezug auf § 36i EEG: Der Beginn der Förderdauer nach dem EEG ist in § 25 Satz 3 EEG 2017 grundsätzlich als der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage festgelegt. § 36i EEG 2017 macht hiervon insoweit eine Ausnahme,

¹ BT-Drs. 18/8860, S. 212.

dass hiernach dieser Zeitraum spätestens 30 Monate nach der Bekanntgabe des Zuschlags an den Bieter oder im Fall des § 36g EEG 2017 nach der Bekanntgabe der Zuordnungsentscheidung nach § 36g Abs. 3 Satz 4 EEG 2017 auch dann beginnt, wenn die Inbetriebnahme der Windenergieanlage an Land aufgrund einer Fristverlängerung nach § 36e Abs. 2 EEG 2017 erst zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt.

Werden nun Rechtsmittel gegen eine BImSch-Genehmigung auch im Falle einer Verlängerung des Realisierungszeitraums nach § 36e EEG 2017 eingelegt, beginnt der gesetzliche Förderzeitraum nach § 36i Satz 3 EEG 2017 trotzdem 30 Monate ab Bekanntgabe des Zuschlags zu laufen. Dauert das Rechtsmittelverfahren länger als diese 30 Monate und kann er deshalb seine Anlage nicht in Betrieb nehmen, bevor das Rechtsmittel zurückgewiesen worden ist, verliert der Anlagenbetreiber einen Teil seiner EEG-Förderung. Der Gesetzgeber begründet dies im Regierungsentwurf zum EEG 2017 wie folgt:

„Für den Fall, dass der Bieter eine Verlängerung der Realisierungsfrist nach § 36e Absatz 2 EEG 2017 beantragt, beginnt der Zeitraum, in dem der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 besteht, trotzdem nach 30 Monaten zu laufen. In diesem Fall verkürzt sich die Dauer des Anspruchs nach § 25 EEG 2016 um den Zeitraum der Verspätung. So wird der Druck erhöht, das Projekt rechtzeitig zu realisieren. Kann das Projekt nur mit starker Verspätung umgesetzt werden, ist es unter Umständen sinnvoller, den Zuschlag verfallen zu lassen und erneut in einer späteren Ausschreibung einen Zuschlag zu erwirken. Für Bürgerenergiegesellschaften ist für den Zeitraum des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 der Zeitpunkt der Bekanntgabe der Zuordnungsentscheidung maßgeblich.“

Für Gebote, deren zugrundeliegende Anlagen allerdings nicht innerhalb der gesetzlichen Realisierungsfrist errichtet werden können, weil gegen die BImSchG-Genehmigung Rechtsmittel eingelegt worden sind, ist das Verfallenlassen des Zuschlags für den Anlagenbetreiber keine Option: Gemäß § 35a i.V. mit § 55 EG 2017 muss der Anlagenbetreiber in diesem Fall eine Pönale entrichten, obwohl die fehlende Realisierung der Anlage ggf. gar nicht von ihm zu vertreten war.

Dementsprechend sollte die Inbetriebnahmefiktion in § 36i Satz 2 EEG 2017 gestrichen werden und der BNetzA, wie im Rahmen von obiger Empfehlung bzgl. § 36e EEG dargelegt, die Befugnis eingeräumt werden, in jedem Fall unabhängig von der sofortigen Vollziehbarkeit der Anlage eine Verlängerung des Realisierungszeitraums zu gewähren.

2.13. Höchstbemessungsleistung bei Biomasse (§ 101 EEG-RegE)

Die Berechnung der und die Verfahrensweise mit der „**Höchstbemessungsleistung**“ nach § 101 EEG 2014/2017 ist insbesondere bei Versetzungen von Anlagen oder Teilen derselben höchst umstritten.

Besondere Praxisrelevanz hat hierbei die Frage, ob, in welchen Fällen und ggf. in welchem Umfang eine Höchstbemessungsleistung an einen anderen Standort „mitgenommen“ werden kann. Der BDEW hält daher folgende Ergänzung von § 101 Abs. 1 EEG 2017 für notwendig,

da die Clearingstelle EEG/KWKG eine Klärung entsprechender Fragen ablehnt (s. FAQ-Eintrag):

„(1) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas, die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, verringert sich ab dem 1. August 2014 der Vergütungsanspruch nach den Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Anlage jeweils anzuwendenden Fassung für jede Kilowattstunde Strom, um die in einem Kalenderjahr die vor dem 1. August 2014 erreichte Höchstbemessungsleistung der Anlage überschritten wird, auf den Monatsmarktwert; für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, verringert sich entsprechend der Vergütungsanspruch nach § 8 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918) in der am 31. Dezember 2008 geltenden Fassung nach Maßgabe des ersten Halbsatzes. Höchstbemessungsleistung im Sinne von Satz 1 ist die höchste Bemessungsleistung der Anlage in einem Kalenderjahr seit dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme und vor dem 1. Januar 2014, bezogen auf den Standort der Anlage am 31. Juli 2014. Abweichend von Satz 2 gilt der um 5 Prozent verringerte Wert der am 31. Juli 2014 installierten Leistung der Anlage an dem Standort, an dem die Anlage an diesem Tag betrieben worden ist, als Höchstbemessungsleistung, wenn der so ermittelte Wert höher als die tatsächliche Höchstbemessungsleistung nach Satz 2 ist. Für Strom aus Anlagen nach § 100 Absatz 4 sind die Sätze 1 bis 3 mit folgenden Maßgaben ab 1. Januar 2017 entsprechend anzuwenden:

- 1. der Vergütungsanspruch verringert sich ab dem 1. Januar 2017, soweit die vor dem 1. Januar 2017 erreichte Höchstbemessungsleistung überschritten wird,*
- 2. Höchstbemessungsleistung ist die Bemessungsleistung der Anlage im Jahr 2016,*
- 3. abweichend von Nummer 2 gilt der um 5 Prozent verringerte Wert der am 31. Dezember 2016 installierten Leistung der Anlage als Höchstbemessungsleistung, wenn der so ermittelte Wert höher als die tatsächliche Höchstbemessungsleistung nach Nummer 2 ist,*
- 4. hinsichtlich der Bezugnahme auf den Standort der Anlage ist der 31. Dezember 2016 maßgeblich.“*

2.14. Anpassung der Korrekturregelung

(§ 48 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 i.V. mit § 100 Abs. 8 EEG 2017)

Der Gesetzgeber hatte im Rahmen des „Mieterstromgesetzes“ Mitte 2017 § 48 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 sowie für Bestandsanlagen den § 100 Abs. 8 EEG 2017 in das Gesetz eingefügt. Hiermit hat er auf das Urteil des BGH vom 18. Januar 2017 (Az. VIII ZR 278/15) reagiert. Der BDEW regt folgende Anpassung der Übergangsregelung in § 100 Abs. 8 EEG 2017 an:

„(8) § 48 Absatz 1 Satz 2 ist auf alle Anlagen, die vor dem 25. Juli 2017 in Betrieb genommen worden sind, erstmalig ab dem 25. Juli 2017 entsprechend anzuwenden. Anstelle der flächenbezogenen Vorgaben von § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 sind die Vorgaben einzuhalten, die für die jeweilige Anlage nach Maßgabe der Übergangsregelungen dieses Gesetzes anzuwenden sind.“

Die vom Gesetzgeber bezweckte Heilung der Rechtslage nach dem BGH-Urteil tritt aber für zahlreiche Anlagen nach dem EEG 2004, EEG 2009 und EEG 2010 nicht ein, weil der nun auch für Bestandsanlagen anwendbare § 48 Abs. 1 Satz 2 EEG 2017 auf die Förder-Anforderungen in § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2017 verweist, und nicht auf die für die Anlagen geltenden Fördervoraussetzungen des EEG 2004, EEG 2009 und EEG 2010. Die dortigen flächenbezogenen Kriterien erlaubten noch die Errichtung von Freiflächen-Solaranlagen auf Ackerland bzw. Grünflächen. Dies ist aber seit dem EEG 2011 und auch nach § 48 Abs. 1 Satz 2 EEG 2017 nicht mehr zulässig. Diese Änderung führt nur zu einer korrekten Bezugnahme auf die flächenbezogenen Charakteristika der damaligen Förderung, nicht zu einer Ausweitung der damaligen Flächenkulisse für „PV-Freiflächenanlagen“.

2.15. Änderungen bei der EEG-Umlage (§§60 ff. EEG 2017)

2.15.1. Vorschlag zur Einführung eines Fälligkeitsdatums des monatlichen Abschlags auf die EEG-Umlage (§ 60 Abs. 1 EEG 2017)

In § 61i Abs. 3 Satz 1 EEG 2017 ist ein Zeitpunkt für die Erhebung von Abschlägen bezüglich der EEG-Umlage von Letztverbrauchern und Eigenversorgern gesetzlich definiert:

„Auf die Zahlung der EEG-Umlage kann der berechtigte Netzbetreiber monatlich zum 15. Kalendertag für den jeweils vorangegangenen Kalendermonat Abschläge in angemessenem Umfang verlangen.“

In § 60 Abs. 1 EEG 2017 fehlt eine entsprechende Regelung. In der Praxis wird mangels eines gesetzlich festgelegten Zeitpunkts von den ÜNB auf der Rechnung ebenfalls der 15. Kalendertag als Zahlungsziel bestimmt. Ein EEG-Umlageschuldner nach § 61 EEG 2017 befindet sich damit bereits zum 16. Kalendertag in Verzug, ein EEG-Umlageschuldner nach § 60 EEG 2017 dagegen erst bis zu 30 Tage später (vgl. § 286 Abs. 3 BGB). Unter anderem bei der Erhebung von Zinsen kommt es dadurch zu Ungleichbehandlungen. Handelt es sich um eine Abschlagszahlung auf eine Eigenversorgung in Kombination mit einer unmittelbaren Drittbeflieferung, wirkt sich diese sogar innerhalb einer Abschlagszahlung aus.

§ 60 Abs. 1 Satz 4 EEG 2017 sollte daher wie folgt angepasst werden:

*„Auf die Zahlung der EEG-Umlage sind **monatlich zum 15. Kalendertag für den jeweils vorangegangenen Kalendermonat** Abschläge in angemessenem Umfang zu entrichten.*

2.15.2. Anpassung der Verzinsungspflicht

Der BDEW fordert erneut die Anpassung der Verzinsungspflicht in § 60 Abs. 3 Satz 2 EEG 2017.

2.15.2.1 Problembeschreibung

Gemäß § 60 Abs. 3 Satz 1 EEG 2017 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 Abs. 2 EEG 2017 nicht oder nicht rechtzeitig*“ an den ÜNB gemeldet hat. Für den Fall eines Verstoßes gegen § 74 EEG 2017 wird die geschuldete EEG-Umlage „*für die nach § 74 Abs. 2 EEG 2017 mitzuteilende Strommenge*“ am 1. Januar des Folgejahres als fällig betrachtet. Der Zinssatz beträgt gemäß § 352 Abs. 2 Handelsgesetzbuch fünf Prozent. Relevant wird diese Vorschrift vor allem bei den monatlichen Prognosen der Stromvertriebe („rollierende Abrechnung“). Rechtlich ungeklärt sowohl in der Praxis als auch mittlerweile in der Rechtsprechung ist die Frage, welche Voraussetzungen für die Zinspflicht gemäß § 60 Abs. 3 Satz 2 EEG 2017 vorliegen müssen, insbesondere, ob der Stromvertrieb den Verstoß gegen die Meldepflicht, also eine nicht vollständige oder verspätete Meldung, verschuldet haben muss.² Auch die Zinspflicht bei Korrekturabrechnungen nach § 62 Abs. 2 EEG 2017 ist umstritten.

2.15.2.2 Lösungsvorschlag

Benötigt wird eine Regelung, die auf der einen Seite

- das Abschlagssystem des EEG erhält, ohne die Stromvertriebe 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 Abs. 3 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 Abs. 3 EEG 2017 erreicht werden, kombiniert mit einer widerleglichen Vermutung, wann ein schuldhaftes Verhalten vorliegt.

Anpassung von § 60 Abs. 3 Satz 2 EEG 2014:

² Vgl. etwa AG München, Urteil vom 20.01.2017, Az. 191 C 5166/16; LG Dresden, Urteil vom 22.02.2017, Az. 4 O 526/16; LG Wuppertal, Urteil vom 08.03.2017, Az. 17 O 76/16; Urteil vom 10.03.2017, Az. 2 O 186/16; LG Tübingen, Urteil vom 10. April 2017, Az. 20 O 70/16; LG Mannheim, Urteil vom 20.10.2017, Az. 6 O 92/16; LG Düsseldorf, Urteil vom 26.04.2018, Az. 14d O 18/16; OLG Hamm, Urteil vom 16.07.2018, Az. 8 U 119/17.

*„Satz 1 ist entsprechend anzuwenden, wenn die Fälligkeit nicht eintreten konnte, weil das Elektrizitätsversorgungsunternehmen die von ihm gelieferten Strommengen schuldhaft entgegen § 74 Abs. 2 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 ~~nach~~ **schuldhaft entgegen § 74 Abs. 2 nicht oder nicht rechtzeitig gemeldete** mitzuteilende Strommenge eines Jahres spätestens am 1. Januar des Folgejahres als fällig zu betrachten, **so weit 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 Abs. 2 nicht oder nicht rechtzeitig dem Übertragungsnetzbetreiber gemeldet hat, wenn die Geldschuld für die Zahlung der EEG-Umlage auf die schuldhaft entgegen § 74 Abs. 2 nicht oder nicht rechtzeitig gemeldete Strommenge eines Jahres 5 Prozent des nach der Jahresendabrechnung zu zahlenden Betrages übersteigt.**“*

Für eine ausführliche Darstellung wird auf den inhaltlich entsprechenden BDEW-Vorschlag in der Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus Erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der Erneuerbaren Energien (April 2016), S. 82 ff., verwiesen.

2.15.3. Vorschlag zur EEG-Umlage bei Elektromobilität

Aktuell besteht in der Branche Rechtsunsicherheit, wie die EEG-Umlage bei Fallkonstellationen mit Elektromobilen und anderen mobilen Verbrauchseinrichtungen mit Stromspeichern korrekt zu melden, zu zahlen und abzurechnen ist. Der BDEW schlägt eine Lösung vor, die die Rechtsunsicherheiten und tatsächliche Hemmnisse in der Abwicklung der EEG-Umlagepflichten bei Elektromobilität beseitigen soll, ohne bestehende EEG-Umlageprivilegien auszuweiten. Flankierend werden entsprechende KWKG-seitige Änderungen vorgeschlagen. Die in der Branche gelebte Auffassung, dass Letztverbräuche beim Betrieb von Elektromobilen und anderen mobilen Verbrauchseinrichtungen mit Stromspeichern nicht EEG-umlagepflichtig sind, soll gesetzlich verankert werden. Gleichzeitig soll der Mobilitätsbranche die Möglichkeit gegeben werden, im Rahmen von Pilotprojekten Rückspeisungskonzepte ohne administrativen Aufwand mit möglichen EEG-Melde- und Zahlungspflichten zu erproben.

Folgende Kernpunkte bilden das vom BDEW vorgeschlagene EEG-Umlagesystem bei Elektromobilität und Konstellationen mit anderen mobilen Verbrauchseinrichtungen mit Stromspeichern:

- Relevanter Letztverbrauch im EEG für Elektromobilitätskonstellationen ist wie auch im EnWG der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile.
- Der Letztverbraucherbegriff im KWKG wird entsprechend angepasst.
- Auf diesen Strombezug fällt die volle EEG-Umlage an, es sei denn der Betreiber des Ladepunktes kann EEG-Umlageprivilegien unter Anwendung des ursprünglichen Letztverbraucherbegriffes geltend machen.

- Geschäftsmodelle, die eine Drittbelieferung voraussetzen (Direktvermarktung, Mieterstrom) und sich am ursprünglichen Letztverbraucherbegriff orientieren, sollen nicht verhindert werden.
- Der Verbrauch von Strom im Elektromobil bzw. in mobilen Verbrauchsgeräten mit Stromspeichern ist nicht EEG-umlagererelevant. Relevant ist allein der Strombezug der Ladepunkte (Elektromobile) bzw. das Aufladen des Speichers (mobile Verbrauchseinrichtung).
- Auf die rückgespeisten Strommengen fällt in Eigenversorgungskonstellationen und bei Einspeisung in ein Netz befristet bis Ende 2020 keine EEG-Umlage an (spätere Evaluierung erforderlich).
- Perspektivisch soll ein System entwickelt werden, das verhindert, dass auf dieselben Strommengen zweimal EEG-Umlage erhoben wird – einmal beim Aufladen des Elektromobils/der mobilen Verbrauchseinrichtung mit Speicher und das zweite Mal bei Stromverbräuchen zeitgleich mit der Rückspeisung.
- Die Regelungen gelten bereits für die Endabrechnung des Kalenderjahres 2018.

2.15.3.1 Formulierungsvorschläge EEG

§ 3 Nr. 33 EEG 2017-E

„‘Letztverbraucher‘

- a) jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht;
- b) **der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile gilt als Letztverbrauch im Sinne dieses Gesetzes und der aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen;**
- c) **das Aufladen des Speichers eines Elektromobils bei Bezug von Strom über einen Ladepunkt sowie der übrige Stromverbrauch bei Betrieb des Elektromobils gilt nicht als Letztverbrauch;**
- d) **Buchstabe c 2. Variante gilt für andere mobile Verbrauchseinrichtungen mit Stromspeicher entsprechend; dies gilt nicht, soweit Strom von außerhalb der Verbrauchseinrichtung bezogen und zum Aufladen des Speichers verwendet wird;**
- e) **Schienenfahrzeuge sind keine Elektromobile im Sinne dieses Gesetzes.“**

§ 3 Nr. x EEG 2017-E:

„Mobile Verbrauchseinrichtung mit Stromspeicher: eine Verbrauchseinrichtung mit Stromspeicher, die ohne Leitungsanbindung betrieben werden kann, wobei der Stromspeicher bestimmungsgemäß nur das Verbrauchsgerät unmittelbar versorgen kann.“

§ 60b EEG 2017-E: EEG-Umlage für Ladepunkte für Elektromobile

„¹ Auf den Letztverbrauch von Ladepunkten für Elektromobile fällt EEG-Umlage in voller Höhe an. ² Sofern der Letztverbraucher unter Ausschluss des § 3 Nummer 33 Buchstabe b für Strommengen zur Beladung eines Elektromobils eine entfallene, verringerte oder begrenzte EEG-Umlage nach den §§ 61a bis e, 63 bis 64 oder 103 geltend macht, verringert sich der Anspruch auf die EEG-Umlage nach Satz 1 für diese Strommengen entsprechend. ³ Auf die Strommenge, die in einem Elektromobil erzeugt und außerhalb dieses Elektromobils verbraucht wird, entfällt die EEG-Umlage, sofern und soweit eine Eigenversorgung vorliegt.“

§ 20 Abs. 1 Sätze 3 und 4 EEG 2017-E

„3Die Marktprämie kann abweichend von Satz 1 Nummer 1 auch für an Ladepunkten für Elektromobile bezogene Strommengen in Anspruch genommen werden, die bei Anwendung des § 3 Nummer 33 Buchstabe b keine Veräußerung von Strom an Dritte, sondern einen Verbrauch von Strom durch dieselbe natürliche oder juristische Person darstellen. 4§ 60b Satz 2 ist nicht anzuwenden.“

§ 21 Abs. 3 EEG Sätze 2 und 3 EEG 2017-E

[Sätze danach verschieben sich]

„Ein Mieterstromzuschlag kann auch für an Ladepunkten für Elektromobile bezogene Strommengen in Anspruch genommen werden, die bei Anwendung des § 3 Nummer 33 Buchstabe b als Eigenversorgung gelten. § 60b Satz 2 ist nicht anzuwenden.“

§ 61 k (BDEW-Entwurf) Absatz 1b (neu)

„Der Stromspeicher in einer mobilen Verbrauchseinrichtung mit Speicher gilt nicht als Stromspeicher nach den Absätzen 1 und 1a.“

oder

§ 61k Absatz 1d EEG 2017 (neu)

„Der Stromspeicher in einer mobilen Verbrauchseinrichtung mit Speicher gilt nicht als Stromspeicher nach den Absätzen 1 bis 1c.“

§ 104 Absatz 9 EEG 2017-E

„¹ § 3 Nummer 33 Satz 1 Buchstabe b, c und d, § 3 Nummer x, § 20 Absatz 1 Satz 3 und 4, § 21 Absatz 3 Satz 2 und 3, § 60b und § 61k Absatz 1b [oder 1d] gelten auch für die Endabrechnung der EEG-Umlage für das Kalenderjahr 2018. ² § 60b Satz 3 gilt bis zum 31.12.2020.“

2.15.3.2 Begründung

2.15.3.2.1 Letztverbrauchsbeginn

Die Neuregelung des Letztverbrauchsbeginns führt zu einer Harmonisierung mit dem EnWG. Die Fiktion bezieht sich auf den für die Ermittlung der EEG-Umlagepflicht relevanten Ort. Letztverbraucher und damit maßgeblicher Schuldner ist daher derjenige, dem der Strombezug der Ladepunkte nach den allgemeinen Kriterien zuzurechnen ist. Dies ist der Betreiber des Ladepunkts, der das wirtschaftliche Risiko trägt und die tatsächliche Sachherrschaft über den Ladepunkt ausübt. Der Begriff „Elektromobil“ wird im EnWG, aus dem die Ursprungsregelung zum Letztverbraucherbegriff stammt, nicht legal definiert. Der Begriff ist nach dem Wortlaut und auch vom Zweck her weit zu verstehen, um die Abrechnungsschwierigkeiten für EVU für möglichst alle Fälle, in denen über Ladepunkte Elektrofahrzeuge aufgeladen werden, zu beseitigen. So sind sämtliche elektrisch betriebene Fahrzeuge erfasst (u. a. auch Elektrofahrzeuge und -wasserfahrzeuge), die über einen Ladepunkt und nicht eine einfache Steckdose (s. u.) aufgeladen werden. Ladepunkte sind sowohl öffentliche Ladesäulen als auch sogenannte „Wallboxen“ in Kundenanlagen. In der Regel wird der Ladepunkt über eine separate Messeinrichtung verfügen. Dies ist aber nicht notwendig dafür, dass ein Ladepunkt vorliegt, sondern spielt erst im Rahmen des Nachweises für die Rückausnahme der vollen EEG-Umlagepflicht (§ 60b Satz 2 EEG des BDEW-Vorschlags) eine Rolle. Eine im Haus gebräuchliche Schutzkontaktsteckdose, über die verschiedene Verbrauchsgeräte versorgt werden können, stellt dagegen keinen Ladepunkt dar, weil ihr die Zweckbestimmung speziell für die Aufladung von Elektromobilen fehlt.

Nach Buchstabe c sind Letztverbräuche, die bei Betrieb innerhalb des Elektromobils durch Entladung der Batterie entstehen, für das EEG nicht als Letztverbräuche anzusehen und mit hin auch nicht für die EEG-Umlage relevant. Die Beladung des Speichers des Elektromobils stellt ebenfalls keinen Letztverbrauch dar, sofern der relevante Letztverbrauch auf den Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile nach Buchstabe b vorverlagert ist. Sofern der Speicher des Elektromobils nicht über einen Ladepunkt aufgeladen wurde und die Fiktion nicht greift, fällt zwar auf die Einspeicherung im Grundsatz EEG-Umlage an, nicht aber auf den weiteren Verbrauch im Elektromobil.

Der Verbrauch von Strom in anderen mobilen Verbrauchseinrichtungen mit Stromspeichern stellt ebenfalls keinen EEG-relevanten Letztverbrauch dar (Buchstabe d). Die nur entsprechende Anwendung des Buchstaben c ist der Tatsache geschuldet, dass die Ladung des Speichers (Akku) über das Kabel EEG-umlage relevant ist und als Letztverbrauch angesehen wird, da die Vorverlagerungsfiktion nach § 3 Nr. 33 Buchstabe b nur für Elektromobile bei Strombezug über den Ladepunkt, aber nicht für andere mobile Verbrauchseinrichtungen mit Speichern gilt. Insofern gelten die allgemeinen Vorschriften. Der weitere Verbrauch (zeitgleich mit der Entladung des Speichers) ist dagegen nicht EEG-umlage relevant. Sofern allerdings während des Betriebs Strom von außerhalb der Verbrauchseinrichtung bezogen und zum Aufladen des Speichers verwendet wird, ist dieser Stromverbrauch EEG-umlagepflichtig (Bsp.: Strombezug über Oberleitungen).

Buchstabe e) dient der Klarstellung, dass Schienenfahrzeuge nicht unter den Begriff des Elektromobils fallen. Eine Einbeziehung der Schienenbahnen in den Vorschlag zur Neuregelung der EEG-Umlagepflicht bei Elektromobilen wäre auch nicht sachgerecht. Anders als bei Elektromobilen bestünden die oben beschriebenen Abwicklungs- und Abrechnungsschwierigkeiten für EVU im Bereich von Schienenbahnen im Falle eines Strombezugs eines Schienenfahrzeugs über einen Ladepunkt nicht. Die Abwicklung und Abrechnung der EEG-Umlage wie auch der netzbezogenen Umlagen erfolgt im Bereich von Schienenbahnen nach etablierten Prozessen, die auf die Schienenbahnunternehmen und die von ihnen betriebenen Schienenfahrzeuge als Letztverbraucher abstellen. Auch verfügen Schienenfahrzeuge – anders als Elektromobile – über die notwendigen, für eine Abrechnung erforderlichen Messdaten. Eine Vorverlagerung des Letztverbraucherbegriffs auf den Betreiber von Ladepunkten als fiktivem Letztverbraucher würde im Bereich von Schienenbahnen daher eher zu neuen Abwicklungs- und Abrechnungsproblemen führen, als solche – wie mit dem Neuvorschlag eigentlich beabsichtigt – zu beseitigen.

2.15.3.2.2 Neuregelung der EEG-Umlagepflicht

Auf den Letztverbrauch der Ladepunkte fallen einheitlich 100 Prozent EEG-Umlage an, es sei denn, es läge nach dem ursprünglichen Letztverbraucherbegriff (Letztverbraucher ist E-Mobilitätsnutzer) ebenfalls eine Privilegierung vor. Voraussetzung für eine EEG-Umlageprivilegierung ist damit, dass der Letztverbraucher nach § 3 Nr. 33 b) des Vorschlags sowohl Ladepunktbetreiber als auch Betreiber des Elektromobils ist und ein nach §§ 61a ff. EEG 2017 privilegierter selbsterzeugter Letztverbrauch gegeben wäre.

Mit dieser Regelung soll verhindert werden, dass bei Personenidentität von Anlagen- und Ladesäulenbetreiber ggf. EEG-Umlageprivilegien in Anspruch genommen werden können, obwohl es sich nach geltendem Recht um Drittbelieferungsfälle (Belieferung der Elektromobilitätsnutzer) handelt. Als Letztverbraucher angesprochen sind hier sowohl Eigenversorger/Eigenerzeuger, die sich auf EEG-Umlageprivilegien berufen möchten, als auch Unternehmen, die im Rahmen der „Besonderen Ausgleichsregelung“ eine begrenzte EEG-Umlage geltend machen können. Voraussetzung ist, dass die selbsterzeugte und an den Ladepunkt gelieferte Strommenge messtechnisch von den durch das EVU gelieferten Mengen abgegrenzt bzw. zugeordnet werden kann. Das EVU kann für seine Lieferung an den Ladepunktbetreiber aber in jedem Fall die EEG-Umlage berechnen.

Satz 3 lässt die EEG-Umlagepflicht für Strom, der in einem Elektromobil erzeugt wird und außerhalb dieses Elektromobils verbraucht wird (im Folgenden: Rückspeisung) dann entfallen, wenn eine Eigenversorgung vorliegt. Die Befreiung greift nach der Legaldefinition der Eigenversorgung in § 3 Nr. 19 EEG 2017 also nur, wenn der Strom im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit dem Rückspeisungspunkt (der Stromerzeugungsanlage) ohne Netzdurchleitung durch den Betreiber des Elektromobils (der Stromerzeugungsanlage) verbraucht wird (Personenidentität). Derzeit betrifft diese Regelung lediglich Pilotprojekte, bei denen eine Rückspeisung in eine Kundenanlage möglich ist. In diesen Fällen würde ohne eine explizite Regelung des Entfallens der EEG-Umlagepflicht bei direktem Verbrauch in der Kundenanlage die volle EEG-Umlage anfallen: EEG-Umlageverringerungen nach den §§ 61a bis

e EEG 2017 kommen nicht in Frage, da als maßgebliche Stromerzeugungsanlage der Speicher des Elektromobils anzusehen wäre. Das Elektromobil wird aber weder eine Kleinanlage, eine Bestandsanlage oder eine EEG-Anlage sein. Für Letzteres wäre bspw. ein (lückenloser) Nachweis erforderlich, dass ausschließlich Strom aus Erneuerbaren Energien geladen wurde.

Daher soll in Fällen, in denen der Betreiber des Elektromobils entweder über den Preis an einer öffentlichen Ladesäule die EEG-Umlage finanziert hat oder EEG-umlageermäßigten oder -befreiten Eigenstrom getankt hat, eine Doppelbelastung mit der EEG-Umlage vermieden werden. Bei personenverschiedener Belieferung (z. B. bei Rückspeisung in eine fremde Kundenanlage) fällt dagegen nach § 60 EEG 2017 die volle EEG-Umlage an.

Perspektivisch wird es erforderlich, ein EEG-Umlagesystem zu entwickeln, das eine Gesamt-EEG-Umlagepflicht im Blick hat, abhängig von den jeweiligen Beladungen und Rückspeisungen bei Elektromobilen und mobilen Verbrauchseinrichtungen mit Speichern. Dies gilt insbesondere bei der Rückspeisung in ein Netz für die allgemeine Versorgung. Nach den allgemeinen Regeln fällt zwar auf Strommengen, die ins Netz eingespeist und entsprechend gemessen und bilanziert wurden, keine EEG-Umlage an, da diese an einen Letztverbrauch anknüpft.

2.15.3.2.3 Weitere Änderungen im EEG

Die weiteren vorgeschlagenen Änderungen zu den Mieterstrom- und Direktvermarktungsvorschriften sollen gewährleisten, dass die Änderung des Letztverbraucherbegriffs nicht dazu führt, dass Geschäftsmodelle, die auf einer Drittbelieferung beruhen, bei E-Mobilitätsfällen zukünftig ausgeschlossen werden. Die Vorschläge zu § 61k EEG 2017 sollen das Ineinandergreifen der Regelungen klarstellen und sind auch im Zusammenhang mit dem BDEW-Vorschlag zu § 61k EEG 2017 zu sehen.

Eine ausführliche Begründung wird sich in einem in Kürze zu veröffentlichenden BDEW-Positionspapier zur EEG-Umlage bei E-Mobilität und § 61k EEG 2017 finden.

2.15.3.3 KWK-seitige Änderungen bei E-Mobilität

Flankierend zu den im EEG vorgeschlagenen Änderungen sollte die Definition in § 2 Nr. 17 KWKG 2016 in Anlehnung an die Änderung der Definition im EEG wie folgt modifiziert werden:

§ 2 Nr. 17 KWKG 2016-E

„‘Letztverbraucher‘ jede natürliche oder juristische Person (ist), die Strom verbraucht‘; der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile gilt als Letztverbrauch für den Anwendungsbereich von Abschnitt 6 im Sinne dieses Gesetzes und den aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen; Schienenfahrzeuge sind keine Elektromobile im Sinne des Teilsatzes 2,“

Zur Gewährleistung eines gleichmäßigen Übergangs der Umlagebelastung auf den Ladesäulenbetreiber sollte an § 37 KWKG folgende Übergangsregelung angehängt werden:

„(4) § 2 Nummer 17, Halbsatz 2, gilt auch für die Endabrechnung der KWKG-Umlage für das Kalenderjahr 2018.“

Eine Ergänzung hinsichtlich der Umlagen nach §§ 27 bis 27c und § 36 Abs. 1 bis 3 KWKG 2016 (neu) ist hier wie bei den Umlagen nach StromNEV und Offshore nicht erforderlich, weil sich bei diesen Umlagen wiederum die Entstehung der Umlageschuld nach dem Ort der Netzausspeisung und dem dort vorhandenen Netznutzungsvertrag richtet. Dieser wird bei einer Ladestation vom Betreiber der Ladestation abgeschlossen worden sein. Wird der Lade-punkt von einer Person betrieben, die mit dem Netzbetreiber keinen Netznutzungsvertrag hat, z. B., weil sie nicht der Betreiber der nachfolgenden Kundenanlage ist, muss ggf. einzelvertraglich mit dem Netzbetreiber eine Lösung gefunden werden.

Die EEG-umlageseitigen Ergänzungen hinsichtlich des Stromverbrauchs innerhalb des Elektromobils sind beim KWKG-Gesetz nicht erforderlich: Wenn der Strom aus dem Netz für die allgemeine Versorgung oder einem geschlossenen Verteilernetz entnommen wird, entsteht die Umlageschuld mit dieser Entnahme, unabhängig davon, wie der Strom dann in der Folge verwendet wird. Er kann insbesondere nicht durch eine Ausspeisung aus einem Speicher in einem Elektromobil und einer nachfolgenden Verwendung doppelt verbraucht werden, wie dies beim EEG möglich wäre.

2.15.4. Neuregelung der EEG-Umlage für die Eigenversorgung aus KWKG-Neuanlagen

Angesichts der bestehenden Grenzen der beihilferechtlichen Genehmigung beschränken wir uns auf den nochmaligen Hinweis auf unsere Stellungnahme zum Referentenentwurf des EEG-/KWKG-Änderungsgesetzes vom 23. April 2018. Insbesondere die Gewährleistung von verlässlichen nationalen Rahmenbedingungen für bereits getroffene und nicht umkehrbare Investitionsentscheidungen sieht der BDEW leider nicht umgesetzt. Auch die Wirtschaftlichkeit der Klärgasverstromung auf Kläranlagen ist bereits mit den aktuellen Regelungen gefährdet. Eine weitere Verschlechterung darf nicht eintreten. Der BDEW fordert daher, die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Klärgasverstromung zu gewährleisten.

Der BDEW weist darauf hin, dass die Begründung zur Übergangsvorschrift des § 104 Abs. 7 EEG 2017 nicht mit dem Gesetzeswortlaut übereinstimmt, da einmal auf die Stromerzeugung vor Inkrafttreten des EEG 2014 abgestellt wird und einmal auf die Aufnahme der Eigenerzeugung. Der BDEW geht davon aus, dass Letzteres der relevante zeitliche Anknüpfungspunkt sein soll und die erstmalige Nutzung durch den Letztverbraucher den aktuellen Letztverbraucher meint. Dies sollte die Gesetzesbegründung dementsprechend klarstellen.

2.15.5. Vorschlag zur Änderung des § 61k EEG 2017 und entsprechende Folgeänderungen im KWKG

Die bestehende Regelung in § 61k Abs. 1 bis 1b EEG 2017 ermöglicht eine Verringerung der EEG-Umlage für den von einem Speicher *bezogenen* Strom in der Höhe und in dem Umfang, in dem für den aus dem Speicher *entnommenen* Strom EEG-Umlage gezahlt wird; zudem bleiben die Speicherverluste umlagefrei. Ziel ist es, beim Zwischenspeichern von Strom nicht zweimalig EEG-Umlage anfallen zu lassen. Die für die Verringerung erforderliche Saldierung des Speicher-Inputs und -Outputs, differenziert nach der Herkunft und der Verwendung des Stroms, sowie die messtechnische Erfassung dieser verschiedenen Strommengen gestaltet sich in der praktischen Umsetzung äußerst aufwändig. Überdies bestehen Unklarheiten bezüglich der Strommengen- und Füllstandserfassung sowie der Abläufe und der Verantwortlichkeiten der beteiligten Akteure bei der Umsetzung der Regelung. Es wird deshalb eine Änderung der gesetzlichen Regelung vorgeschlagen, die auf die Saldierung verzichtet und dadurch erhebliche Vereinfachungen bei der Abwicklung der EEG-Umlageerhebung bei Speichern bewirken kann – ohne dass damit das EEG-Umlageaufkommen verringert würde.

2.15.5.1 Lösungsvorschlag: Änderung des § 61k EEG 2017

Der BDEW schlägt vor, § 61k Abs. 1 und Abs. 1a EEG 2017 wie folgt zu fassen:

„(1) Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird, entfällt der Anspruch auf die Zahlung der EEG-Umlage. Für Strom, der diesem Stromspeicher entnommen wird, ist EEG-Umlage nach den allgemeinen Vorschriften zu zahlen. Der Anspruch auf die EEG-Umlage nach Satz 2 entfällt nach § 61a oder verringert sich nach §§ 61b bis 61e in einem Kalenderjahr dabei nur in der Höhe und in dem Umfang, wie – ungeachtet des Satzes 1 – auch für die entsprechenden, vom Stromspeicher verbrauchten Strommengen die Voraussetzungen für ein Entfallen oder eine Verringerung nach diesen Vorschriften erfüllt wären, höchstens jedoch auf die Höhe der EEG-Umlage nach Satz 2. Werden in dem Stromspeicher Strommengen verbraucht, für die nach den allgemeinen Vorschriften unterschiedlich hohe Ansprüche auf Zahlung der EEG-Umlage bestehen, berechnet sich die EEG-Umlage nach Satz 3 in dem Verhältnis der unterschiedlichen Strommengen zueinander. Die für die Anwendung der Sätze 1 bis 4 relevanten Strommengen sind durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen zu erfassen.

(1a) Absatz 1 Satz 1 gilt nicht, soweit dem Speicher die zur Zwischenspeicherung genutzte Energieform nicht unmittelbar zur Stromerzeugung wieder entnommen wird.“

§ 61k Abs. 1b und Abs. 4 entfällt.

Begründung:

Die vorgeschlagene Änderung dient der Vereinfachung der Abwicklung der EEG-Umlageerhebung bei der Zwischenspeicherung. Die bislang vorgeschriebene Saldierung der Strommengen (Speicher-Input/-Output und –Verlust) entfällt. Stattdessen wird der Input vollständig von der EEG-Umlage befreit und nur die Entnahmen aus dem Speicher werden nach den allgemeinen Vorschriften (§§ 60 bis 61e EEG 2017) mit der EEG-Umlage belegt, wobei zur Verhinderung von Umgehungen der Umlagepflicht besondere Anforderungen an etwaige Befreiungen/Verringerungen gestellt werden. So können Verringerungen bzw. Befreiungen nach §§ 61a bis 61e EEG 2017 für den Speicher-Output in einem Kalenderjahr nur in der Höhe und in dem Umfang in Anspruch genommen werden, wie die entsprechende Input-Menge einer Befreiung bzw. einer Verringerung unterlegen hätte.

Der Speicherverlust ist weiterhin befreit, weil er in der nach § 61k Abs. 1 Satz 2 grundsätzlich EEG-umlagepflichtigen Strommenge von vornherein nicht enthalten ist. Eine gesonderte Erfassung bzw. Ermittlung des Speicherverlustes anhand einer Verrechnung von Speicherfüllständen zu Beginn und Ende von Saldierungsperioden sowie der innerhalb dieser Perioden geflossenen In- und Output-Mengen ist deshalb entbehrlich. Auch die Einspeisung in das Netz ist als solche von der EEG-Umlage befreit. EEG-Umlage fällt nach den allgemeinen Vorschriften (§§ 60 bis 61e EEG 2017) erst an, wenn und soweit der Strom letztverbraucht wird.

Wenn der Speicher mit Strommengen beladen wird, für die unterschiedlich hohe EEG-Umlage zu zahlen ist, sind diese Anteile auch bei der Berechnung der EEG-Umlage für den Speicher-Output zu berücksichtigen. Die EEG-Umlage für den Output berechnet sich dann gemäß dem Verhältnis dieser unterschiedlichen Strommengen zueinander.

Die vorgeschlagene Vorgabe zu den messtechnischen Anforderungen kann alternativ durch einen Verweis auf den neuen § 62a EEG 2017 ersetzt werden.

Wird dem Stromspeicher die zur Zwischenspeicherung genutzte Energieform nicht zur Stromerzeugung, sondern zu sonstigen Verwendungszwecken entnommen, z. B. in Form von Wasserstoff zur stofflichen Verwertung oder als Druckluft zur Verwendung als solche und nicht zur Stromerzeugung, muss gemäß des vorgeschlagenen Absatzes 1a für den entsprechenden Input die EEG-Umlage nach den allgemeinen Vorschriften gezahlt werden, denn anderenfalls käme es insoweit zu einer vollständigen EEG-Umlagebefreiung.

Die Regelung zur Erzeugung von Speichergas in § 61k Abs. 2 bleibt bestehen.

Der bisherige **§ 61k Abs. 1b** kann entfallen, da die Regelungen aufgrund der neuen Regelungssystematik des Absatzes 1 entbehrlich sind bzw. darin aufgehen.

Der bisherige **§ 61k Abs. 4** kann entfallen, da für die EEG-Umlagepflicht des Speicherbetreibers die allgemeinen Vorschriften gelten und damit auch § 61g EEG 2017 greift.

Hinweis:

Eine weitergehende Begründung der vorgeschlagenen Änderungen des § 61k EEG 2017 und der erforderlichen Folgeänderungen (s.u.) kann der Stellungnahme entnommen werden, die der BDEW zu einzelnen energierechtlichen Regelungsentwürfen des BMWi (Energiesammelgesetz) am 12.10.2018 abgegeben hat.

2.15.5.2 Folgeänderungen im EEG 2017

Infolge der Änderung des § 61k EEG 2017 wäre § 74 Abs. 2 Satz 3 wie folgt anzupassen:

„Die zur Beladung eines Stromspeichers im Sinn des § 61k gelieferten Strommengen sowie die von einem Stromspeicher im Sinn des § 61k erzeugten und an einen Letztverbraucher gelieferten Strommengen sind gesondert anzugeben.“

§ 74a Abs. 2 Satz 5 wird wie folgt gefasst:

„Die von einem Stromspeicher im Sinn des § 61k erzeugten und selbst verbrauchten Strommengen sind gesondert anzugeben.“

2.15.5.3 Folgeänderungen im KWKG

In der Folge der vorgeschlagenen Änderung des § 61k EEG 2017 wäre § 27b KWKG wie folgt zu fassen:

„§ 27b KWKG-Umlage bei Stromspeichern

- (1) Für Strom, der dem Netz zur Beladung eines elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeichers zum Zweck der Zwischenspeicherung entnommen wird, besteht der Anspruch auf die KWKG-Umlage nach § 26 gegenüber dem Betreiber des Stromspeichers und nur für den Stromanteil, der der Entnahme aus dem Stromspeicher zur Versorgung von Letztverbrauchern ohne Rückeinspeisung in das Netz entspricht. Wird der Stromspeicher auch mit Strom beladen, der nicht aus dem Netz entnommen wird, ist der nach Satz 1 KWKG-umlagepflichtige Stromanteil unter Berücksichtigung des Anteils der dem Netz entnommenen an der gesamten zur Beladung des Speichers genutzten Strommenge zu berechnen.*
- (2) Der zur Zahlung der KWKG-Umlage Verpflichtete muss dem Netzbetreiber die für das folgende Kalenderjahr prognostizierten umlagepflichtigen Strommengen, aufgeschlüsselt nach Kalendermonaten und bis zum 31. März des auf die Begrenzung folgenden Jahres elektronisch die im vorangegangenen Kalenderjahr umlagepflichtigen tatsächlichen Strommengen mitteilen. Sofern eine Weiterleitung der umlagepflichtigen Strommengen an nach § 27 oder § 27c begünstigte Abnahmestellen erfolgt, sind diese Strommengen unter Angabe der jeweiligen Abnahmestelle getrennt auszuweisen und auch dem Übertragungsnetzbetreiber mitzuteilen.*

- (3) *Der Netzbetreiber hat Anspruch auf monatliche Abschlagszahlungen, deren Höhe sich aus den nach Absatz 2 prognostizierten und mitgeteilten Daten ergibt. Der Netzbetreiber hat die Jahresendabrechnung, in der Abweichungen zwischen den prognostizierten und den tatsächlichen Werten auszugleichen sind, bis zum [Datum zur weiteren Festlegung] des Folgejahres gegenüber dem Letztverbraucher durchzuführen. Zahlungsansprüche aus der Jahresendabrechnung nach Satz 2 zugunsten oder zulasten des Netzbetreibers müssen innerhalb von zwei Monaten nach der Endabrechnung ausgeglichen werden.*
- (4) *Wird der Stromspeicher von einem stromkostenintensiven Unternehmen an einer Abnahmestelle mit nach § 64 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes begrenzter EEG-Umlage betrieben, ist abweichend von Absatz 1 für den Anspruch auf die KWKG-Umlage für den Stromanteil, der der Entnahme aus dem Stromspeicher ohne Rückeinspeisung in das Netz eines Netzbetreibers zur Versorgung von Letztverbrauchern entspricht, § 27 maßgeblich. Absatz 1 Satz 2 ist entsprechend anzuwenden.*
- (5) *Wird der Stromspeicher von einer Schienenbahn nach § 3 Nummer 40 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes an einer Abnahmestelle mit nach § 27c begrenzter KWKG-Umlage betrieben, ist abweichend von Absatz 1 für den Anspruch auf die KWKG-Umlage für den Stromanteil, der der Entnahme aus dem Stromspeicher ohne Rückeinspeisung in das Netz eines Netzbetreibers zur Versorgung von Letztverbrauchern entspricht, § 27c maßgeblich. Absatz 1 Satz 2 ist entsprechend anzuwenden.*
- (6) *Zur Ermittlung der Ansprüche nach den Absätzen 1 bis 5 sind mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen einzusetzen.“*

Begründung:

Die Änderung des § 27b KWKG ist eine notwendige Folge der vorgeschlagenen Änderung des § 61k Abs. 1 EEG 2017. Ein Verweis auf § 61k EEG 2017, wie er bislang in § 27b KWKG geregelt ist, kommt bei der Neufassung der Regelung aus systematischen Gründen nicht mehr in Betracht. Denn in der vorgeschlagenen neuen Fassung des § 61k Abs. 1 EEG 2017 wird nun nur noch der Output aus dem Speicher mit EEG-Umlage belegt; die Beladung des Speichers ist umlagefrei. Zöge man diese Regelung auch für den KWKG-Zuschlag heran, hätte dies zur Folge, dass für zwischengespeicherten Strom in aller Regel gar kein KWKG-Zuschlag mehr zu zahlen wäre, denn Anknüpfungspunkt für die Zahlungspflicht nach dem KWKG ist die Entnahme von Strom aus dem Netz und nicht, wie bei der EEG-Umlage, der Letztverbrauch von Strom, der nach Entnahme aus einem Speicher auch innerhalb einer Kundenanlage stattfinden kann. Es ist deshalb eine gesonderte Regelung zur KWKG-Umlage bei der Zwischenspeicherung zu treffen. Der BDEW-Vorschlag gewährleistet, dass durch das Zwischenspeichern von Strom nicht doppelt KWKG-Umlage zu zahlen ist. Außerdem ist ebenso wie bei der EEG-Umlage für den Speicherverlust sowie für den aus dem Speicher wieder in das Netz zurückgespeisten Strom keine KWKG-Umlage zu zahlen. Anknüpfungspunkt für die KWKG-Umlagepflicht ist weiterhin die Entnahme aus dem Netz. Jedoch ist auf diesen Strom nur in dem Umfang KWKG-Umlage zu zahlen, wie er nicht wieder in das Netz zurückgespeist wird oder dem Speicher als Speicherverlust nicht wieder entnommen werden kann. Damit reduziert sich die KWKG-Umlagepflicht auf den Stromanteil, der dem Speicher zum Zweck der Versorgung von Letztverbrauchern entnommen wird.

2.16. Ermöglichung von Schätzungen bei Umlageprivilegien (§ 62a EEG-RegE)

Die behandelten Themen haben große Praxisrelevanz, da die Netzbetreiber bei der Erhebung der EEG-Umlage und der KWKG-Umlage immer wieder vor ungeklärten Fragen stehen. Um Rechtsstreitigkeiten in der Zukunft zu vermeiden und für die Vergangenheit Rechtsfrieden zu stiften, müssen klare gesetzliche Vorgaben geschaffen werden, die keine neuen Fragen in der Umsetzung aufwerfen. Dies sieht der BDEW noch nicht in allen Punkten gewährleistet.

Aus Sicht des BDEW muss ein Hauptziel der Regelung sein, dass abgeschlossene Sachverhalte, die in der Vergangenheit liegen, nicht wieder aufgemacht werden müssen. Sehr kritisch sehen wir in diesem Zusammenhang, dass bei der Umsetzung der Übergangsregelung in Abs. 7 ggf. die Rückabwicklung der EEG-Umlagezahlungen für die Jahre 2018 und 2019 droht, wenn Messkonzepte nicht umgesetzt wurden oder nicht tragfähig sind.

Die **zahlreichen unbestimmten Rechtsbegriffe**, die bei der Bestimmung von Drittverbräuchen, die den Stromverbräuchen des Letztverbrauchers zuzurechnen sind, auftauchen („geringfügig“, „üblicherweise“, Abs. 3), vor allem aber gehäuft bei den Voraussetzungen, unter denen eine Schätzung ausnahmsweise zulässig ist (Abs. 2, „unvertretbarer Aufwand“, „nicht wirtschaftlich zumutbar“) werden in der Praxis dazu führen, dass Zweifel darüber aufkommen, ob die Voraussetzungen für eine Schätzung vorliegen, von den Gerichten geklärt werden müssen.

Insgesamt werden die Netzbetreiber außerdem einen **deutlichen Mehraufwand bei der Abwicklung der EEG-Umlage** haben (Nachprüfung der Schätzungen), vor allem in den Fällen, in denen kein Wirtschaftsprüfer-Testat verlangt werden kann. Dies sieht der BDEW kritisch, vor allem mit Blick auf die ÜNB, die bei Abgrenzung von drittverbrauchten und Eigenversorgungsmengen für die Erhebung der EEG-Umlage zuständig sind. Der Abwicklungsaufwand erhöht sich aber auch für die VNB, die beispielsweise Eigenversorgungsmengen mit unterschiedlichen Umlagehöhen abrechnen müssen. Nach weit überwiegender Auffassung in der Branche war vorher eine Schätzung nicht möglich. Rechtsfolge wäre gewesen, dass auf die Gesamtmenge die volle EEG-Umlage abgerechnet wird, was für die mit der Erhebung der EEG-Umlage betrauten Netzbetreiber deutlich weniger Aufwand bedeutete.

2.16.1. Grundsatz, Abs.1

Hier fehlt aus Sicht des BDEW die Rechtsfolge, die bei mangelnder Messung eintreten soll. Es sollte im Gesetzestext ergänzt und nicht nur in die Begründung aufgenommen werden (Satz 3):

„Erfolgt die Erfassung oder Abgrenzung von Strommengen nach Satz 1 oder 2 nicht durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen, fällt auf diese Strommengen die jeweils höchste EEG-Umlage an.“

Denn gerade um diese im EEG 2017 nicht explizit geregelte Rechtsfolge gab es Streit in der Vergangenheit. Positiv anzumerken ist, dass der Entwurf der Begründung zu Abs. 1 dem für die EEG-Umlage zuständigen Netzbetreiber zwar eine Schätzungsbefugnis zugesteht, wenn

andernfalls die EEG-Umlage nicht abgerechnet werden könnte, diese Schätzungsbefugnis aber nicht mit einer Schätzungsverpflichtung einhergeht.

In der Begründung zu Abs. 1 wird auf mögliche Ausnahmen von einer Messung durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen nach § 35 MessEG hingewiesen. Nach dem Wortlaut ist diese Bestimmung nur im Verhältnis der Vertragspartner anwendbar und kann keine Wirkung im Verhältnis zu einem nicht von der Vereinbarung betroffenen Dritten, wie z. B. dem Netzbetreiber haben. Wir bitten daher um Streichung dieser Passage.

2.16.2. Voraussetzungen für eine Schätzung, Abs. 2

Die Zulässigkeit der Schätzung wird an eine Reihe unbestimmter Rechtsbegriffe („unvertretbarer Aufwand“/ „wirtschaftlich nicht zumutbar“) geknüpft. Diese spiegeln die Schwierigkeit wider, konkrete Fallgruppen zu definieren. Der BDEW sieht dennoch das Risiko, dass es zwischen den Akteuren, die die Regelung in der Praxis umzusetzen haben, zu gerichtlichen Auseinandersetzungen darüber kommen kann, ob die Voraussetzungen für eine Schätzung im konkreten Fall überhaupt gegeben sind. Insbesondere bleibt offen, auf welcher Grundlage und in welcher Qualität die wirtschaftliche Unzumutbarkeit einer messtechnischen Abgrenzung darzulegen ist. Hier wäre es vorteilhaft, die unbestimmten Rechtsbegriffe mit konkreten Beispiele und realen (Unter-)grenzen zu unterlegen.

2.16.3. Bagatellverbräuche / Zuordnung von Drittmengen, Abs. 3

Die Bestimmung ist hier nicht richtig platziert, weil sie erstens die Frage regelt, wann der Letztverbraucher zum EVU wird, und zweitens, inwieweit Stromverbräuche eines Dritten an Umlageprivilegien des Letztverbrauchers teilhaben. Auch hier werden unbestimmte Rechtsbegriffe verwendet, die eine Umsetzung in der Praxis erschweren werden. Es sollte klargestellt werden, ob sich die „geringfügigen“ Verbräuche auf die Verbräuche jedes einzelnen Dritten oder die insgesamt durch Dritte verbrauchten Strommengen beziehen. Die drei kumulativ zu erfüllenden Kriterien führen zu unnötigem Mehraufwand, da die Nichterfüllung eines Kriteriums zur Nichtzurechnung führt. Aufgrund des Wortlauts „eines Dritten“ geht der BDEW derzeit davon aus, dass die Stromverbräuche jedes einzelnen Dritten, nicht der Gesamtheit aller Dritten maßgeblich sind. Zudem wird es auch leichter fallen, hinsichtlich der einzelnen Dritten eine Bagatellgrenze herauszubilden. Die zwei Drittel einer Seite umfassenden Erläuterungen in der Begründung beschreiben die Schwierigkeit der Bestimmung des „geringfügigen“ Verbrauchs im Einzelfall. Nicht überzeugend sind die Ausführungen zu Ladestromverbräuchen von Elektromobilen als Bagatell-/Nichtbagatellverbräuche, weil nicht klar wird, welches Kriterium maßgeblich ist (Geringfügigkeit oder übliche Abrechnung.) Letztlich läuft es damit auf eine Einzelfallprüfung, damit verbundene Rechtsunsicherheit für alle Beteiligten und Mehraufwand für die Netzbetreiber bei der Abwicklung hinaus.

2.16.4. Schätzung, Abs. 4

Hier sollte Satz 2 der Klarstellung halber wie folgt gefasst werden:

„Diese Schätzung hat in sachgerechter und in einer für einen, von einem nicht sachverständigen Dritten ~~in-jederzeit nachvollziehbaren~~ und nachprüfbarer Weise zu erfolgen.“

Ansonsten ist unklar, ob sich der sachverständige Dritte auf die Nachprüfbarkeit der Schätzung oder die Befugnis zur Schätzung bezieht. Sinnvoll wäre es, wenn gesetzlich die Erarbeitung einer einheitlichen Schätzmethodik durch eine beauftragte Stelle vorgesehen wäre. Durch dann bindenden Vorgaben könnten Schätzungen durch einfachen Nachweis rechtssicher vorgenommen werden. Zukünftige Rechtsstreitigkeiten über die Aussagekraft bzw. Rechtmäßigkeit der Schätzung würden so unterbunden.

2.16.5. Angaben in der Endabrechnung, Abs. 5

Die verschiedenen Angaben, die der EEG-Umlageschuldner bei Schätzung im Rahmen der Endabrechnung anzugeben hat, sind sehr umfangreich und für die Netzbetreiber zum Teil schwer administrierbar (insbesondere Nr. 3 und 4). Denn die Angaben müssen vom Netzbetreiber durchgesehen und zumindest auf Plausibilität nachgeprüft werden. Nur falls die Endabrechnung testiert wird, würde sich die Prüfung auf den Wirtschaftsprüfer verlagern. Bis auf ggf. klare Bagatellfälle sollte daher der Wirtschaftsprüfer, nicht der Netzbetreiber die Angaben überprüfen müssen. Zumindest die Angaben zu Nr. 3 und 4 sollten nur auf Nachfrage des Netzbetreibers anzugeben sein, wenn Zweifel an den übrigen Angaben besteht. Der vorliegende Formulierungsvorschlag sieht jetzt zwar die Möglichkeit eines Verzichts auf die Angaben vor. Unklar bleibt dabei aber, mit welcher Begründung und mit welchem Instrument der Netzbetreiber auf diese Angaben verzichten und dies auch den EEG-Umlageschuldnern mitteilen kann. Denn dies müsste vor der Endabrechnung erfolgen. Es dürfte kaum möglich sein, bis zum 28. Februar 2019 (erste relevante Endabrechnung bei Zuständigkeit der Verteilnetzbetreiber) für bestimmte, noch zu erarbeitende Fälle gegenüber allen EEG-Umlageschuldnern einen Verzicht auf Angaben nach Nr. 3 und 4 zu kommunizieren.

2.16.6. Übergangsregelung, Abs. 7

Bei der Vorlage von Messkonzepten (Nr. 1 und Erklärung nach Nr. 2) ist unklar, in welchem Verhältnis der Nachweis zur Testierung steht. Eine Testierung kann, muss aber nicht durch den Netzbetreiber verlangt werden. Was wäre die Rechtsfolge, wenn sich herausstellt, dass das Messkonzept ab 2020 nicht tragfähig ist, der Netzbetreiber das Messkonzept aber nicht beanstandet hat? Hier droht eine Rückabwicklung der EEG-Umlage für die Vergangenheit. Die Entscheidung darüber und die Nachprüfpflicht / Entscheidung über Testatspflicht liegt nach dem Vorschlag wiederum beim Netzbetreiber. Dem Netzbetreiber wird damit eine Aufgabe zugeordnet, die dem EEG-Umlageschuldner zufallen müsste. Es müsste daher klar geregelt werden, dass entweder jedes Messkonzept / jede Erklärung vom Wirtschaftsprüfer ge-

prüft wird oder anderweitig sichergestellt sein, dass es a) nicht zu einer Rückabwicklung kommen kann und b) den Netzbetreiber hier keine Regressansprüche treffen (Ausfall des EEG-Umlageschuldners). Einfacher wäre es z. B. für die Übergangszeit einfach eine Schätzung ohne weitere Anforderungen nach Abs. 4 bis 6 zuzulassen, die der Netzbetreiber überprüfen muss. Zumindest sollte klargestellt werden, ob die Anforderungen nach Absatz 7 Satz 2 Nr. 1 und Nr. 2 kumulativ vorliegen müssen oder ob diese für die jeweiligen Jahresabrechnungen separat zu betrachten sind. Nach dem Vorschlag erschließt sich nicht, ob für die Einhaltung von Absatz 1 im Rahmen der Abrechnung des Jahres 2018 alleinig die Vorlage des Messkonzeptes nach Nr. 1 als Nachweis ausreichend ist, oder ob es darauf ankommt, dass (später) die Erklärung nach Nr. 2 auch vorgelegt wird. Mit der gegenwärtigen Formulierung wäre es sowohl denkbar, dass der Nachweis nach Absatz 1 für die Abrechnung des Jahres 2018 durch das Konzept nach Nr. 1 erbracht wurde und das Jahr 2018 damit „abgeschlossen“ ist und geschätzt werden durfte. Es wäre andererseits auch denkbar, dass die Vorlage des Konzeptes nach Nr. 1 zwar erstmal ausreicht, aber nur wenn die Erklärung nach Nr. 2 im Folgejahr noch vorgelegt wird. Sollte die Erklärung dann nicht vorgelegt werden, wäre folglich der Nachweis der Einhaltung von Absatz 1 gescheitert und die Endabrechnung des Jahres 2018 wäre wieder zu korrigieren, da nicht hätte geschätzt werden dürfen.

2.16.7. Leistungsverweigerungsrecht, Abs. 8

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die Aufnahme eines Leistungsverweigerungsrecht, das wir in unserer Stellungnahme zum BMWi-Eckpunktepapier angeregt hatten.

Inwieweit Nr. 3 (Abgrenzung der Strommengen muss in entsprechender Anwendung von Abs. 4 bis 6 erfolgt sein), für offene, in der Vergangenheit liegende Fälle tatsächlich anwendbar ist, hängt maßgeblich davon ab, wie die entsprechende Auslegung vorzunehmen ist. Der BDEW geht davon aus, dass jedenfalls die in Nr. 3 genannten Angaben auch nachträglich gemacht werden können, da andernfalls der Anwendungsbereich erheblich eingeschränkt wäre. Aus Sicht des BDEW muss es möglich sein, dass dann, wenn der Netzbetreiber – notgedrungen – geschätzt und darauf abgerechnet hat, diese Schätzung grundsätzlich nicht nochmal hinterfragt wird. Da sich das Leistungsverweigerungsrecht aber auf den Zeitraum vor 2018 bezieht, werden diese Sachverhalte wohl abgeschlossen sein und nur noch die Fälle offen (und einem Leistungsverweigerungsrecht zugänglich), in denen Streit über die Höhe der Strommengen oder die zu zahlende EEG-Umlage bestand und immer noch besteht.

2.16.8. Antragsverfahren BesAR, Abs. 9

Beim letzten Satz des Regelungsvorschlags ist fraglich, was unter „Angabe“ zu verstehen ist. Hiervon kann eine Zahl erfasst werden, aber auch eine Berechnungsmethodik für eine Schätzung, die dieser Zahl letztlich zugrunde liegt. Eine Zahl kann aber nur dann als unwiderleglich korrekt vermutet werden, wenn sie sich nicht über die jeweiligen Antragsjahre hin verändert

hat. Hat sie sich verändert, muss sich die unwiderlegliche Vermutung auf die Berechnungsmethodik beziehen. Dies sollte daher der Klarstellung halber noch im Regelungsentwurf präzisiert werden, damit für Antragssteller und das BAFA die Voraussetzungen eindeutig sind.

2.16.9. Reine Erzeugungssachverhalte

Eine in der Praxis häufig vorkommende Fallkonstellation, die sich im Regelungsvorschlag nicht ausdrücklich wiederfindet, ist der ausschließliche Erzeugungssachverhalt mit Drittbelieferungsanteil.

Beispiel: Mehrere Erzeugungsanlagen verschiedener Betreiber speisen die erzeugte Energie über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt ein. Betreiber der Leitungen und der Trafostation ist eine weitere gemeinsame Betreibergesellschaft.

Ungeachtet der Interpretation des gegenwärtigen Rechtsrahmens und einer Lösung der Problematik über die angedachten Schätzverfahren auch für in der Vergangenheit noch offene Fälle, regt der BDEW an, dass das BMWi prüft, ob auch die Umlagebefreiung von Drittbelieferungen anderer Stromerzeugungsanlagen sowie der entstehenden Leitungs- und Trafoverluste als Kraftwerkseigen- und Drittverbrauch in diesem eng zu umgrenzenden Ausnahmesachverhalt des Stromverbrauchs zur reinen Stromerzeugung sachgerecht ist.³ Denn diese Verbräuche sind als Kraftwerkseigenverbrauch in den ähnlich gelagerten Eigenversorgungsfällen umlagefrei.⁴ Für eine ausführliche Darstellung des Sachverhalts und weitere Argumentationsansätze verweisen wir auf unsere Stellungnahme zum Eckpunktepapier des Bundeswirtschaftsministeriums zur Abgrenzung selbstverbrauchter von weitergeleiteten Strommengen (Mai 2018).

2.17. Rechtsfolge bei Nichtverwendung von Formularvorlagen (§§ 74, 74a EEG 2017)

Der BDEW begrüßt, dass in das EEG 2017 eine Verpflichtung aufgenommen werden soll, Basisangaben und Strommengen unter Verwendung von Formularvorlagen zu melden, sofern Netzbetreiber solche zur Verfügung stellen. Um in der Praxis die Diskussion zu vermeiden, ob es sich um eine reine Ordnungsvorschrift handelt, sollte auch explizit die Rechtsfolge genannt werden, die eintritt, wenn diese formalen Angaben nicht erfüllt werden (Sanktionsfolge des § 61g EEG 2017).

³ Zur Begründung, warum Leitungs- und Trafoverluste als „Strom zur Stromerzeugung“ befreit sind, siehe beispielhaft auch FG Brandenburg, Urteil vom 10. Januar 2018 – 1 K 1142/16 zu § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG.

⁴ Vgl. Leitfaden der Bundesnetzagentur zur Eigenversorgung, S. 52 f. (jedenfalls wenn die weiteren Merkmale der Eigenversorgung vorliegen).

3. Artikel 2 – Änderung des KWKG

3.1. Kurzfristige Verlängerung des KWKG 2016 (neu) bis zum Jahr 2025

Zur Herstellung von Investitionssicherheit für die weitere Dekarbonisierung der KWK ist eine kurzfristige Verlängerung des KWKG 2016 (neu) bis zum Jahr 2025 erforderlich.

Zur Verlängerung des KWKG 2016 (neu) sind folgende Änderungen im Gesetzestext des KWKG 2016 (neu) nötig:

§ 6 Abs. 1 Nr. 1

„Betreiber von neuen, modernisierten oder nachgerüsteten KWK-Anlagen im Sinn des § 5 Absatz 1 Nummer 1 haben gegenüber dem Netzbetreiber, mit dessen Netz ihre KWK-Anlage unmittelbar oder mittelbar verbunden ist, einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags für KWK-Strom nach Maßgabe der Absätze 2 bis 5 sowie der §§ 7 bis 11, wenn

- 1. die Anlagen bis zum 31. Dezember 2022 **2025** in Dauerbetrieb genommen wurden, ...“*
- 2.*

§ 8c Satz 2

*„Die Bundesregierung legt rechtzeitig einen Vorschlag für das jährliche Ausschreibungsvolumen für die Jahre ab 2022 **2025** vor.“*

§ 18 Abs. 1 Nr. 1

„..., wenn

- 1. die Inbetriebnahme des neuen oder ausgebauten Wärmenetzes spätestens bis zum 31. Dezember 2022 **2025** erfolgt, ...“*

§ 22 Abs. 1 Nr. 1

„..., wenn

- 1. die Inbetriebnahme des neuen Wärmespeichers bis zum 31. Dezember 2022 **2025** erfolgt, ...“*

Begründung:

Zur Herstellung von Investitionssicherheit für den Ersatz von Kohle-KWK durch Erdgas-KWK muss das KWKG in einem ersten Schritt kurzfristig bis zum Jahr 2025 verlängert werden, weil Großprojekte (Realisierungszeit 4 bis 7 Jahre) nicht bis zum derzeitigen Auslaufen des KWKG am 31.12.2022 realisiert werden können. Insofern sollten jetzt schnell Rahmenbedingungen geschaffen werden, die für die Wärmeversorgungsunternehmen eine sichere Investitionsgrundlage bieten. Denn diese braucht es ganz dringend, weil es sich um Investitionen im zwei- bis dreistelligen Millionenbereich handelt. Ohne die - lange Zeit in Anspruch nehmende - Transformation der KWK-/Wärmenetzsysteme wird die Wärmewende in Städten und damit die Energiewende insgesamt nicht gelingen. Deshalb ist es so wichtig, die Weichen jetzt richtig zu stellen.

3.2. Aufnahme der 25 %-Modernisierungen in die Übergangsbestimmungen

Der BDEW begrüßt es ausdrücklich, dass die KWK-Anlagenmodernisierungen mit einer Investitionstiefe von 25 Prozent und mehr in den Übergangsbestimmungen nach § 35 Abs. 14 des KWKG (Änderung Nr. 19. im Gesetzesentwurf zum EnSaG) ergänzt werden sollen. Damit wird erreicht, dass diese modernisierten KWK-Anlagen Ansprüche auf Zahlung von KWK-Zuschlägen nach dem KWKG geltend machen können, sofern sie noch in diesem Kalenderjahr in Wiederbetrieb gehen. Dafür ist jedoch ein zeitlicher Vorlauf nötig, der nur mit einer zeitnahen Gesetzesänderung geschaffen werden kann.

3.3. Vorschlag zur KWK-Bestandsanlagenförderung mit anteiliger Verrechnung

§13 Absatz 3 Satz 1 KWKG 2016 (neu) wird mit Wirkung zum 1. Januar 2019 wie folgt geändert:

„Der Zuschlag für bestehende KWK-Anlagen ab einer elektrischen Leistung von mehr als 2 Megawatt beträgt

- 1. für den Anteil der elektrischen KWK-Leistung bis zu 50 Megawatt 1,5 Cent je Kilowattstunde,*
- 2. für den Anteil der elektrischen KWK-Leistung von mehr als 50 Megawatt bis zu 200 Megawatt 1,3 Cent je Kilowattstunde,*
- 3. für den Anteil der elektrischen KWK-Leistung von mehr als 200 Megawatt bis zu 300 Megawatt 0,5 Cent je Kilowattstunde,*
- 4. für den Anteil der elektrischen KWK-Leistung von mehr als 300 Megawatt bis zu 450 Megawatt 0,3 Cent je Kilowattstunde.“*

Dabei bedeutet "anteilige Verrechnung": Eine Beispielanlage mit 55 MW rutscht mit dem Überschreiten der 50 MW-Grenze nicht auf 1,3 Cent/kWh, sondern für die kWh, die den ersten 50 MW entsprechen, erhält der Anlagenbetreiber 1,5 Cent/kWh. Nur die kWh, die den 5 MW oberhalb der 50 MW-Grenze entsprechen, werden mit 1,3 Cent/kWh vergütet. Somit werden extreme Sprünge in der Vergütung an den Leistungsklassengrenzen vermieden (keine "Abschneidegrenzen") und gleitende Übergänge realisiert. Dennoch senkt der Vorschlag den Bestandszuschlag für die großen KWK-Anlagen ab, bei denen die Prognos AG eine Überförderung errechnet hatte. Die beschriebene Vergütungslogik ist seit langem auch im EEG bekannt und überdies in § 7 des KWKG für neue, modernisierte und nachgerüstete KWK-Anlagen in der Anwendung. Sie wird mit obenstehendem Vorschlag auf die Bestandsanlagenförderung übertragen.

Darüber hinaus soll der Bestandsanlagenzuschlag bis 2022 fortgesetzt werden:

§ 13 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

*„(2) Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags besteht für KWK-Strom aus bestehenden KWK-Anlagen, der bis zum **31. Dezember 2022** in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird.“*

Begründung:

Seit den letzten Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit der KWK-Bestandsanlagen sind die Gaspreise deutlich gestiegen. Darüber hinaus eignet sich der kurze Betrachtungszeitraum von wenigen Monaten, der für die Berechnungen gewählt worden ist, nicht für Aussagen über die längerfristige Wirtschaftlichkeit der Gas-Bestandsanlagen. Bei einzelnen Anlagen mussten darüber hinaus Teilwertabschreibungen vorgenommen werden, weil die Kapitalkosten noch nicht verdient worden sind. Bei den Anlagen sind immer wieder auch Erneuerungsmaßnahmen notwendig, die nicht über eine Modernisierungsförderung finanzierbar sind, so zum Beispiel der Tausch von Turbinenschaufeln. Zusätzlich sind bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen die hohen Wirkungsgrade von Neuanlagen zugrunde gelegt worden. Diese spiegeln jedoch nicht die Realität bei Bestandsanlagen im laufenden Betrieb wider. Zusätzlich haben die Regelungen des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG) bei vielen KWK-Bestandsanlagen zu einer Reduzierung der Vermiedenen Netzentgelte um 55 Prozent geführt. Diese Verluste können von bestehenden Anlagen nicht durch ein Einpreisen bei der Gebotsabgabe für die KWK-Ausschreibung ausgeglichen werden. Hier bietet der Bestandszuschlag nach obigen Vorschlag zumindest eine Teilentlastung.

3.4. Verschärfung der Kriterien für die KWK-Bestandsanlagenförderung

Der Kabinettsentwurf zum EnSaG sieht in Artikel 2 (KWKG) unter Nummer 11 eine erneute Verschärfung der Kriterien für KWK-Bestandsanlagen, die Anspruch auf den Bestandsanlagenzuschlag haben, vor. Diese ist überflüssig und wird vom BDEW entschieden abgelehnt. Diese Änderung zu § 13 Abs. 1 KWKG 2016 muss ersatzlos gestrichen werden.

Begründung:

Die EU-Kommission hat das KWKG 2016 in der geltenden Fassung beihilferechtlich genehmigt. Dem Umstand der veränderten Wirtschaftlichkeiten von großen KWK-Bestandsanlagen trägt obiger Punkt 3 Rechnung. Ansonsten hat sich an der Ausgangslage für die Bestandsanlagenförderung nichts verändert. Die kurzfristig in den Gesetzentwurf aufgenommene Verschärfung u.a. im Hinblick auf die Stromeinspeisung bzw. -lieferung „nahezu ausschließlich ... über ein Netz der allgemeinen Versorgung oder ein geschlossenes Verteilnetz“ würde den Kreis der KWK-Bestandsanlagen mit Anspruch auf die Bestandsförderung nach erster Einschätzung deutlich einschränken. Dies entspricht nicht der Intention des Gesetzgebers und würde nach der Verschärfung durch das EEG-Änderungsgesetz im Juli 2017 eine weitere Einengung des Kreises der berechtigten Anlagen nach sich ziehen, ohne dass dafür eine beihilferechtliche oder andere Notwendigkeit besteht. Die in der Gesetzesbegründung enthaltene Beschreibung von „nahezu ausschließlich“ in Höhe von 1 Prozent ist zudem praxisfremd: bereits Pumpen zur Verteilung der Fernwärme können in vielen Fällen mehr als 1 Prozent der in den KWK-Bestandsanlagen produzierten Strommengen verbrauchen. Dann wäre aber der Bestandsanlagenzuschlag selbst für KWK-Anlagen in der allgemeinen Versorgung (Stadtwerke) ausgeschlossen und somit konträr zum Regelungszweck. Darüber hinaus würde diese Änderung in getätigte Geschäfte eingreifen, weil die Terminvermarktung von Strommengen aus KWK-Bestandsanlagen für 2019 bereits erfolgt ist.

3.5. Erhöhung des Kohle-Ersatzbonus

Der geltende Kohle-Ersatzbonus nach § 7 Abs. 2 KWKG 2016 (neu) ist mit 0,6 Cent/kWh deutlich zu gering bemessen. Um seine Klimaschutzwirkung zu entfalten, sollte er deutlich erhöht werden. Berechnungen zeigen, dass bei einer Stilllegung der gesamten Kohle-KWK-Anlagen 1,2 bis 1,5 Cent/kWh notwendig sind. Folgende Änderung ist daher erforderlich:

§ 7 Abs. 2 Satz 1 wird wie folgt gefasst:

*„Der Zuschlag für KWK-Strom nach Absatz 1 erhöht sich insgesamt um weitere ~~0,6~~
1,2 Cent je Kilowattstunde für den KWK-Leistungsanteil, der die elektrische KWK-Leistung einer bestehenden KWK-Anlage ersetzt, die Strom auf Basis von Stein- oder Braunkohle gewinnt. Ein Ersatz im Sinne von Satz 1 liegt vor, wenn...“*

Begründung:

Selbst wenn nicht die gesamte KWK-Anlage auf Kohlebasis stillgelegt werden müsste, sondern nur der Kohledampferzeuger (als für die CO₂-Emissionen verantwortliches Bauteil), sind 0,6 Cent/kWh zu knapp bemessen. Um den „fuel switch“ von Kohle nach Gas oder anderen emissionsärmeren Brennstoffen schnell voranzutreiben, ist die oben dargestellte Anhebung erforderlich. Viele Stadtwerke stehen jetzt vor Investitionsentscheidungen im 2- bis 3-stelligen Millionenbereich. Diese werden nur zugunsten des Klimaschutzes gefällt, wenn entsprechende Rahmenbedingungen im KWKG kurzfristig für Planbarkeit sorgen.

3.6. Klarstellung zum Kohle-Ersatzbonus bei Dampfsammelschienenanlagen

Zur Klarstellung muss im Gesetzestext ein Satz in § 7 Abs. 2a (neu) des KWKG 2016 (neu) ergänzt werden.

„(2a) Bei Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 50 Megawatt ist Absatz 2 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass der Ersatz eines bestehenden Dampferzeugers, der Dampf auf Basis von Stein- oder Braunkohle erzeugt, dem Ersatz einer bestehenden KWK-Anlage gleichzustellen ist. **Für den Ersatz eines bestehenden Dampferzeugers nach Satz 1 durch einen Neubau einer KWK-Anlage gilt Entsprechendes.** In diesen Fällen wird der nach Absatz 2 erhöhte Zuschlag nur für den Anteil der förderfähigen Vollbenutzungsstunden nach § 8 Absatz 2 gewährt, der dem Anteil des ersetzten Dampferzeugers im Verhältnis zu den übrigen Dampferzeugern in der Anlage entspricht; die Abgrenzung des Stroms, für den der erhöhte Zuschlag gewährt wird, gegenüber anderem Strom, der in der Anlage erzeugt wird, hat nach aktuellem Stand der Technik zu erfolgen.“

Begründung:

Die Änderung im Gesetzestext erfolgt ausschließlich, um die in der Begründung zum Kabinettentwurf bereits dargelegte Intention abzubilden, dass im Fall des Ersatzes eines Dampferzeugers einer Dampfsammelschienen-KWK-Anlage durch einen Neubau einer KWK-Anlage in „Stand-Alone“-Betriebsweise ebenfalls ein Kohleersatzbonus zu gewähren ist.

3.7. Teilmodernisierungen von Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen

Der BDEW begrüßt den Änderungsvorschlag grundsätzlich, der nach erster Bewertung geeignet scheint, die bestehenden Rechtsunsicherheiten zu beseitigen. Der BDEW teilt weitestgehend die juristische Einschätzung des Gesetzgebers, dass in Bezug auf Dampfsammelschienenkonstellationen eine Rechtsunsicherheit im Zusammenhang mit dem derzeitigen KWK-Anlagenbegriff besteht. Diese Unsicherheit kann auch zum Nachteil des Anlagenbetreibers reichen. Dies wird bereits durch den vom Bundesgerichtshof überraschend weit interpretierten Anlagenbegriff bei Solaranlagen verdeutlicht (s. Urteil vom 4. November 2015, Az. VIII ZR 244/14). Das entsprechende Urteil kam für die allermeisten Anlagen- und Netzbetreiber überraschend, so dass der Gesetzgeber dies im Zuge des EEG 2017 korrigieren musste. Insofern besteht auch Änderungsbedarf hinsichtlich des KWK-Anlagenbegriffs bei Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen.

Der BDEW begrüßt das Ansinnen, dass auch in Zukunft grundsätzlich die Möglichkeit einer Modernisierung von KWK-Anlagen mit Dampfsammelschienen gewährt wird. Die Regelungen im Gesetzestext werden diesem jedoch noch nicht gerecht.

In Hinblick auf die Auswirkungen auf die künftige Förderung von Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen bittet der BDEW um Prüfung und behält sich selbige vor, inwieweit eine Anhebung etwa der Förderhöhe (ct/kWh) für Dampfsammelschienen oder der vergütungsfähigen VBh womöglich ungewollten Förderkürzungen entgegenwirken könnte.

Der BDEW sieht im Falle der Änderung des KWK-Anlagenbegriffs bei Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen allerdings noch folgenden Nachbesserungsbedarf: der Gesetzentwurf muss in der Gestalt geändert werden, dass bei der sukzessiven Umstellung (Teilmodernisierung) von einzelnen Kohle- und Gas-Dampferzeugern auf klimafreundlichere Energieträger bzw. effizientere Gastechnologien die laufenden KWK-Zuschläge weiterhin auch für den Strom, der auf die verbleibenden Kohle- und Gas-Dampferzeuger zurückgeht, gezahlt werden. Ansonsten würde der „fuel switch“ in Dampfsammelschienenanlagen immer mit erheblichen wirtschaftlichen Einbußen verbunden sein und deshalb nicht stattfinden. Somit würde das EnSaG das Gegenteil vom Gewünschten – mehr Klimaschutz – erreichen.

Hierfür sollte der im Gesetzentwurf vorgeschlagene § 6 Abs. 1a um folgenden Satz erweitert werden:

"Besteht für Strom aus der Dampfsammelschienen-KWK-Anlage ein anderweitiger Zuschlagszahlungsanspruch nach diesem Gesetz für Strom, der auf Basis von festen Brennstoffen, Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen gewonnen wird, bleibt dieser Zuschlagszahlungsanspruch vom Anspruch nach Absatz 1 sowie Satz 1 unter Berücksichtigung der Abgrenzung nach Satz 2 unberührt."

Dieser Zusatz erhält für in der Dampfsammelschienen-KWK-Anlage bestehende Kohlekessel sowie für Kessel, die mit sonstigen Einsatzstoffen befeuert werden, den Zuschlagsanspruch, bis dieser nach bestehender Förderung ausläuft. Ansonsten würde die Neuregelung der Modernisierungsvoraussetzungen dazu führen, dass Bestandsförderungen für Teile einer Dampfsammelschiene abgeschnitten werden würden. Dies würde die politisch erwünschte, sukzessive Modernisierung von Dampfsammelschienen-Anlagen aufgrund von Unwirtschaftlichkeit konterkarieren.

Außerdem hat der BDEW zu dem konkreten Änderungsvorschlag noch folgende Anmerkungen:

Zu § 2:

Die Formulierung

„mindestens zwei Dampferzeuger und eine Dampfturbine oder ein Dampferzeuger und zwei Dampfturbinen“

ist mehrdeutig hinsichtlich des nur einmal vorkommenden Wortes „mindestens“. Es ist nicht herauslesbar, ob es sich auf alle Zahlenangaben beziehen soll.

Auf den ersten Blick ergibt sich zudem ein Widerspruch zwischen der Definition in § 2 Nr. 6a, wonach Dampfentspannungseinrichtungen sowie Endkundenanlagen, jeweils an Dampfsammelschienen angeschlossen, keine Dampfturbinen im Sinne der Definition sein sollen, nach den Definitionen in Nr. 8a und Nr. 29a aber Bestandteile der beliefernden KWK-Anlage. Hier könnte im Gesetzeswortlaut zu Nr. 8a und Nr. 29a, jeweils im zweiten Teilsatz, Folgendes eingefügt werden:

"Endkundenanlagen/Dampfentspannungseinrichtungen sind unbeschadet von Nr. 6a Bestandteil"

Im Sinne der Transparenz und Anwenderfreundlichkeit regt der BDEW an, zu prüfen, ob anstatt in den Begriffsbestimmungen die Anlagenzusammenfassung, sofern diese durch die Nr. 8a bezweckt ist, in einer eigenständigen Vorschrift geregelt werden könnte sowie ggf. deren Anwendung auf Altsachverhalte in einer dazugehörigen Übergangsbestimmung.

Die Definition des § 2 Nr. 6a sollte zudem – wie in der Begründung anklingend – eindeutiger formuliert werden, um klarzustellen, dass an dieser Stelle keine reinen Wärmeversorgungs-Schienen ohne abgehende Verstromung an einer Dampfturbine gemeint sind.

Zu § 35:

Der BDEW begrüßt die neue Übergangsregelung in § 35 Abs. 16. Allerdings sollten die Übergangsfristen hier vom 22. März 2018 auf den „30. Juni 2019“, mindestens jedoch auf den 31. Dezember 2018, verlängert werden. Dies würde den Unternehmen, die eine Teilmodernisierung bereits planen, noch eine Umsetzung nach alter Rechtslage ermöglichen. Der im Regelungsvorschlag vorgesehene 22. März 2018 stellt für die betroffenen Anlagenbetreiber kein

valides Datum dar, das für eine Differenzierung zwischen alter und neuer Rechtslage geeignet ist, weil zu diesem Zeitpunkt keinerlei konkrete Regelungsinhalte vorlagen oder bekannt waren.

3.8. Ausschluss der Kumulierung im KWKG

3.8.1. KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 20 Kilowatt

Der BDEW lehnt das in § 7 Abs. 6 vorgesehene unkonditionierte Kumulierungsverbot für Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 20 Kilowatt ab. Der BDEW schlägt stattdessen vor, es in die Verantwortung des künftigen KWK-Anlagenbetreibers zu übergeben, anhand geeigneter Unterlagen gegenüber dem BAFA darzulegen, dass bei einer Kumulierung der Förderungen keine Überförderung der entsprechenden KWK-Anlage stattfindet. So können die in der Begründung des Fraktionsentwurfs des Gesetzes dargestellten Probleme des BAFA behoben werden, nicht mit vertretbarem Aufwand prüfen zu können, ob bei der Kumulierung von KWKG- und anderen Förderungen für solche KWK-Anlagen eine Überförderung vorliege oder nicht.

Der geltende § 7 Absatz 6 KWKG 2016 könnte dafür durch folgende Ergänzung präzisiert werden:

„Der Anlagenbetreiber hat die kumulierte Förderung sowie die Differenz zwischen den Gesamtgestehungskosten der Stromerzeugung der KWK-Anlagen und dem Marktpreis mit seinem Zulassungsantrag in geeigneter Form gegenüber dem BAFA darzulegen. Nimmt der Anlagenbetreiber einen Investitionszuschuss für die KWK-Anlage erst nach Zulassung derselben in Anspruch, obliegt die Prüfungsverpflichtung unter Berücksichtigung von Satz 1 derjenigen Stelle, die den Investitionszuschuss gewährt.“

Länderinvestitionsprogramme sollten entsprechend flexibel ausgestaltet werden, so dass bei drohender Überkompensation in Kombination mit der KWKG-Förderung nur ein Teil der maximalen Investitionszuschüsse in Anspruch genommen werden kann.

Mit diesen einfachen Änderungen ist ein absolutes Kumulierungsverbot nicht erforderlich. Ein solches wäre darüber hinaus im Sinne des weiteren Ausbaus der KWK kontraproduktiv und würde den Bundesländern die Möglichkeit für Länderprogramme zur Unterstützung der KWK nehmen. Dies kann nicht Intention des Gesetzgebers sein.

Insoweit ist zu beachten, dass bei EEG-Anlagen nach dem vergleichbaren § 80a EEG 2017 nur der Bund, das Land oder deren Kreditinstitut prüfen müssen, ob bei einer parallelen Inanspruchnahme von Förderung nach dem EEG und eines Investitionszuschusses von deren Seite eine Überförderung vorliegt. Die EEG-Förderung, die eine Vollkostenkompensation gewährleisten soll, wird bei einer Überförderung nicht eingeschränkt, sondern nur der Investitionszuschuss. Der unbedingte Förderausschluss nach dem KWKG-Gesetz, das zumindest bei größeren Anlagen nur eine Teilkostenkompensation gewährleistet, ist daher im Vergleich zum EEG inkonsistent und überzogen.

3.8.2. KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 20 Kilowatt

Für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 20 Kilowatt könnte man es hingegen bei der vorgeschlagenen Regelung belassen („Für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 20 Kilowatt ist eine Kumulierung mit einem Investitionszuschuss zulässig, ...“).

3.9. Fördergrundlagen

Die **kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe** nach § 4 Abs. 2 Satz 2 KWKG 2016 sollte gesetzlich auch auf Anlagen erstreckt werden, die der verpflichtenden Direktvermarktung nach § 4 Abs. 1 KWKG 2016 bzw. der Ausschreibungspflicht nach § 8a KWKG 2016 unterliegen. § 3 KWKG 2016 sollte hierfür wie in § 11 Abs. 2 EEG 2017 durch folgenden neuen Absatz 4 ergänzt werden:

„Soweit KWK-Strom aus einer KWK-Anlage, die an das Netz des Anlagenbetreibers oder einer dritten Person, die nicht Netzbetreiber ist, angeschlossen ist, mittels kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe in ein Netz eines Netzbetreibers angeboten wird, ist Absatz 1 entsprechend anzuwenden, und der Strom ist für die Zwecke dieses Gesetzes so zu behandeln, als wäre er in das Netz des Netzbetreibers eingespeist worden.“

Eine kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe zur physikalischen Abnahme des KWK-Stroms durch den Netzbetreiber ist gegenwärtig nach § 4 Abs. 2 Satz 2 KWKG nur in Form der kaufmännischen Abnahme auf Fälle der Ankaufspflicht des Stroms beschränkt. Anlagen oberhalb von 100 kW und insbesondere Anlagen mit Ausschreibungspflicht dürfen dann nicht kaufmännisch-bilanziell einspeisen. Auch der BGH⁵ hat ein Deklarationsrecht eines Anlagenbetreibers, dass bestimmte Strommengen aus seiner Anlage eingespeist werden sollen, und bestimmte nicht, bei fehlender physikalischer Trennbarkeit verneint.

Bei KWK-Anlagen, die dem Ausschreibungsregime unterliegen, ist allerdings die Möglichkeit einer virtuellen Volleinspeisung über eine „kaufmännisch-bilanzielle Weiterleitung“ erforderlich, da diese grundsätzlich nicht zur Eigenversorgung genutzt werden dürfen. In den meisten Fällen **liegen** aber zwischen der Anlage und dem Netz Verbrauchseinrichtungen des Anlagenbetreibers, die physikalisch aus der Anlage beliefert werden würden.

Der BDEW fordert außerdem, dass die Regelung zu **negativen Preisen** in § 7 Abs. 7 KWKG 2016 auf „KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von „mehr als 100 Kilowatt“ beschränkt sein sollte. Die Vorgaben der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU zwingen den nationalen Gesetzgeber nicht zu einer Erstreckung der Negative-Preise-Regelung auf sämtliche in Frage kommenden KWK-Anlagen, sondern ermöglichen eine Anwendung oberhalb eines Schwellenwertes. Aufgrund der geringen Marktrelevanz von Klein- und Kleinst-KWK-Anlagen bis mindestens 100 kW hilft die Anwendung der Regelungen für diese Anlagen außerdem nicht, negative Preise zu vermeiden. Darüber hinaus sorgt die Umsetzung dieser

⁵ Urteil vom 4. März 2017, Az. VIII ZR 110/14, Rdn. 42.

Regelung bei Betreibern von Klein- und Kleinst-KWK-Anlagen und bei Netzbetreibern für erhebliche Probleme. Diese Anlagen sind nur mit Arbeitsmesseinrichtungen ausgestattet. Dies zwingt die Netzbetreiber zur Anwendung der Sanktion nach § 15 Abs. 4 Satz 2 KWKG 2016, weil keine zeitgenauen Messwerte für die jeweilige Dauer der negativen Preise generiert werden können. Dies führt, da es sich um eine Sanktion handelt, aber nicht wie bei § 7 Abs. 7 KWKG 2016 zu einer entsprechenden Förderverlängerung, sondern zu einer gleichbleibenden Förderdauer und darüber hinaus wegen der Sanktion faktisch zu einer Förderkürzung, ohne dass ein Anlagenbetreiber dies ändern kann.

3.10. KWKG-Umlage

In § 27c KWKG 2016 sollte klargestellt werden, dass die Privilegierung nur für denjenigen Strom anzuwenden ist, der unmittelbar dem Fahrbetrieb zuzuordnen ist. Der Verweis auf die Abnahmestellendefinition aus § 65 Abs. 7 Nr. 1 EEG 2017 ist insoweit ausweislich entsprechender Streitigkeiten mit Betreibern von Schienenbahnen nicht hinreichend eindeutig.

§ 27c Abs. 1 Satz 1 KWKG 2016 sollte hierfür wie folgt gefasst werden

„Für Schienenbahnen nach § 3 Nummer 40 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, deren Jahresverbrauch für den unmittelbar dem Fahrbetrieb zuzuordnenden Strom an einer Abnahmestelle mehr als 1 Gigawattstunde beträgt, ist die KWKG-Umlage abweichend von § 26 so begrenzt, dass sich das Netzentgelt für unmittelbar dem Fahrbetrieb zuzuordnende und selbst verbrauchte Strombezüge...“.

Durch die Änderung wird klargestellt, dass sich das Unmittelbarkeitskriterium sowohl auf den Sockelbetrag als auch auf die darüberhinausgehenden Strombezüge bezieht. Gerade Erstes wird von einigen Schienenbahnenunternehmen bezweifelt.

4. Artikel 3 – Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

4.1. Änderungen zum Redispatch und den Pflichten der Netzbetreiber

4.1.1. Vorbemerkungen

Die Bundesregierung hat im vorliegenden Gesetzesentwurf einen Vorschlag zur Zusammenführung der bislang unterschiedlichen Regimes vorgelegt, nach denen die Netzbetreiber im Falle von Netzengpässen auf Erneuerbare-Energien-(-EE) und KWK-Anlagen einerseits (bislang sog. Einspeisemanagement) und konventionelle Kraftwerke andererseits (sog. Redispatch) zugreifen. Damit sollen die Netzführung optimiert sowie die Kosten für die Behebung von Netzengpässen gesenkt werden. Dieser Vorschlag soll durch die Streichung der §§ 14, 15 und 18 EEG (Artikel 1) und der gleichzeitigen Anpassung der §§ 13, 13a und 14 EnWG (Artikel 3) erfolgen. Darüber hinaus soll die Einfügung eines neuen § 11a in die aktuelle StromNZV den bilanziellen Ausgleich in diesen Fällen regeln.

Die volkswirtschaftlich effiziente Gewährleistung der Systemsicherheit, nicht zuletzt im Zusammenhang mit dem Engpassmanagement, ist unstrittig für das Gelingen der Energiewende von außerordentlicher Bedeutung. Grundsätzlich erscheinen dem BDEW die Bemühungen des BMWi nachvollziehbar und sinnvoll, die volkswirtschaftlichen Kosten durch ein effizienteres Engpassmanagement zu senken und die Aufrechterhaltung eines verlässlichen und sicheren Betriebes der Verbundsysteme in Deutschland und Europa zu ermöglichen. Der BDEW unterstützt alle Bemühungen, Rahmenbedingungen für ein effizienteres Engpassmanagement zu schaffen, insofern dabei unter Klimaschutzgesichtspunkten eine möglichst geringe Berücksichtigung von Strom aus Erneuerbare Energien stattfindet und die Berücksichtigung der Auswirkungen auf die Wärmeversorgung der KWK-Anlagen gewährleistet ist.

Wie in der Studie „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“ dargelegt, können eine höhere Engpasssensitivität von Maßnahmen sowie eine verbesserte Synchronität im Agieren von ÜNB und VNB unter Umständen zu Effizienzsteigerungen führen. Die Studie bleibt jedoch jede Aussage über die Kosten des Systemwechsels wie auch das Maß der Steigerung der systemischen Leistungsfähigkeit schuldig.

Vor diesem Hintergrund betont der BDEW, dass Redispatch grundsätzlich als Ausnahme und demzufolge marktliche Instrumente zum Engpassmanagement als Regelfall eingeordnet werden sollten. Der BDEW hat bereits im Rahmen seiner Stellungnahmen zu den Entwürfen einer Binnenmarktrichtlinie Strom, der Binnenmarktverordnung Strom, der Risikovorsorge-Verordnung, der ACER-Verordnung vom 23. Februar 2017 sowie in seinem Short Paper „Redispatch als Teil des marktlichen Engpassmanagements“ das marktliche Engpassmanagement grundsätzlich befürwortet. Wesentliche Voraussetzungen für ein marktbasiertes Engpassmanagement sind dabei das Vorhandensein eines ausreichenden Wettbewerbs mehrerer Anbieter wie auch ein erwiesenes Maß an Nachfrage in Form eines oder mehrerer Engpässe.

Darüber hinaus unterstützt der BDEW innerhalb der gewählten Logik der o.g. Studie eine weiterführende Betrachtung der Möglichkeit der Berücksichtigung der Netzreserve im Redispatch mit dem Ziel einer effektiven und kosteneffizienten Engpassbewirtschaftung. Die Effizienz so-

wie Nachhaltigkeit einer, gegenüber EE- und KWK-Anlagen, vorrangigen Nutzung der Netzreserve im Redispatch ist hierbei entsprechend sicher zu stellen. Grundsätzlich wird die Aufweichung des Einspeisevorranges von Teilen der Branche nach wie vor kritisch betrachtet.

In diesem Zusammenhang ist allen Anpassungen unter der Maxime der Erreichung des volkswirtschaftlichen Optimums zu Grunde zu legen, dass eine Gleichstellung von EE und konventionellen Anlagen hinsichtlich Vergütung wie auch aller transparenzschaffenden Maßnahmen zu berücksichtigen ist. Um der Umsetzung eines planwertbasierten Verfahrens zu entsprechen, ist dieses Ziel explizit in den Gesetzentwurf aufzunehmen. Zudem sind in diesem Zusammenhang Form und Umfang des für das künftige Engpassmanagement benötigten Datenaustauschs zu regeln. Vor allem die Planungsdaten zu der beabsichtigten Fahrweise, Nichtverfügbarkeiten und dem nutzbaren Redispatch-Potenzial der in § 13a EnWG definierten Anlagen müssen für eine Umsetzung der künftig vorgesehenen Maßnahmen vorliegen. Aus Perspektive der Netzbetreiber ist die Datenbereitstellung durch ein Festlegungsverfahren der BNetzA zu regeln. Erst wenn dieses abgeschlossen ist, sollte die Neuregelung des Einspeisemanagements in Kraft treten. Das aktuell nach § 12 Abs. 4 EnWG eingeräumte Recht, Informationen von Marktakteuren einzufordern, erfüllt diese Voraussetzung nicht, da hierdurch keine Standards und einheitliche Prozesse verpflichtend angewendet werden müssen.

Zwingend zu ergänzen ist im Übrigen eine Regelung zur Anerkennung der Kosten der Netzbetreiber in der ARegV. Wird keine Regelung zur Berücksichtigung der Kosten des § 13a EnWG als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten geschaffen, könnten diese erst im Rahmen des Ausgangsniveaus 2021 ab dem Jahre 2024 in der Erlösobergrenze abgebildet werden, während die Refinanzierung der Kostenbestandteile nach § 15 EEG auf Grund der Aufhebung der Regelung vollständig entfielen. Das Risiko derjenigen Netzbetreiber würde einseitig deutlich erhöht, die einen besonders hohen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Erzeugung leisten und daraus resultierend einen großen Netzausbaubedarf haben.

4.1.2. § 11 EnWG – Pflichten der Netzbetreiber

Änderungsvorschlag:

„§ 11 Betrieb von Energieversorgungsnetzen

*(1) Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. **Sie nehmen diese Aufgabe für ihr Energieversorgungsnetz in eigener Verantwortung wahr und führen Maßnahmen, die sich auf das Netz eines anderen Betreibers von Energieversorgungsnetzen auswirken können, jeweils in Abstimmung mit diesem Netzbetreiber durch.** Sie **Betreiber von Energieversorgungsnetzen** haben insbesondere die Aufgaben nach den §§ 12 bis 16a zu erfüllen. Die Verpflichtung gilt auch im Rah-*

men der Wahrnehmung der wirtschaftlichen Befugnisse der Leitung des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens und seiner Aufsichtsrechte nach § 7a Absatz 4 Satz 3.“

Begründung:

Die Einfügung des Satz 2 unterstreicht den Grundsatz, dass die Netzbetreiber jeweils für ihre Energieversorgungsnetze eigenverantwortlich sind. Diesem Prinzip sowie dem Abstimmungserfordernis der Netzbetreiber untereinander kommt angesichts der künftigen Aufgaben, etwa der geplanten Erweiterung der Regelungsbefugnisse im Rahmen des Redispatch, eine besondere Bedeutung zu, die es an dieser Stelle deklaratorisch zu betonen gilt. Der Prozess des Redispatch-Abrufs muss unbedingt mit dem Verteilernetzbetreiber abgestimmt sein. Dabei sind die spezifischen Vorgaben der §§ 13, 13a und 14 EnWG zu beachten.

4.1.3. § 13 EnWG – Erweiterung der Maßnahmen der Netzbetreiber

Änderungsvorschlag:

Artikel 3, Nr. 3 a) bb)

*„Bei strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs sind abweichend von Satz 1 von mehreren geeigneten Maßnahmen nach Satz 1 Nummer 2 und 3 die Maßnahmen **außerhalb des Regelenergiemarktes** auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen“.*

Begründung:

Für die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen sollten grundsätzlich marktbezogene Maßnahmen vorrangig genutzt werden. Darüber hinaus ist klarzustellen, dass die verschiedenen Maßnahmen wie beispielsweise zur Wiederherstellung der Systembilanz (Regelenergie) von Maßnahmen zum Management von Netzengpässen differenziert werden müssen und keine Vermischung der beiden Instrumente erfolgt. Die Leistungsscheiben der Systembilanz sind nicht standardgemäß für die Erbringung von Redispatch-Maßnahmen vorgesehen und sollten daher klar davon abgegrenzt werden.

Anmerkung:

Der Ansatz, bei der Auswahl für den Einsatz von Redispatch-Maßnahmen die Kostenverursachung der jeweiligen Maßnahmen zu berücksichtigen, wird durch den BDEW grundsätzlich begrüßt. Dieser darf allerdings durch die weiterhin aufgeführte Methodik, welche die kalkulatorischen Kosten, basierend auf einem einheitlichen kalkulatorischen Preis, den tatsächlichen Kosten vorzieht, wie auch durch die „besonderen Maßgaben“ gemäß den Absätzen 1a bis c nicht aufgeweicht werden. Insbesondere im Bereich der KWK sollten durch die vorgeschlagene Methodik weitere Kosten im Wärmenetz, wie für die alternative Wärmebereitstellung etc., ebenfalls berücksichtigt werden.

Soweit die begleitende Gesetzestexterläuterung darauf verweist, dass „die kalkulatorischen Kosten, die allein für den Auswahlmechanismus als fiktive Größe anzusetzen sind, [...] nicht mit tatsächlichen Kosten verwechselt werden [dürfen]“, ist gleichwohl darauf zu achten, dass die kalkulatorischen Kosten nicht allzu sehr von den tatsächlichen Kosten abweichen. Nur so bliebe eine entsprechende Bewertung hinsichtlich der „voraussichtlich insgesamt [...] geringsten Kosten“ durch die vorgeschlagene Methodik möglich.

Eine entsprechende Beurteilung einer Maßnahme könnte auf Basis der Ex-ante, also „Day-Ahead“ bis 14:30 Uhr zu übermittelnden Kosten, d.h. den arbeitsabhängigen sowie den An- und Abfahrtskosten gemäß BDEW „Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ unter Berücksichtigung der Sensitivität wie auch eines Mindestfaktors erfolgen, um einer volkswirtschaftlichen Kostenoptimierung zu entsprechen.

Änderungsvorschlag:

Artikel 3, Nr. 3 b)

„(1a) Im Rahmen der Auswahlentscheidung nach Absatz 1 Satz 2 sind die Verpflichtungen nach § 11 Absatz 1 und 3 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes einzuhalten, indem für Maßnahmen zur Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes kalkulatorische Kosten anzusetzen sind, die anhand eines für alle Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes einheitlichen kalkulatorischen Preises zu bestimmen sind. Der einheitliche kalkulatorische Preis ist so zu bestimmen, dass die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung der Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes nur erfolgt, wenn dadurch in der Regel mindestens das Fünffache und höchstens das Fünfzehnfache an Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung ersetzt werden kann (Mindestfaktor).

(1b) Im Rahmen der Auswahlentscheidung nach Absatz 1 Satz 2 sind unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die Wärmeversorgung aus KWK-Anlagen die Verpflichtungen nach § 3 Absatz 1 und 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes einzuhalten, indem für Maßnahmen zur Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von Anlagen im Sinne von § 3 Absatz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes in Bezug auf die Erzeugung von KWK-Strom nach § 3 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes [...]“

Begründung:

Die Maßnahmen des Engpassmanagements, wie auch die an späterer Stelle angeführte Vergütung, beziehen sich grundsätzlich auf eine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung, so dass ein Bezug an dieser Stelle auf die gesamte Erzeugungsleistung nicht sinnvoll erscheint.

Außerdem sind, um dem Ziel eines effizienten Engpassmanagements zur Erreichung einer volkswirtschaftlichen Kostenoptimierung Rechnung zu tragen, die Rahmenbedingungen des KWK-Kraftwerkseinsatzes entsprechend zu betrachten.

Anmerkung:

Eine genauere Erläuterung zur Bestimmung des einheitlichen kalkulatorischen Preises sollte innerhalb der Erläuterung zum Gesetzestext erfolgen. Die Bestimmung des einheitlichen kalkulatorischen Preises sollte sich sowohl innerhalb der EE wie auch der KWK an den unterschiedlichen Kostenstrukturen der verschiedenen Technologien orientieren, um eine diskriminierungsfreie Abschaltregelung zu ermöglichen.

Da zum Zeitpunkt der Konsultation lediglich die Stellbereiche der Mindestfaktoren („mindestens das Fünffache und höchstens das Fünfzehnfache an Reduzierung“ bzw. Mindestfaktor KWK „mindestens das Zweifache und höchstens das Zehnfache“) bekannt sind, kann an dieser Stelle keine angemessene Einschätzung dieser stattfinden. Die Rahmenbedingungen für deren Festlegung sowie deren Höhe sind frühestmöglich entsprechend darzustellen.

Bei der Nutzung von KWK-Anlagen im Redispatch ist die Nutzung der Wärmescheibe der KWK-Anlage zu berücksichtigen. Entgegen der Erläuterung des Gesetzgebers muss eine Anweisung zur Erbringung einer Redispatch-Maßnahme immer auch die Auswirkung auf der Wärmeseite berücksichtigen, um auch die Versorgungssicherheit des Wärmenetzes zu gewährleisten („Die Frage einer ausreichenden (Ersatz-)Wärmeversorgung fällt in die Risikosphäre des Anlagenbetreibers und kann einer Abregelung der KWK-Anlage generell nicht entgegengehalten werden.“). Die Fernwärmeversorgung darf nicht gefährdet sein. Es ist dem Anlagenbetreiber nicht zumutbar, zusätzliche Heizwerksleistung zu installieren, um die KWK im Ernstfall für Redispatch auflösen zu können. Eine entsprechende Berücksichtigung sollte zwischen anweisendem Netzbetreiber und Anlagenbetreiber im Vorhinein durch Planungsdienstaustausch abgestimmt werden. Einer uneingeschränkten Anweisung von KWK widersprechen beispielsweise Lieferverpflichtungen auf der Wärmeseite (mit nachgelagerten erheblichen technischen/kommerziellen oder politischen Auswirkungen bei Nichterfüllung), mit Wärmekunden abgestimmte Revisionstermine, die z. B. einen Produktionsausfall/Verdienstausschlag beim Kunden zur Folge hätten, Wartungsintervalle und Betriebsgrenzen der Anlagen oder Verfügbarkeit von Brennstoffen, die ansonsten entsprechend zu vergüten wären.

Änderungsvorschlag:

Artikel 3, Nr. 3 f)

§ 13 Absatz 6a wird wie folgt geändert:

*(6a) Die Betreiber von Übertragungsnetzen können mit Betreibern von KWK-Anlagen vertragliche Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage **und im Gegenzug zur** gleichzeitigen Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung nach Absatz 1 Nummer 2 und § 3 Absatz 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes schließen, wenn die KWK-Anlage*

1. technisch unter Berücksichtigung ihrer Größe und Lage im Netz geeignet ist, zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufgrund von Netzengpässen im Höchstspannungsnetz effizient beizutragen,

2. sich im Zeitpunkt des Vertragsabschlusses in einem Netzausbaubereich nach § 36c Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder in einem Netzgebiet befindet, in dem aufgrund von Netzengpässen im Übertragungsnetz Maßnahmen nach § 13a durchgeführt werden,
3. vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden ist und
4. eine installierte elektrische Leistung von mehr als 100 Kilowatt hat.

In der vertraglichen Vereinbarung nach Satz 1 ist zu regeln, dass

1. die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung und die Lieferung von elektrischer Energie zum Zweck der Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung abweichend von § 3 Absatz 1 und 2 eine Maßnahme nach Absatz 1 Nummer 2 durchzuführen ist,
2. für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung vom Betreiber des Übertragungsnetzes eine angemessene Vergütung zu zahlen ist und die Kosten für die Lieferung der elektrischen Energie zu erstatten sind; § 13a Absatz 2 bis 4 ist entsprechend anzuwenden, und
3. die erforderlichen Kosten für die Investition für die elektrische Wärmeerzeugung vom Betreiber des Übertragungsnetzes einmalig erstattet werden.

Die Betreiber der Übertragungsnetze müssen sich bei der Auswahl der KWK-Anlagen, mit denen vertragliche Vereinbarungen nach den Sätzen 1 und 2 geschlossen werden, auf die KWK-Anlagen beschränken, die kostengünstig und effizient zur Beseitigung von Netzengpässen beitragen können. Die vertragliche Vereinbarung muss mindestens für fünf Jahre abgeschlossen werden und ist mindestens vier Wochen vor dem Abschluss der Bundesnetzagentur und spätestens vier Wochen nach dem Abschluss den anderen Betreibern von Übertragungsnetzen zu übermitteln. Sie dürfen nur aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz abgeschlossen werden, § 14 Absatz 1 Satz 1 findet **für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und für Engpässe im Elektrizitätsverteilernetz entsprechend** Anwendung. Die installierte elektrische Leistung von Wärmeerzeugern, die aufgrund einer vertraglichen Vereinbarung mit den KWK-Anlagen nach den Sätzen 1 und 2 installiert wird, darf 2 Gigawatt nicht überschreiten. Sofern die installierte elektrische Leistung von Wärmeerzeugern, die aufgrund von vertraglichen Vereinbarungen mit den KWK-Anlagen nach den Sätzen 1 und 2 installiert wird, 2 Gigawatt im Netzausbaubereich nicht erreicht, wird die Bundesregierung unmittelbar einen Vorschlag für eine Rechtsverordnung nach § 13i Absatz 1 und 2 vorlegen, damit auch andere Technologien als zuschaltbare Lasten zum Einsatz kommen können, sofern diese geeignet sind, zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufgrund von Netzengpässen im Höchstspannungsnetz effizient beizutragen.“

§ 118 Abs. 22 wird wie folgt geändert:

(22) „§ 13 Absatz 6a (...) nach dem **31. Dezember 2030** nicht mehr anzuwenden. Zuvor nach § 13 Absatz 6a geschlossene Verträge laufen bis zum Ende der vereinbarten Vertragslaufzeit weiter.“

Begründung:

Die durch das EEG 2017 eingeführte Regelung des § 13 Abs. 6a EnWG bleibt hinter den Möglichkeiten zurück. Zur Erschließung des notwendigen, weiteren Flexibilisierungspotentials sind folgende Änderungen an der geltenden Regelung notwendig:

Die Regelung in § 13 Abs. 6a EnWG muss auch für Verteilernetzbetreiber nutzbar sein, die für den Übertragungsnetzbetreiber unterstützend durch die Steuerung von Anlagen im eigenen Netz tätig werden oder einen Netzengpass im eigenen Verteilernetz bewirtschaften müssen. Es sollte nach weiteren kosteneffizienten Alternativen zur Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien gesucht werden.

Die Möglichkeit der Anwendung der Regelung bezüglich zuschaltbarer Lasten (Power-to-Heat in KWK-/Wärmenetzsystemen) sollte nicht auf das Netzausbaugbiet beschränkt bleiben. Eine entsprechende Änderung ist erforderlich, damit auch außerhalb solcher Netzausbaugbiete in Gebieten, in denen es häufig zu Redispatch-Maßnahmen aufgrund von Netzengpässen kommt, das durch den Gesetzgeber verfolgte Prinzip „Nutzen statt Abregeln“ angewendet werden kann. Unter anderem durch diese Änderung kann das Instrument erst seine volle Wirksamkeit und maximale Effektivität erzielen. Auch Anlagen außerhalb des Netzausbaugbiets, die Fernwärmenetze bedienen, können den großräumigen Nord-Süd-Engpässen effizient entgegenwirken. Zudem gibt es auch in Ostdeutschland Regionen mit signifikanten Abregelungsmengen aufgrund von Engpässen sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilernetz. Auch in diesen Regionen, sofern sie nicht ohnehin Bestandteil des Netzausbaugbiets werden, kann das Instrument sinnvoll eingesetzt werden, um Strom aus Erneuerbaren Energien effizient zu nutzen, statt diesen Strom abzuregeln. Daher sollte mit einer Ergänzung des § 13 Abs. 6a Satz 1 Nr. 2 EnWG auch die Möglichkeit vorgesehen werden, dass auch in anderen Regionen, in denen es zu Redispatch-Maßnahmen aufgrund von Netzengpässen kommt, entsprechende Verträge mit KWK-Anlagenbetreibern geschlossen werden können.

Mit Blick auf den weiteren Ausbau der Erzeugung aus volatilen Erneuerbaren Energien und die damit einhergehende weitere Flexibilisierung der Stromerzeugung aus KWK und den damit einhergehenden Investitionsbedarf sollte die Möglichkeit zur Anwendung des § 13 Abs. 6a EnWG auch über das Jahr 2023 hinaus möglich sein. Eine entsprechende Änderung des § 118 Abs. 22 EnWG mit der Ausdehnung der Befristung auf den 31.12.2030 erscheint im Kontext sowohl nationaler wie europäischer Zielhorizonte sachgerecht.

Um einen effizienten und sicheren Betrieb der Stromnetze zu gewährleisten, ist eine Abstimmung der Maßnahmen nach Satz 2 Nummer 1 mit dem Betreiber eines betroffenen Elektrizitätsverteilernetzes notwendig, da nur auf der Basis einer gemeinsamen Evaluation der Netzsituation entsprechende Entscheidungen mit Einfluss auf die Stabilität des Gesamtsystems getroffen werden können.

4.1.4. § 13a EnWG – Redispatch gegenüber EE- und KWK-Anlagen

Änderungsvorschlag:

Artikel 3, Nr. 4 a)

*„(1) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, sind verpflichtet, auf Aufforderung durch Betreiber von Übertragungsnetzen die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder **alternativ** die Anpassung zu dulden. Eine Anpassung umfasst auch die Aufforderung einer Einspeisung oder eines Bezugs aus Anlagen, die*

- 1. derzeit keine elektrische Energie erzeugen oder beziehen und erforderlichenfalls erst betriebsbereit gemacht werden müssen oder*
- 2. zur Erfüllung der Anforderungen einer Erzeugung oder eines Bezugs eine geplante Revision verschieben müssen.“*

Begründung:

Ob der Netzbetreiber die Anpassung vom Anlagenbetreiber verlangt oder direkt auf die Anlage zugreift, hängt unter anderem auch von der Art der Anlage ab. Anlagen mit einer Nennleistung über 100 Kilowatt werden in der Regel eher zur Anpassung aufgefordert.

Für Kleinanlagen (PV-Anlagen) in den Verteilernetzen ist die Duldung hingegen gelebte Praxis. In der Gesetzesbegründung sollte deswegen korrespondierend zu dem Änderungsvorschlag ein Hinweis darauf erfolgen, dass in solchen Fällen der Verteilernetzbetreiber alternativ direkt auf die Anlagen zugreift. In anderen Fällen, bei Anlagen beispielsweise, deren Strom direktvermarktet wird, werden diese aufgefordert, die Anpassung selbst vorzunehmen, nicht aber direkt gesteuert.

Mit den Anpassungen in § 11 und § 14 Abs. 1c EnWG (siehe jeweils dort) ist auch sicherzustellen, dass immer nur der Anschlussnetzbetreiber direkten Zugriff auf die Anlage haben kann.

Änderungsvorschlag:

Artikel 3, Nr. 4 a)

Folgende Sätze 3 und 4 werden in Absatz 1 eingefügt:

„Bei der Regelung der Anlagen nach Satz 1 sind Anlagen im Sinne des § 9 Absatz 2 EEG nachrangig gegenüber anderen Anlagen zu regeln.

Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 bis 2 und § 13a, die Anlagen betreffen, die in unterlagerten Verteilnetzen angeschlossen sind, sind nach Maßgabe der folgenden Regelungen vorzunehmen. Die Bundesnetzagentur wird eine entsprechende Festlegung nach § 14 Absatz 1d treffen.“

Begründung:

§ 14 Absatz 1d (alternativ ein § 12 Absatz 4a) ist neu einzufügen (siehe unten: Anpassungsvorschlag zu §14).

Die nachrangige Behandlung von Kleinstanlagen trägt analog heutiger Einspeisemanagementmaßnahmen nach §14 EEG (alt) zur erheblichen Komplexitätsreduktion und Effizienzsteigerung bei.

Ziel der Neufassung des § 13a EnWG ist von dem heutigen Istwert-basierten Engpassmanagement auf ein planwertbasiertes Verfahren überzugehen, d.h. die Netzauslastung und mögliche Engpässe zu prognostizieren. Um ein planwertbasiertes Engpassmanagement durchführen zu können, müssen allen betroffenen Netzbetreibern Planungsdaten zu der beabsichtigten Fahrweise und dem nutzbaren Redispatch-Potenzial der in § 13a definierten Anlagen zur Verfügung stehen. Für diese Planungsdatenlieferung sind Standards und einheitliche Prozesse erforderlich. Nur dadurch kann sichergestellt werden, dass der Aufwand für alle Marktrollen möglichst gering gehalten wird.

Um die Anwendung dieser Standards und Prozesse sicherzustellen, ist aus Sicht der Netzbetreiber unbedingt eine regulatorische Verpflichtung in Form einer Festlegung erforderlich. Das derzeit nach § 12 Abs. 4 EnWG eingeräumte Recht, Informationen von Marktakteuren einzufordern, reicht hierzu nicht aus, da hierdurch gerade keine Standards und einheitliche Prozesse verpflichtend etabliert werden können.

Änderungsvorschlag:

Artikel 3, Nr. 4 a)

„(1a) Der Bilanzkreisverantwortliche der betroffenen Einspeise- oder Entnahmestelle hat einen Anspruch auf einen bilanziellen Ausgleich der Maßnahme gegen den Übertragungsnetzbetreiber, der den Betreiber der Anlage nach Absatz 1 zur Anpassung aufgefordert oder die Anpassung durchgeführt hat. Der Übertragungsnetzbetreiber hat einen Anspruch gegen den Bilanzkreisverantwortlichen auf Abnahme des bilanziellen Ausgleichs. Die Sätze 1 und 2 gelten nicht für den Fall, dass der Übertragungsnetzbetreiber zur Erhöhung des Wirkleistungsbezugs aufgefordert hat.“

*Der Übertragungsnetzbetreiber muss den Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich **und vor dem Beginn der Anpassung** über den geplanten Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Anpassung unterrichten. Der Übertragungsnetzbetreiber muss den Bilanzkreisverantwortlichen und den Betreiber der Anlage nach Absatz 1 unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Anpassung unterrichten.*

Begründung:

Um den Redispatch-Prozess effizient zu gestalten, sind alle beteiligten Akteure entsprechend frühzeitig über die weitere Ausgestaltung des Einsatzfahrplanes zu informieren. Hierbei müssen die technischen Anforderungen der jeweils betroffenen Anlagen wie bspw. Leistungsänderungsgeschwindigkeiten, Vorlaufzeiten etc. berücksichtigt werden.

Hinsichtlich der notwendigen Transparenz sollten auch bei der Regelung von EE- und KWK-Anlagen entsprechende Nachweise erbracht werden: Der ÜNB sollte den Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich und vor dem Beginn der Anpassung über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Anpassung unterrichten und auf Verlangen innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können.

Änderungsvorschlag:

Artikel 3, Nr. 4 a)

(2) Eine nach Absatz 1 Satz 1 vorgenommene Anpassung ist zwischen dem Betreiber des Übertragungsnetzes und dem Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie angemessen finanziell auszugleichen. Der finanzielle Ausgleich ist angemessen, wenn er den Betreiber der Anlage unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs nach Absatz 1a wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde. Ein angemessener finanzieller Ausgleich nach Satz 1 umfasst folgende Bestandteile, wenn und soweit diese durch die jeweilige Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs auf Anforderung des Betreibers eines Übertragungsnetzes verursacht worden sind:

- 1. die notwendigen Auslagen für die tatsächlichen Anpassungen der Erzeugung (Erzeugungsauslagen) oder des Bezugs,*
- 2. den Werteverbrauch der Anlage für die tatsächlichen Anpassungen der Erzeugung oder des Bezugs (anteiligen Werteverbrauch),*
- 3. die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten, wenn und soweit diese die Summe der nach den Nummern 1 und 2 zu erstattenden Kosten übersteigen,*
- 4. die notwendigen Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 oder die Verschiebung einer geplanten Revision nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 und*

5. im Fall der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung aus Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder von KWK-Strom im Sinne des § 3 Absatz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes die entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen.

Ersparte Aufwendungen erstattet der Anlagenbetreiber an den zuständigen Betreiber eines Übertragungsnetzes. ~~Übersteigen die entgangenen Einnahmen eines Anlagenbetreibers nach Satz 3 Nummer 5 in einem Jahr ein Prozent seiner Einnahmen dieses Jahres, ist er ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. Abweichend von Satz 2 ist der bilanzielle Ausgleich nach Absatz 1a nicht anzurechnen, wenn der Strom nach § 59 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu vermarkten ist.~~

Begründung:

Nummer 5 stellt einen Widerspruch zum Obersatz dar, nach welchem der „Betreiber der Anlage unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs nach Absatz 1a wirtschaftlich weder besser noch schlechter [[gestellt werden darf], als er ohne die Maßnahme stünde“. Darüber hinaus ist im Zuge der Gleichstellung der EE- und KWK-Anlagen im Redispatch eine um 5 Prozent abweichende Vergütung nicht begründbar. Eine Vergütung von lediglich 95 % der entgangenen Einnahmen würde eine Ungleichstellung der EE und KWK und somit eine Diskriminierung darstellen.

Anlagen in der Festvergütung, die ihren Strom nicht direkt vermarkten, erhalten im Falle von Einsenkungen keinerlei Vergütung, da diese für erzeugte und eingespeiste kWh durch die Netzbetreiber ausgezahlt werden. Den Bilanzausgleich erhält der ÜNB, der die Mengen vermarktet. Würde der Bilanzausgleich auf den Entschädigungsanspruch angerechnet, erhält der Anlagenbetreiber eine Entschädigung von 0 €. Es gibt keine Regelung, nach der der Anlagenbetreiber auch eine Vergütung auf die nicht erzeugten und bilanziell ausgeglichenen kWh erhält; daher ist eine Ausnahmeregelung für die Anlagen in der Einspeisevergütung unabdingbar.

Änderungsvorschlag:

Artikel 3, Nr. 4 b)

*„(5) Maßnahmen nach Absatz 1 erfolgen in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, in das die Anlage eingebunden ist **und allen etwaigen vorgelagerten Netzbetreibern, durch die das Anschlussnetz mit dem Netz des anfordernden Netzbetreibers verbunden sind gemäß § 11 Absatz 1. Erforderliche Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 eines nachgelagerten Netzbetreibers gemäß § 14 Absatz 1 haben Vorrang vor einer etwaigen Maßnahme des vorgelagerten Netzbetreibers nach § 13 Absatz 1. Die Bundesnetzagentur kann Vorgaben zu Art, Umfang und Form der Abstimmung durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 regeln.**“*

Begründung:

Am 19. September 2018 haben Vertreter von ÜNB und VNB im Rahmen eines Gesprächs mit dem BMWi gemeinsam die notwendige Einheit von Handlung und Haftung im Zuge des angeordneten Redispatch-Prozesses festgehalten. Dazu gehört aus Sicht des BDEW eine koordinierte Abstimmung der Netzbetreiber untereinander, um Konflikte durch bspw. gegenläufige Anweisungen an Anlagenbetreiber zu vermeiden. Ein „single-point-of-contact“ als effiziente Kommunikationsschnittstelle sollte entsprechend eingerichtet werden.

Eine differenzierte Rollenbeschreibung unter Einhaltung der Einheit von Handlung und Haftung stellt aus Sicht des BDEW die Grundlage für ein abgestimmtes Zusammenspiel der verschiedenen Wertschöpfungsstufen dar. Deren Definition und nähere Beschreibung können nach Auffassung des BDEW in einer anschließenden Branchenausarbeitung erfolgen.

Der im Vorfeld der Maßnahmenanweisung in Richtung Anlagenbetreiber durchgeführte planwertbasierte Abstimmungsprozess zwischen den Netzbetreibern wird derzeit durch die Netzbetreiber der „BDEW Taskforce Rahmenkonzept zukünftiger Netzbetrieb“ detailliert ausgestaltet und wird insbesondere sicherstellen, dass Maßnahmen nach §13 und §14 EnWG konfliktfrei, schnittstellenminimal und für das gesamte Energiesystem kosteneffizient nach Vorgabe des Gesetzes erfolgen können.

4.1.5. § 14 EnWG – Aufgaben der Verteilernetzbetreiber

Ergänzungsvorschlag:

Artikel 3, Nr. 10

Folgender § 14 Absatz 1d oder alternativ § 12 Absatz 4a wird eingefügt:

„Für die Umsetzung der Maßnahmen der §§ 13, 13a und 14 Absätze 1 und 1c sind die erforderlichen Daten vom Betreiber der Anlage den betroffenen Netzbetreibern geeignet zur Verfügung zu stellen. Die Bundesnetzagentur kann Vorgaben zu Umfang und Form des Datenaustauschs nach Satz 1 durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 treffen“.

Begründung:

Siehe auch bereits Begründung zur vorgesehenen Anpassung des § 13a:

Ziel der Neufassung des § 13a EnWG ist von dem heutigen Istwert-basierten Engpassmanagement auf ein planwertbasiertes Verfahren überzugehen, d.h. die Netzauslastung und mögliche Engpässe zu prognostizieren. Um ein planwertbasiertes Engpassmanagement durchführen zu können, müssen allen betroffenen Netzbetreibern Planungsdaten zu der beabsichtigten Fahrweise und dem nutzbaren Redispatch-Potenzial der in § 13a EnWG definierten Anlagen zur Verfügung stehen. Für diese Planungsdatenlieferung sind Standards und einheitliche Prozesse erforderlich. Nur dadurch kann sichergestellt werden, dass der Aufwand für alle Marktrolle möglichst geringgehalten wird. Um die Anwendung dieser Standards und

Prozesse sicherzustellen, ist eine regulatorische Verpflichtung in Form einer Festlegung erforderlich. Das aktuell nach § 12 Abs. 4 EnWG eingeräumte Recht, Informationen von Marktakteuren einzufordern, reicht hierzu nicht aus, da hierdurch gerade keine Standards und einheitliche Prozesse verpflichtend etabliert werden können.

4.1.6. Inkrafttreten (Artikel 21)

Anpassungsvorschlag:

Artikel 21 Absatz 5 ist wie folgt anzupassen:

„(5) Artikel 1 Nummer 1 Buchstabe a und b, Nummer 4 bis 7, 21 bis 24, 47 Buchstabe a und b Doppelbuchstabe bb, Nummer 49 Buchstabe b, Nummer 54 Buchstabe b Dreifachbuchstabe bbb, Nummer 56, Artikel 2 Nummer 3 und 17 Buchstabe b, Artikel 3 Nummer 2 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa, Nummer 3 und 4, 8, 9 Buchstabe a, Nummer 10, 15, 20, die Artikel 5, 7, 10 bis 13 Nummer 1, Artikel 14 und 16 Nummer 8 Buchstabe a treten mit Wirkung vom 1. Oktober 2020 in Kraft.“

Begründung:

Für die Umsetzung der gesetzlichen Änderungen der Regelungen zum Engpassmanagement nach dem EnWG und nachgelagerten Verordnungen ist es nach Einschätzung der Netzbetreiber bezüglich des notwendigen Umsetzungsaufwands zunächst notwendig, die konkreten Gesetzes-Anpassungen zu kennen, um anschließend zu evaluieren, welche prozessualen Änderungen vorgenommen werden müssen. Die Vervielfachung der Zahl der zu Redispatch-Maßnahmen anweisbaren Anlagen wird einen Mehraufwand hinsichtlich Kommunikation, Datenmeldungen (problematisch gerade für kleinere Anlagen) sowie Datenaustauschprozesse erzeugen.

Die Regelungen zur Überführung des Einspeisemanagements in den Redispatch sollten darüber hinaus, ohne dass es zu einer parallelen Anwendung von Einspeisemanagement- und Redispatch-Maßnahmen kommen sollte, frühestens dann in Kraft treten, wenn die Festlegung nach § 14 Abs. 1d EnWG wirksam wird. Außerdem sollte die nach Artikel 3 Nummer 10 von der Bundesregierung zu erlassende Rechtsverordnung bei Inkrafttreten vorliegen, was durch den Termin ebenfalls sichergestellt wird.

Anmerkung:

Grundsätzlich sind im Sinne der Transparenzschaffung alle Handelsgeschäfte und Redispatch-Maßnahmen auf einer geeigneten Plattform wie netztransparenz.de zu veröffentlichen. Ebenso sind etwaige weiteren gesetzlichen Vorgaben, wie z.B. aus der REMIT, einzuhalten.

4.1.7. Änderung der Anreizregulierungsverordnung

Änderungsvorschlag:

„Nach § 11 Absatz 2 Satz 1 Nr. 17 der Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 5 Netzentgeltmodernisierungsgesetz vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2503) geändert worden ist, wird folgende Nummer 18 eingefügt:

18. Kosten des bilanziellen Ausgleichs und des finanziellen Ausgleichs nach § 13a EnWG und nach § 14 Absatz 1c EnWG.“

Zu beachten wären auch notwendige Folgeänderung:

„In § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 zweiter Halbsatz und § 5 Abs. 1 Satz 2 werden die Worte „15 bis 17“ jeweils durch die Worte „15 bis 18“ ersetzt.“

Begründung:

Im Zusammenhang mit der Streichung der §§ 14, 15 EEG (Einspeisemanagement) und der Neugestaltung der §§ 13 und 13a EnWG (Redispatch) fehlt es derzeit an einer Anpassung der Regelungen zur Kostenanerkennung in der ARegV. Eine solche Regelung ist zwingend erforderlich.

Wird keine Regelung zur Berücksichtigung der Kosten des § 13a EnWG als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten geschaffen, müssten die dem Verteilnetzbetreiber neu zugeordneten Aufgaben des Bilanzausgleichs ohne eine Kostenkompensation im Rahmen der EOG dargestellt werden. Die bisherige Refinanzierung der Kostenbestandteile nach § 15 EEG würde auf Grund der Aufhebung der Regelung ohne Sachgrund vollständig entfallen. Erst ab dem Jahre 2024 könnten die entsprechenden Kosten im Rahmen des Ausgangsniveaus 2021 - aufgrund des wachsenden Bedarfs in völlig unzureichender Weise - in der Erlösobergrenze abgebildet werden.

Das Risiko derjenigen Netzbetreiber, die einen besonders hohen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Erzeugung leisten und daraus resultierend einen großen Netzausbaubedarf haben, würde einseitig untragbar erhöht. Damit würde außerdem auch einer vernünftigen Nutzung der Regelungen zur Spitzenkappung nach § 11 EnWG durch dieses neu entstehende Risiko der wirtschaftliche Boden entzogen werden.

Zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der entsprechenden Regelungen muss demzufolge auch eine Änderung der Anreizregulierungsverordnung erfolgen. Es muss eine Anerkennung der Redispatch-Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten erfolgen. Denn solche Redispatch-Kosten sind unter keinem Gesichtspunkt für den Netzbetreiber beeinflussbar. Beim Redispatch werden durch das Herabregeln auf der einen und das Hinaufregeln auf der anderen Seite bilanziell keine Mengen beschafft. Somit setzen sich die Redispatch-Kosten aus den Entschädigungszahlungen gegenüber den Anlagenbetreibern zusammen. Dies sind bei EE-Anlagen im Wesentlichen die entgangene Marktprämie (Abregelungsmenge x regulatorisch vorgegebenem Marktprämienvergütungssatz) und zusätzlich entstandene Aufwendungen.

Die Abregelungsmenge errechnet sich dabei nach klaren Vorgaben des Einspeisemanagement-Leitfadens der BNetzA. Es handelt sich also insgesamt um Kosten, die der Netzbetreiber nicht beeinflussen kann.

Anmerkung:

Eine regulatorische Anerkennung der aus den Redispatch-Maßnahmen entstehenden Kosten ist im Rahmen des Energiesammelgesetzes derzeit nicht geplant. Es darf jedoch nicht in Kauf genommen werden, dass die Redispatch-Kosten – insbesondere für den Zeitraum bis zum 31. Dezember 2023 (Ende der zweiten Regulierungsperiode) – gänzlich (weder als beeinflussbare noch als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten) regulatorisch nicht anerkannt werden und daher von den Netzbetreibern nicht über ihre Netzentgelte umgelegt werden können. Dies würde bedauerlicherweise dazu führen, dass ein netzwirtschaftlich grundsätzlich begrüßenswerter Vorschlag regulatorisch letztlich nicht abgebildet wurde.

Wie beim bisherigen Redispatch sollten Mehrkosten über die Netzentgelte an die Stromkunden gewälzt werden können. Mit dem aktuellen Entwurf wird dem Netzbetreiber die Möglichkeit verbaut, dies auch zu tun. Denn nur im Rahmen der Kostenprüfung genehmigte oder als dauerhaft nicht beeinflussbar eingestufte Kosten dürfen in den Netzentgelten weitergewälzt werden. Beides ist bislang nicht gewährleistet.

Zudem würden die Härtefallentschädigungen für Einspeisemanagement im Rahmen der Überleitungsrechnung der letzten Kostenprüfung für das Jahr 2016 als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten herausgerechnet und damit aus den beeinflussbaren Kosten eliminiert.

Im Rahmen der ARegV-Novelle in 2016 wurde die Anerkennung der Härtefallentschädigungen von einem System mit 2 Jahren Zeitverzug auf ein System ohne Zeitverzug auf Basis von Plankosten umgestellt. Der aktuelle Gesetzesentwurf führt neben der o.g. Kostenlücke zu einem Zeitverzug von bis zu 7 Jahren und stellt einen erheblichen Rückschritt gegenüber der eben benannten ARegV-Novelle dar. Dieser Sinneswandel ist aus Sicht des BDEW kaum erklärbar. Durch Effizienzvorgaben ist die vollständige Refinanzierung der Aufwendungen für Redispatch nicht möglich.

Redispatch- bzw. Abregelungskosten können im Übrigen nach den grundsätzlichen Kostenprüfungsprinzipien nicht mitten in einer Regulierungsperiode von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten in beeinflussbare Kosten umgewidmet werden, weil diese dann gar nicht mehr vom Netzbetreiber durch Erlöse gedeckt werden könnten.

Im regulierten Bereich muss aber jede netzwirtschaftlich und netztechnisch noch so sinnvolle Regelung auch durch eine regulatorische Refinanzierungsmaßnahme flankiert werden. Es entsteht der Eindruck, dass der Gesetzgeber seinen Vorschlag ohne regulatorische Erwägungen bzw. Prüfungen gemacht hat. Die mit der Anpassung der Vorgaben für das Redispatch beabsichtigte Erweiterung des Anwendungsbereichs auch für Verteilernetzbetreiber geht daher jedoch zulasten dieser.

Der in dem Referentenentwurf für eine „Verordnung zur Berechnung der Offshore-Netzumlage und zu Anpassungen im Regulierungsrecht“ vorgesehene Prüfvorbehalt der hier an ge-

sprochenen Kosten, dort in § 33 Abs. 7a (neu) ARegV ist im Übrigen von vornherein ungeeignet, eine Kostenanerkennung ab 1. Januar 2020 zu gewährleisten. Wird keine Regelung zur Berücksichtigung der Kosten des § 13a EnWG als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten geschaffen, können die für den Verteilernetzbetreiber aus den neu zugeordneten Aufgaben des Bilanzausgleichs erwachsenen Kosten schlicht nicht im Rahmen der Netzentgelte umgelegt werden. Die bisherige Refinanzierung der Kostenbestandteile nach § 15 EEG 2017 würde auf Grund der Aufhebung der Regelung ohne Sachgrund vollständig entfallen.

Die Anerkennung der Kosten hat wirtschaftlich große Bedeutung für die Stromnetzbetreiber: Auf Grundlage der abgeregelten Mengen aus 2017 würden hier Kosten von etwa 600 Mio. €/a für alle deutschen Netzbetreiber bis Ende 2023 gänzlich nicht erstattet und – wenn keine erforderliche Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten erfolgen würde – ab 2024 unzureichend als beeinflussbare Kosten abgebildet. Aus den Zahlen für 2017 abgeleitet, würden davon 57 Mio. €/a die Verteilernetzbetreiber treffen; bei steigenden EE-Mengen wäre die Tendenz ebenfalls stark steigend.

4.2. Änderungen zur Umsetzung der L-H-Gasumstellung

Die Bemühungen der Marktraumumstellung und damit die Versorgungssicherheit im heutigen L-Gas-Gebiet dürfen nicht durch entgegenlaufende Netzanschlussbegehren mit hohem zusätzlichen Kapazitätsbedarf gefährdet werden. In diesem Punkt unterstützen wir die Initiative des Gesetzesentwurfes. Die geplanten Anpassungen im EnWG tragen auch der Situation in den Niederlanden und den Planungsannahmen der GTS Rechnung. Der Grundsatz sollte allerdings sein, dass Gasanschlüsse, insbesondere von Haushaltskunden, generell weiterhin realisiert werden und die Verhältnismäßigkeit gewahrt bleibt. Die geplanten Anpassungen führen zu einer Einschränkung zu Ungunsten von neuen Anschlussnehmern und sollten daher maßvoll erfolgen. Der Gesetzesentwurf sollte nicht zu Verunsicherungen führen und so dem Energieträger Gas schlimmstenfalls schaden. Daher ist zu berücksichtigen, welche Botschaften die geplanten Änderungen im EnWG an die Branche und an die Öffentlichkeit senden können. Die neuen Regelungen sollten auch nicht zu einem Anstieg rechtlicher Streitigkeiten und administrativen Aufwands für alle Beteiligten führen. Dies gilt insbesondere für die Verteilernetzbetreiber, die die Anschlussbegehren bei Vorliegen der Voraussetzungen ggf. praktisch verweigern müssten.

Aus diesem Grund besteht aus unserer Sicht Anpassungs- bzw. Klärungsbedarf bei den nachfolgenden Punkten, insbesondere im Hinblick auf die auch weiterhin gewährleistete sehr gute Versorgungssicherheit im Bereich Gas:

4.2.1. § 3 EnWG – Begriffsbestimmung

Änderungsvorschlag:

Artikel 3, Nr. 1

BDEW schlägt vor Artikel 3 Nr. 1 a und b (§ 3 EnWG) **zu streichen** und stattdessen in den für §§ 11, 17 und 18 EnWG geplanten Änderungen auf § 19a EnWG wie nachfolgend vorgeschlagen Bezug zu nehmen.

Begründung:

Die Begriffsdefinitionen erwecken den Eindruck, als würden zwei unterschiedliche Gasnetze (parallel) existieren. Dies prägt auch die Formulierungen der weiteren Anpassungen in den §§ 11, 17 und 18 EnWG. Diese scharfe Trennung negiert, dass es sich um Gasnetze handelt, die nach und nach von dem Transport von L-Gas auf den Transport von H-Gas umgestellt werden. Diese sogenannte Marktraumumstellung ist ein dynamischer Prozess, in dessen Rahmen noch L-Gas im Gasnetz vorhanden sein wird und die Versorgung von L-Gas-Kunden gesichert werden muss.

Einer gesonderten Definition in § 3 EnWG bedarf es nicht. Denkbar wäre es, sich in den übrigen Vorschriften stattdessen jeweils auf §19a EnWG zu beziehen.

4.2.2. § 11 EnWG – Ausbaupflichten des Netzbetreibers

Änderungsvorschlag

Artikel 3 Nr. 2 a)

*„Der Ausbau eines ~~L-Gasversorgungsnetzes~~ **Gasversorgungsnetzes, in dem die einzuhaltende Gasqualität noch nicht nach § 19a EnWG umgestellt worden ist, ist nicht bedarfsgerecht im Sinne von Satz 1, wenn er aufgrund von Netzanschlüssen erfolgen muss, zu deren Einräumung der Betreiber ~~des L-~~ dieses Gasversorgungsnetzes nicht nach den §§ 17 und 18 verpflichtet war.**“*

Begründung:

Anknüpfend an den oben beschriebenen Vorschlag zur Vermeidung der Einführung neuer Begrifflichkeiten sollte die Änderung in § 11 Absatz 1 wie beschrieben formuliert werden.

4.2.3. § 17 EnWG - Anschlussverpflichtung

Änderungsvorschlag

Artikel 3 Nr. 11 a)

Dem Absatz 1 werden folgende Sätze angefügt:

*„Diese Pflicht besteht nicht für Betreiber eines ~~L-Gasversorgungsnetzes~~ **Gasversorgungsnetzes, in dem die einzuhaltende Gasqualität noch nicht nach § 19a EnWG umgestellt worden ist**, hinsichtlich eines Anschlusses an das ~~L-Gasversorgungsnetz dieses~~, es sei denn, die beantragende Partei ~~weist nach~~ **legt dar**, dass ihr der Anschluss an ein ~~H-Gasversorgungsnetz~~ **Gasversorgungsnetz zur Versorgung von Kunden mit H-Gas** aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen unmöglich oder unzumutbar ist. **Betreiber eines solchen Gasversorgungsnetzes haben der beantragenden Partei alle ihnen verfügbaren Informationen zu übermitteln. Dies gilt nur soweit und solange die beantragende Partei diese Informationen für die Darlegung nach Satz 1 benötigt.** Hat die beantragende Partei ~~diesen Nachweis~~ **diese Darlegung** erbracht, bleibt der Betreiber des ~~L-Gasversorgungsnetzes~~ **Gasversorgungsnetzes, in dem die einzuhaltende Gasqualität noch nicht nach § 19a EnWG umgestellt worden ist**, berechtigt, den Anschluss an das ~~L-Gasversorgungsnetz dieses~~ unter den Voraussetzungen von Absatz 2 zu verweigern. Die Sätze 2 und 3 sind nicht anzuwenden, wenn der Anschluss bis zum ... [einsetzen: Datum des Inkrafttretens nach Artikel 13 Absatz 1 dieses Gesetzes] beantragt wurde.“*

Begründung:

In § 17 EnWG (Artikel 3 Nr. 11a) wird die Nachweispflicht für die Prüfung der technischen und wirtschaftlichen Unmöglichkeit bzw. Unzumutbarkeit eines H-Gas-Anschlusses auf den Anschlussnehmer übertragen. Es ist fraglich, ob dieser dazu auf Basis der ihm zur Verfügung stehenden Informationen im Stande ist.

Andererseits erscheint eine schlichte Umkehrung der Nachweispflicht auf den Netzbetreiber als Lösungsvorschlag nicht praktikabel, um den Aufwand auf dieser Seite nicht über Gebühr zu erhöhen.

Alternative Lösungsmöglichkeiten zur Reduzierung der Nachweispflicht für den Antragssteller wären:

Die Abschwächung hinsichtlich der Pflicht der beantragenden Partei dahingehend, dass diese lediglich darlegt, dass ihr der Anschluss unzumutbar ist. Dies erfordert noch immer eine Schilderung und Verdeutlichung der mit der Ablehnung verbundenen nachteiligen Folgen, ohne unüberwindbare Erfordernisse an einen Nachweis zu stellen.

Darüber hinaus könnte der Netzbetreiber über eine Mitwirkungspflicht dergestalt einbezogen werden, dass er der anderen Partei die verfügbaren und die für sie zwecks Darlegung notwendigen Informationen bereitstellt.

4.2.4. § 18 EnWG – Anschlussverpflichtung Haushaltskunden

Änderungsvorschlag

Artikel 3 Nr. 13

„Diese Pflichten bestehen nicht, wenn

1. [...]

*2. ab dem ... [einsetzen: Datum des Inkrafttretens nach Artikel 13 Absatz 1 dieses Gesetzes] der Anschluss an ein ~~L-Gasversorgungsnetz~~ **Gasversorgungsnetz**, in dem die einzuhaltende Gasqualität noch nicht nach § 19a EnWG umgestellt worden ist, beantragt wird und der Betreiber dieses ~~L-Gasversorgungsnetzes~~ nachweist, dass der beantragenden Partei auch der Anschluss an ein ~~H-Gasversorgungsnetz~~ **Gasversorgungsnetz zur Versorgung von Kunden mit H-Gas** technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist.*

*In der Regel sind die Kosten für die Herstellung eines Anschlusses an ein ~~H-Gasversorgungsnetz~~ **Gasversorgungsnetz zur Versorgung von Kunden mit H-Gas** wirtschaftlich zumutbar im Sinne von Satz 2 Nummer 2, wenn sie die Kosten für die Herstellung eines Anschlusses an ein ~~L-Gasversorgungsnetz~~ **Gasversorgungsnetz**, in dem die einzuhaltende Gasqualität noch nicht nach § 19a EnWG umgestellt worden ist, nicht wesentlich übersteigen. Satz 2 Nummer 2 und Satz 3 sind nicht anzuwenden, wenn der technische Umstellungstermin gemäß § 19a Absatz 1 Satz 5 im Gebiet des beantragten Anschlusses bereits zu veröffentlichen ist und der Gesamtbedarf an L-Gas in dem betreffenden ~~L-Gasversorgungsnetz~~ **Gasversorgungsnetz**, in dem die einzuhaltende Gasqualität noch nicht nach § 19a EnWG umgestellt worden ist, durch den Anschluss ~~nur unwesentlich~~ **nicht wesentlich** erhöht wird.“*

Begründung:

Der BDEW begrüßt die Regelung im Gesetzentwurf, dass die wirtschaftliche Zumutbarkeit für die Herstellung eines Anschlusses an ein H-Gasversorgungsnetz vorliegen muss, um die Anschlusspflicht des Netzbetreibers an ein L-Gasversorgungsnetz auszuschließen. Die wirtschaftliche Zumutbarkeit liegt nach dem Gesetzentwurf dann vor, wenn die Kosten für die Herstellung des Anschlusses an ein H-Gasversorgungsnetz die Kosten für den Anschluss an ein L-Gasversorgungsnetz nicht wesentlich übersteigen.

Die Gesetzesbegründung zur Anpassung von § 18 Abs.1 Satz 2 (Artikel 3 Nr. 13) sollte so klar formuliert sein, dass hinsichtlich des Anschließens von Haushaltskunden keine Unsicherheiten entstehen.

Mit der Möglichkeit, Netzanschlüsse unter Verweis auf § 1 EnWG zu verweigern, hat der Netzbetreiber bereits heute eine Handhabe, die Verpflichtungen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit über das Interesse des Anschlussnehmers zu stellen. Eine Möglichkeit wäre, die Bewertung durch die BNetzA in diesem Fall großzügiger hinsichtlich der L-Gas-Problematik zu gestalten.

In der derzeitigen Begründung zur Beurteilung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit wird eingangs befunden, dass es sich in der Regel um eine Einzelfallentscheidung handelt. Hierzu werden verschiedene Beispiele aufgezählt, die mögliche Kriterien zur Bewertung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit darstellen könnten. Aufgrund des Zusammenhangs zur Anerkennung der Kosten für Ausbaumaßnahmen sollten rechtliche Unklarheiten dabei so weit wie möglich vermieden werden. Zur Bestimmung des Kostenfaktors sollte daher in der Begründung ergänzt werden, dass als wesentlich regelmäßig **eine Überschreitung von 20 % anzusehen** sein dürfte. Dies entspricht der gängigen Rechtsprechung und schafft zusätzliche Klarheit bei der Auslegung der gesetzlichen Regelungen.

Außerdem stellt sich bei dem Beispiel zu Neubauprojekten aus der Begründung die Frage, ob es eine bestimmte Größenordnung für ein Neubauprojekt geben kann, ab der dieses nicht mehr angeschlossen werden müsste. Dieser Teil der Begründung sollte daher gestrichen werden, denn dadurch könnte eine Grauzone beim Anschluss von Neukunden mit einem eher niedrigen Kapazitätsbedarf geschaffen werden, die mit Ausnahme der Kosten des reinen Netzanschlusses, die üblicherweise vom Kunden selbst zu tragen sind, keine weiteren Ausbaumaßnahmen erfordern. Bei Kunden dieser Größenordnung erscheint ein Anschluss an das Gasversorgungsnetz, in dem die einzuhaltende Gasqualität noch nicht nach § 19a EnWG umgestellt worden ist, ggf. sinnvoll, da aufgrund des niedrigen Kapazitätsbedarfs die Versorgungssicherheit nicht verringert werden würde und gleichzeitig der Anschluss an ein deutlich weiter entfernt liegendes Gasversorgungsnetz zur Versorgung von Kunden mit H-Gas tatsächlich wirtschaftlich unzumutbar erscheint.

Ausdrücklich begrüßt der BDEW die im Gesetzentwurf enthaltene Regelung des § 18 Absatz 1 Satz 4, welche die Anschlusspflicht an ein L-Gasversorgungsnetz wiederaufleben lässt, wenn die Anschlussbegehren zeitlich nahe an der Umstellung von L- auf H-Gas liegen und der Gesamtbedarf an L-Gas nicht wesentlich erhöht wird. Zur Erhöhung der Rechtssicherheit sollte bezüglich der Wesentlichkeit die gleiche Formulierung wie in Satz 3 verwendet werden.

4.3. Technische Mindestanforderungen - § 19 EnWG

Änderungsvorschlag

BDEW schlägt vor, die geplante Änderung in § 19 wie folgt zu fassen:

[...]

- (2) *Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, unter Berücksichtigung der nach § 17 festgelegten Bedingungen für den Netzanschluss von LNG-Anlagen, dezentralen Erzeugungsanlagen und Speichieranlagen, von anderen Fernleitungen- oder Gasverteilernetzen und von Direktleitungen technische Mindestanforderungen an die Auslegung und den Betrieb festzulegen und im Internet zu veröffentlichen. Betreiber von Gasversorgungsnetzen, an deren Gasversorgungsnetz mehr als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind oder deren Netz über das Gebiet eines Landes hinausreicht, haben die technischen Mindestanforderungen rechtzeitig mit den Verbänden der Netznutzer auf ihrer Internetseite zu konsultieren.*

[...]

- (4) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen erstellen gemeinsam allgemeine technische Mindestanforderungen. **Der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. konsultiert und veröffentlicht die allgemeinen technischen Mindestanforderungen.** Der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. wird als beauftragte Stelle bestimmt, ~~um die allgemeinen technischen Mindestanforderungen zu verabschieden~~

1. [...],

...

- (5) Die ~~allgemeinen technischen~~ **technischen** Mindestanforderungen nach den Absätzen 1, und 2 und die allgemeinen technischen Mindestanforderungen nach Absatz 4 sind der Regulierungsbehörde und **die allgemeinen technischen Mindestanforderungen nach Absatz 4** dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vor deren Verabschiedung mitzuteilen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unterrichtet die Europäische Kommission nach Artikel 4 und Artikel 5 der Richtlinie (EU) 2015/1535 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. September 2015 über ein Informationsverfahren auf dem Gebiet der technischen Vorschriften und der Vorschriften für die Dienste der Informationsgesellschaft (ABl. L 241 vom 17.9.2015, S. 1). Die Verabschiedung der ~~allgemeinen technischen~~ **allgemeinen technischen** Mindestanforderungen **nach Absatz 4** darf nicht vor Ablauf der jeweils maßgeblichen Fristen nach Artikel 6 dieser Richtlinie erfolgen.

Begründung

Die Änderungen in § 19 sind grundsätzlich positiv zu sehen. Die Vorgängerregelung in § 19 Abs. 4 EnWG hatte zu Unsicherheiten geführt und unter anderem die Frage aufgeworfen, ob zwischen allgemeinen technischen Mindestanforderungen, die im VDE|FNN erstellt und konsultiert werden, und den netzbetreiberindividuellen Mindestanforderungen zu unterscheiden ist.

Darüber hinaus erscheint es zu Klarstellungszwecken sinnvoll, dass zumindest die Gesetzesbegründung auf das VDE-Regelwerk zur Setzung technischer Anwendungsregeln Bezug nimmt, die eine öffentliche Konsultation wie die VDE-AR-N 100 vorsehen.

Danach sind schon bei der Ausschussarbeit alle von der Erstellung betroffenen Kreise angemessen zu beteiligen. Mit dem Begriff „betroffene Kreise“ werden beispielsweise Hersteller, Netzbetreiber, Anlagenbetreiber, Wissenschaft, Behörden und Prüfinstitute bzw. Verbände der betroffenen Fachkreise bezeichnet. Diese entsenden dann ihre Experten in die Arbeitsgremien des VDE|FNN. Es erfolgt eine öffentliche Konsultation, an der die Fachöffentlichkeit beteiligt wird und Einsprüche vorbringen kann.

Darüber hinaus sollte hinsichtlich der allgemeinen technischen Mindestanforderungen klargestellt werden, dass der VDE|FNN diese nach dem einschlägigen oben genannten Regelwerk zum Verfahren konsultiert und veröffentlicht. Es könnte sonst der missverständliche Eindruck

entstehen, dass ein Einfluss auf die Regelsetzung nicht möglich ist. Darüber hinaus „verabschiedet“ der VDE|FNN sein Regelwerk auch nicht nach den genannten EU-Verordnungen. Zum einen geht das Regelwerk insgesamt über die genannten Artikel hinaus und zum anderen beziehen sich die zitierten Vorschriften der EU-Verordnungen auch nur auf die Bestimmung der beauftragten Stelle.

Darüber hinaus stellen die Änderungen in Absatz 5 in der vorliegenden Fassung nicht nur redaktionelle Folgeänderungen dar, wie die Begründung es vermuten lässt. Zum einen unterscheidet § 19 in der Entwurfsfassung jedenfalls für den Strombereich zwischen allgemeinen technischen Mindestanforderungen (abgestimmt und mit Vermutungswirkung nach § 49 EnWG) und technischen Mindestanforderungen (technische Mindestanforderungen einzelner Netzbetreiber). Durch die Streichung der Worte „allgemeine technische“ in Absatz 5 erfasst diese Regelung aber **alle** Mindestanforderungen und damit auch die individuellen Mindestanforderungen jedes einzelnen Netzbetreibers im Strom- und Gasbereich (ca. 880 Stromnetzbetreiber sowie jeder der 730 Gasnetzbetreiber). Zumindest eine Übersendung an das BMWi und die Einleitung eines Notifizierungsverfahrens ist für diese Mindestanforderungen nicht erforderlich. Die Pflicht zur Übersendung bezog sich bisher grundsätzlich immer auf allgemeine technische Mindestanforderung, die auch die Vermutungswirkung des § 49 EnWG auslösen können. Daher halten wir eine entsprechende Klarstellung in Absatz 5 für erforderlich. Es stellt sich auch die Frage, ob die Übersendung aller netzbetreiberindividuellen technischen Mindestanforderungen an die Regulierungsbehörde sinnvoll ist.

Darüber hinaus begrüßt der BDEW, dass mit der Änderungen in § 118 EnWG Rechtssicherheit für Anlagen- und Netzbetreiber hinsichtlich der Frage geschaffen werden soll, welche Anlagen die neuen Anschlussregeln des Network Codes "Requirements for Generators" einzuhalten haben und welche Anlagen – in Abgrenzung dazu – als bestehende Anlagen gelten und somit noch nach bestehenden Netzanschlussregeln an die Stromnetze angeschlossen werden dürfen. Nun kommt es darauf an, dass entsprechende Vorschläge auch zeitnah umgesetzt werden, damit sie rechtzeitig Wirkung entfalten können.

Nicht verständlich ist, warum der Entwurf für den Gasbereich in § 19 Absatz 2 die wenig praktikable Vorgängerregelung wiederaufgenommen hat. Auch aus der Begründung des Gesetzesentwurfs erschließt sich die Notwendigkeit der Wiedereinführung dieser Vorgabe leider nicht.

Eine pragmatische Lösung wäre hier, auf die Konsultation auf der Internetseite abzustellen. Eine Konsultation der Netznutzerverbände scheitert schon daran, dass es keine vollständige Liste aller Netznutzerverbände gibt, sodass unklar ist, wer genau und in welcher Form zu adressieren ist. Weiterhin wäre jeder einzelne Netzbetreiber verpflichtet, an die Netznutzerverbände selbst heranzutreten. Dies wäre mit erheblichem Zeitaufwand verbunden. Etablierte Konsultationsverfahren, wie sie beispielsweise in gebündelter Form im Rahmen der regelmäßigen Arbeiten an der Kooperationsvereinbarung Gas angewandt werden, sind hiermit nicht zu vergleichen.

4.4. Berichterstattung - § 63 EnWG

Hier möchten wir auf einen redaktionellen Fehler aufmerksam machen. Der Änderungsbefehl in Nr. 17 b) mit einer Folgeänderung zu § 35 Abs. 1a scheint überflüssig zu sein. Die zunächst angedachte Ergänzung des § 35 um einen Absatz 1a ist in dem Gesetzentwurf nicht mehr enthalten. Bisher jedenfalls gibt es § 35 Abs. 1a EnWG nicht.

4.5. Weiterer Änderungsbedarf im EnWG: Anpassung des § 53a EnWG – geschützte Kunden

§ 53a EnWG definiert nach Artikel 2 Absatz 5 der Verordnung EU 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung – im folgenden Erdgas-SoS-VO genannt – eine Kundenkategorie, die auf Grund ihrer Schutzbedürftigkeit einen besonderen Status in der Versorgungssicherheit benötigt.

Der BDEW hat bereits in der Vergangenheit auf Schwierigkeiten in der Umsetzung der aktuellen Fassung des § 53a EnWG hingewiesen. Beispielsweise ist es unklar, wie Netzbetreiber auf Grund der Gegebenheiten in der Gasinfrastruktur ihrer Verpflichtung nachkommen sollen, zunächst und ausschließlich den Kreis der nicht geschützten Kunden zu kürzen und andere geschützte Letztverbraucher nicht in ihrem Gasbezug einzuschränken.

Mit Inkrafttreten der novellierten Erdgas-SoS-VO wurde die bisherige Verordnung aufgehoben. In diesem Rahmen wurde der Begriff des geschützten Kunden neu gefasst. Damit wird eine Anpassung der Definition des Begriffes „geschützte Kunden“, auch in § 53a EnWG, erforderlich.

Diesbezüglich begrüßt der BDEW folgende im Februar 2018 vom BMWi an die EU-Kommission gemeldete aktualisierte Definition:

- a) *Letztverbraucher im Erdgasverteilnetz, bei denen standardisierte Lastprofile Anwendung finden oder die Letztverbraucher im Erdgasverteilnetz, die Haushaltskunden zum Zwecke der Wärmeversorgung beliefern und zwar zu dem Teil, der hier benötigt wird.*
- b) *Grundlegende soziale Dienste im Sinne des Artikels 2 Ziffer 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 im Erdgasverteilnetz und im Fernleitungsnetz und*
- c) *Fernwärmeanlagen, soweit sie Wärme an Kunden im Sinne von Buchstabe (a) und (b) liefern, an ein Erdgasverteilnetz oder ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind und keinen Brennstoffwechsel vornehmen können und zwar zu dem Teil, der für die Wärmelieferung benötigt wird.*

Der BDEW hält es für wichtig, die aktualisierte Definition im Rahmen der Änderungen am EnWG, die durch das Energiesammelgesetz notwendig werden, einzubringen. Dadurch werden schnellstmöglich bisher bestehende Schwierigkeiten in der Umsetzbarkeit in möglichen Krisensituationen beseitigt. Die Unternehmen der Gaswirtschaft könnten somit bereits für den Winter 2018/19 ihre Vorkehrungen zur Versorgungssicherheit auf Basis einer in der Praxis handhabbaren Gesetzesvorschrift treffen.

4.6. Anpassung des EnWG an den Netzkodex

Die geplanten Änderungen zu §§ 19 und 118 EnWG schaffen Rechtssicherheit für Anlagen- und Netzbetreiber hinsichtlich der einzuhaltenden Netzanschlussbedingungen von Neuanlagen und sollten so schnell wie möglich umgesetzt werden.

5. Artikel 17 (Änderung WindSeeG)

Der BDEW begrüßt die vorgeschlagenen Änderungen im WindSeeG. Sie ermöglichen im Grundsatz die Erprobung von Offshore-Windenergie in Kombination mit Power-to-Gas auf See und bieten damit Raum zur praktischen Umsetzung und Erprobung innovativer Technologien und Ansätze sowie für neue Geschäftsmodelle. Die Produktion von Wasserstoff oder sonstigen Gasen auf Basis Erneuerbarer Energien, wie hier verfolgt, kann den weiteren Ausbau der Sektorkopplung unterstützen und sich positiv auf die Erreichung der Klimaziele auswirken.

Wichtig ist dabei, den Zubau im Rahmen der sonstigen Energiegewinnungsbereiche (Windenergieanlagen ohne Netzanschluss) klar vom Zubau im regulären Stromversorgungssystem, also mit Netzanschluss, abzugrenzen. Durch die vorgeschlagenen Änderungen wird sichergestellt, dass die Erreichung der Ziele zum Offshore-Zubau im Stromversorgungssystem nicht konterkariert wird. Darüber hinaus sind die vorliegenden Klarstellungen im Gesetzentwurf wichtig, dass "Gebiete" und "Flächen" klar für Windenergieanlagen mit Netzanschluss vorbehalten sind und damit eine Flächenkonkurrenz der sonstigen Energiegewinnungsbereiche zum regulären Ausbau der Offshore-Windenergie und damit gegebenenfalls negative Implikationen wie ein Kostenanstieg der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie vermieden werden sollen.

Mit den vorgeschlagenen Änderungen werden kurzfristig die Voraussetzungen für ein mittel- bis langfristiges Element der Energiewende geschaffen. Leider werden jedoch anderweitige, drängende Fragen wie die Umsetzung des im Koalitionsvertrags genannten Beitrags der Offshore-Windenergie sowie die erforderliche Anpassung des Zuschlagsverfahrens für kommenden Ausschreibungen zurückgestellt, obwohl sie einer zeitnahen Lösung bedürfen:

Die bisherige Planung des Offshore-Zubaus gemäß den Ausschreibungsergebnissen des Übergangssystems führt, zusammen mit der einhergehenden Netzplanung, bis 2025 zu zusätzlich verfügbaren Netzanbindungskapazitäten auf See in Höhe von insgesamt rund 1.560 MW. Aus Sicht des BDEW ist es volkswirtschaftlich sinnvoll, diese verfügbaren Kapazitäten frühzeitig zu nutzen und so Leerstandskosten zu vermeiden. Daher spricht sich der BDEW für eine zusätzliche Ausschreibung im Bereich der Offshore-Windenergie aus:

Die Plattform NOR-3-3 („DoWin6“) verfügt über freie Kapazitäten in Höhe von rund 660 MW. Diese in der Nordsee verfügbaren Kapazitäten können nach Auskunft von TenneT ohne weitergehende netztechnische Maßnahmen genutzt werden.

Die Nutzung der in Nord- und Ostsee verfügbaren Kapazitäten sollte unter Gewährleistung der Ausgewogenheit des Zubaus zwischen Nord- und Ostsee erfolgen. Hierfür wird bis 2025 zusätzliches Potenzial bei den Netzanbindungssystemen in der Ostsee in Höhe von bis zu 900 MW gesehen.

Diese in Nord- und Ostsee verfügbaren Kapazitäten sollten wettbewerblich in Form einer zusätzlichen, für alle Teilnehmer offenen Ausschreibung vergeben werden. Um eine frühzeitige Realisierung des Zusatzbeitrags zu gewährleisten, sind einzelne spezifische Anpassungen für die Zusatz-Ausschreibung im Vergleich zu den regulären Ausschreibungsbedingungen des zentralen Modells erforderlich.

Die Nutzung der genannten, kurzfristig auch netzseitig zu realisierenden Kapazitäten stellt eine no-regret-Maßnahme im Sinne des Klimaschutzes dar. Auch haben die Ergebnisse der zweiten Übergangsausschreibung mit einer durchschnittlichen Zuschlagshöhe von 4,66 ct/kWh den Trend einer starken Kostendegression bestätigt, der es rechtfertigt, Möglichkeiten zur stärkeren Nutzung der Offshore-Windenergie zu eruieren.

Sowohl bei der Ausgestaltung der zusätzlichen Ausschreibung, als auch grundsätzlich mit Blick auf das zentrale Modell ist die Frage zu klären, wie Gebote zu 0,00 ct/kWh zukünftig unterschieden werden können. Um eine nicht-diskriminierende Bezuschlagung in der Zusatz-Ausschreibung zu ermöglichen sowie um generell zu vermeiden, dass der künftige Zubau im zentralen Modell ausschließlich losbasiert entschieden wird, sollten klare Regeln zur Unterscheidbarkeit gleicher Gebote gefunden werden. Im Falle einer Umstellung des Fördersystems in Richtung eines Contracts for Difference (CfD), wie es aktuell diskutiert wird, dürfte sich die Problematik erübrigen, da zu erwarten ist, dass sich Gebote mehr an den tatsächlichen Stromgestehungskosten orientieren.

Der zukünftige tatsächliche Flächenbedarf beziehungsweise sinnvoller Flächeneinsatz für Power-to-Gas-Lösungen im Bereich der Offshore-Windenergie kann derzeit noch nicht bewertet werden. Grundsätzlich können Power-to-X-Lösungen langfristig einen großen Beitrag zur Dekarbonisierung aller Wirtschaftsbereiche leisten. Eine Beurteilung der Wettbewerbsfähigkeit von Power-to-X-Lösungen offshore gegenüber onshore-Lösungen ist aktuell hingegen kaum möglich. Im Kontext des derzeit verfolgten Ziels einer reinen technischen Demonstration erscheint die in der Gesetzesbegründung erläuterte Dimensionierung von mindestens 40 km² daher zum jetzigen Zeitpunkt nicht plausibel, da dies in Anlehnung an die Flächenausweisung im Flächenentwicklungsplan bereits einer Leistung von etwa 600 MW entspricht. Sofern sich der verfolgte technologische Ansatz jedoch nach Erprobung als volkswirtschaftlich sinnvoll erweist, sollte eine Ausweitung der bereitgestellten Flächen eruiert werden.

Aus dem derzeitigen Entwurf geht nicht hervor, ob es sich bei den nun ermöglichten Bereichen zur sonstigen Energiegewinnung um mehrere Bereiche zur Erprobung alternativer Konzepte durch mehrere Akteure handelt oder um ein großes gebündeltes Projekt. Aus Sicht des BDEW ist auch hier das Sicherstellen gleicher Wettbewerbs- und Teilnahmemöglichkeiten für alle Akteure von großer Bedeutung.

Ansprechpartner:

Geschäftsbereich Erzeugung und Systemintegration

Stefan Thimm

Telefon: +49 30 300199-1310

stefan.thimm@bdew.de

(Thema: EEG)

Geschäftsbereich Strategie und Politik

Andreas Klingemann

Telefon: +49 30 300199-1066

andreas.klingemann@bdew.de

Geschäftsbereich Recht

Christoph Weißenborn

Telefon: +49 30 300199-1514

christoph.weissenborn@bdew.de

(Thema: Rechtsfragen KWKG)

Geschäftsbereich Recht

Dr. Michael Koch

Telefon: +49 30 300199-1530

michael.koch@bdew.de

(Thema: EnWG, Redispatch)

Geschäftsbereich Recht

Dr. Nicole Pippke

Telefon: +49 30 300199-1525

nicole.pippke@bdew.de

(Thema: EEG-Umlage bei Speicher)

Geschäftsbereich Recht

Constanze Hartmann

Telefon: +49 30 300199-1527

constanze.hartmann@bdew.de

(Themen: EEG-Umlage, Eigenversorgung)