

› STELLUNGNAHME

zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (Energiesammelgesetz) vom 5. November 2018

Berlin, 20. November 2018

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.460 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit mehr als 260.000 Beschäftigten wurden 2016 Umsatzerlöse von knapp 114 Milliarden Euro erwirtschaftet und rund 10 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment große Marktanteile in zentralen Versorgungsbereichen (Strom 60 Prozent, Erdgas 65 Prozent, Trinkwasser 88 Prozent, Wärmeversorgung 72 Prozent, Abwasserentsorgung 43 Prozent). Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 66 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Die kommunalen Unternehmen versorgen zudem über 6 Millionen Kunden mit Breitbandinfrastrukturen. Sie investieren in den kommenden Jahren mehr als 1 Milliarde Euro in digitale Infrastrukturen von Glasfaser bis Long Range Wide Area Networks (LoRaWAN) in den Kommunen und legen damit die Grundlagen für die Gigabitgesellschaft.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

› KERNPUNKTE DES VKU

KWK-Bestandsanlagenförderung angemessen anpassen

Den vorliegenden Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit der KWK liegen sowohl bei den Wirkungsgraden als auch bei den Betriebskosten Annahmen zugrunde, die nicht an der tatsächlichen Situation von Bestandsanlagen orientiert sind.

Im Ergebnis fällt die vorgeschlagene Absenkung der Fördersätze deutlich zu stark aus und gefährdet damit akut die Wirtschaftlichkeit der Anlagen.

Alternativ schlagen wir nachstehende Fördersätze vor, die mögliche Überförderungen vermeiden und dennoch einen wirtschaftlichen Betrieb der Gas-KWK-Anlagen in der allgemeinen Versorgung ermöglichen:

Elektrische Nennleistung in MW		2 bis 50	> 50 bis 100	> 100 bis 200	> 200 bis 300	> 300 bis 450	> 450
KWKG 2016	ct/kWh	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Gesetzentwurf	ct/kWh	1,5	1,3	0,5	0,3	0	0
VKU-Vorschlag	ct/kWh	1,5	1,5	1,5	0,7	0,5	0

KWKG verlängern

Das KWKG sieht vor, dass Anlagen bis zum 31.12.2022 in Betrieb genommen werden müssen, um in den Genuss einer Förderung nach dem KWKG zu kommen. Gerade für größere KWK-Anlagen, die teilweise auch bisher Kohle verfeuernde Kraftwerke ersetzen sollen, lässt sich eine Inbetriebnahme bis zu diesem Datum nicht mit hinreichender Sicherheit realisieren.

Die Inbetriebnahmefristen im KWKG sollten deshalb mindestens bis zum 31.12.2025 verlängert werden.

Durch eine Verlängerung bis 2025 entsteht die Chance, beim erwartbaren Ersatz stillzulegender Kohlekraftwerkskapazitäten die Modernisierung und den Ausbau der KWK zu beschleunigen, da die damit einhergehende Verlängerung des Umstellungsbonus von Kohle auf Gas, den notwendigen Vorläufen für Planungs- und Genehmigungsverfahren Rechnung trägt.

Mieterstromprojekte nicht gefährden

Die geplante Vergütungsabsenkung um fast ein Viertel kommt unerwartet und mit einem Vorlauf von weniger als zwei Monaten auch zu kurzfristig. Sie hat deutlich negative Auswirkungen auf den Ausbau von Dach-PV. Insbesondere bei Mieterstromprojekten ist von einem deutlichen Rückgang des PV-Ausbaus auszugehen.

Angaben der Bundesnetzagentur zufolge umfasst das gegenwärtige Fördervolumen im Mieterstrombereich eine installierte PV-Leistung von ca. 5 MW. Dies liegt noch sehr weit unter dem gesetzlichen Deckel von 500 MW.

Es ist zu gewährleisten, dass Mieterstromanlagen von der Vergütungskürzung nicht betroffen sind, zum Beispiel, indem der Mieterstromzuschlag von der Einspeisevergütung entkoppelt und auf die Höhe am 31.12.2018 eingefroren wird.

So kann, bis im nächsten Jahr eine umfassende Novellierung des Mieterstromgesetzes angegangen werden kann, ein unbeabsichtigter, überstürzter und schädlicher Eingriff vermieden werden.

Kosten anerkennen und die kooperative Zusammenarbeit stärken

Grundsätzlich ist darauf zu verweisen, dass alle Kosten, die Verteilnetzbetreibern bei der Wahrnehmung der Aufgaben im Kontext dieses Entwurfes zusätzlich entstehen, regulatorisch anerkannt und über die Netzentgelte weitergereicht werden müssen.

Zudem sind Vorgaben zur Zusammenarbeit von Netzbetreibern, Anlagenbetreibern, Direktvermarktern und Bilanzkreisverantwortlichen klar zu definieren. Darüber hinaus müssen die Maßnahmen und Fallgruppen nach §13 EnWG besser voneinander abgegrenzt werden.

Von essentieller Wichtigkeit ist es, Anpassungsforderungen von Netzbetreibern zur Gewährleistung der Systemstabilität und Netzsicherheit im Rahmen der Kaskade nicht ausschließlich in Form eines Top-Down-Ansatzes zuzulassen. Sollen technische Restriktionen aller betroffenen Netzbetreiber berücksichtigt werden, müssen Anpassungsforderungen ebenfalls in Bottom-Up- sowie in horizontaler Richtung zulässig sein. Restriktionen müssen dabei auf allen Ebenen gleichberechtigt in Entscheidungen einfließen.

Aufgrund der vielen Unklarheiten bei der geplanten Umsetzung der EnWG-Änderungen plädiert der VKU dafür, Änderungen des EnWG aus dem Energiesammelgesetz zunächst auszukoppeln und nach ergänzender Überarbeitung zu einem späteren Zeitpunkt wieder aufzugreifen.

› EINLEITUNG

Zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (Energiesammelgesetz) vom 5. November 2018 übermittelt der VKU nachfolgende Stellungnahme mit der Bitte um Berücksichtigung im weiteren Gesetzgebungsverfahren.

Der VKU begrüßt, dass nunmehr die dringend notwendigen Gesetzgebungsvorhaben auf den Weg gebracht werden. Dies gilt insbesondere für die Sonderausschreibungen für Windenergie an Land und Solarenergie sowie die Anpassung der Regelungen über die EEG-Umlageermäßigung beim KWK-Eigenverbrauch an europäisches Beihilferecht. Damit wird in zwei wichtigen Bereichen die für Investitionen erforderliche Rechtssicherheit wieder hergestellt.

Nachfolgend nehmen wir zu den Regelungsvorschlägen wie folgt Stellung:

› ARTIKEL 1: ÄNDERUNG DES EEG

Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung (§ 9 Absatz 8 EEG-Entwurf)

› Grundsätzlich begrüßt der VKU eine bundesweit einheitliche Pflicht zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen, empfiehlt jedoch eine Verlängerung der Übergangsfristen. Rückwirkende Auflagen für Bestandsanlagen lehnt der VKU ab. Für Neuanlagen sollten die Fristen verlängert werden.

Die Ausstattung von Neuanlagen mit bedarfsgerechter Nachtkennzeichnung ist aus Sicht des VKU geeignet, um Lichtemissionen, die Anwohner beeinträchtigen können, weiter zu mindern und damit die Akzeptanz für Windenergievorhaben zu erhalten bzw. zu steigern. Der VKU begrüßt, dass mit § 9 Absatz 8 EEG-Entwurf eine bundesweit einheitliche Regelung geplant ist.

Eine rückwirkende Regelung für Bestandsanlagen wird vom VKU kritisch gesehen. Grund sind die erheblichen finanziellen Belastungen, die sich negativ auf den weiteren wirtschaftlichen Betrieb auswirken und zu Wettbewerbsverzerrungen führen können. Beispielsweise stellt sich die Frage, wie Gebiete mit isolierten Bestandswindparks im Vergleich zu geclusterten Gebieten mit mehreren Windparks behandelt würden.

Nach dem Kenntnisstand des VKU sind derzeit für eine bedarfsgerechte Befeuerung allerdings nur einige wenige sogenannte Primärradarsysteme von der Deutschen Flugsicherung zugelassen und damit für Windkraftanlagen genehmigungsfähig. Es handelt sich dabei um aktive Radarsensoren, die den Luftraum über einem Windpark überwachen und entweder dezentral an den Anlagen selbst montiert sind oder zentral mit einer großen Sendeanlage arbeiten. Die Kosten für die derzeit verfügbaren BNK-Systeme belaufen sich in der Größenordnung von 100.000 Euro pro Windenergieanlage und müssten in ein Gebot im EEG-Ausschreibungsverfahren eingepreist werden. Darüber hinaus sind für den Einsatz der aktiven Radarsysteme von der Bundesnetzagentur zugeteilte Sendefrequenzen notwendig, die nicht flächendeckend in einer ausreichenden Bandbreite zur Verfügung stehen. Ferner handelt es sich bei den derzeit zugelassenen aktiven Radarsystemen um Quellen elektromagnetischer Strahlung. Wir sehen hier das Risiko, dass sich aufgrund der neuen Emissionsquelle das eigentliche Anliegen, Minimierung der (Licht-) Emissionen und damit die Förderung der Akzeptanz für Windenergieanlagen, auch leicht ins Gegenteil verkehren könnte.

Die Transponder-Technik ist deutlich günstiger, die notwendigen technischen Vorschriften allerdings noch nicht veröffentlicht und die Technologie noch nicht luftverkehrstechnisch zugelassen.

Die Technik muss in die Planungen und Verträge für Windenergieanlagen einfließen. Aus diesem Grund benötigt die Umsetzung der Pflicht zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung einen entsprechenden Vorlauf. Mit Blick auf die Transponder besteht bei zu engen Übergangsfristen die Gefahr, dass die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen nicht rechtzeitig angepasst werden kann und mithin die deutlich teurere und nachteiligere Radartechnologie zu verbauen wäre. Vor diesem Hintergrund erscheinen die Übergangsfristen zu knapp.

Unter dem Gesichtspunkt des Vertrauensschutzes sind Bestandsanlagen von der Pflicht auszunehmen. Neuanlagen, die in 2019 errichtet werden, müssten zudem ebenfalls bereits mit einer Technologie zur Nachtkennzeichnung ausgestattet werden. Allerdings dürften zahlreiche dieser Anlagen bereits bestellt sein, so dass hier der Vertrauensschutz eine längere Übergangsfrist gebietet. Es bietet sich an, eine entsprechende Pflicht frühestens für Anlagen anzuwenden, für die noch keine verbindliche Bestellung vorlag. Alternativ wäre es möglich auf ein bestimmtes späteres Inbetriebnahmedatum abzustellen.

Sonderausschreibungen (§ 28 EEG-Entwurf)

› Die Ausschreibungsmengen der ordentlichen Ausschreibungen sollten langfristig an das im Koalitionsvertrag verankerte 65-Prozent-Ziel angepasst werden, um der Branche Planungssicherheit über 2021 hinaus zu ermöglichen.

Die geplanten Sonderausschreibungen sind ein wichtiger Schritt, um den Ausbau der erneuerbaren Energien voranzubringen. Zur Erreichung des im Koalitionsvertrag angekündigten, 65-prozentigen Anteils erneuerbarer Energien (hier steht eine Konkretisierung der Bezugsgröße noch aus) bis 2030 müssen die Ausschreibungsvolumina allerdings dauerhaft aufgestockt werden. Dies ist auch wichtig, weil die investierenden Unternehmen eine langfristige Planungssicherheit benötigen.

Alternativ schlägt der VKU einen Ausbaupfad vor, der sich am Nettoausbau (also der Differenz zwischen Windenergieausbau und -rückbau) orientiert. Dieser sollte im Durchschnitt mindestens 2 GW pro Jahr betragen. Damit würde insbesondere der Tatsache Rechnung getragen, dass ab dem Jahr 2021 jedes Jahr Tausende von Windenergieanlagen vom Auslaufen der 20-jährigen EEG-Vergütung betroffen sein werden. Allein im Jahr 2021 betrifft dies nach Schätzungen der Bundesregierung eine installierte Leistung von mehr als 4 GW. Viele der betroffenen Anlagen werden aus technischen, wirtschaftlichen oder rechtlichen Gründen zurückgebaut werden.

Auch sollte erwogen werden, die vereinbarten Sonderausschreibungsmengen gemeinsam mit den ordentlichen Ausschreibungen zu auktionieren. Die gesonderte Vergabe der Sondermengen erhöht den Aufwand bei Verwaltung und Unternehmen. Zudem ist es möglich, dass bei direkt aufeinanderfolgenden Terminen das Ergebnis der früheren Auktion noch nicht veröffentlicht wurde und somit eine Teilnahme von nicht bezuschlagten Projekten am Folgetermin ausgeschlossen ist.

Verkürzte Realisierungsfrist für Wind-Onshore-Projekte (§ 36e EEG-Entwurf)

› Der VKU spricht sich gegen die Verkürzung der Realisierungsfrist für die ersten drei Ausschreibungsrunden 2019 aus.

Mit der Änderung in § 36e Abs. 1 EEG 2017 wird die Realisierungsfrist für Windenergieanlagen an Land von 30 auf 24 Monate verkürzt. Ziel ist es, der Zubaulücke, die sich gegebenenfalls aus der geringen Realisierung von Windenergieanlagen aufgrund des Bürgerenergieprivilegs ergibt, entgegenzuwirken.

Die Verkürzung der Realisierungsfrist gefährdet allerdings Projekte, die bereits genehmigt sind, jedoch auch beklagt werden und von Verzögerungen betroffen sein können. Sie bestraft damit in den kommenden Ausschreibungsrunden Akteure, die die mögliche Zubaulücke nicht zu verantworten haben.

Innovationsausschreibungen (§ 39j i.V.m. § 88d EEG-Entwurf)

- › Bei der Ausgestaltung sollte im Sinne einer hohen Biervielfalt darauf geachtet werden, dass die Anforderungen nicht so komplex werden, dass kleine Bieter von der Innovationsausschreibung ausgeschlossen werden.
- › Ausschreibungsvolumina, die in den Innovationsausschreibungen nicht abgerufen werden, sollten den regulären, technologiespezifischen Ausschreibungen zur Verfügung gestellt werden.

Im Hinblick auf eine Weiterentwicklung des EEG ist es grundsätzlich sinnvoll, Innovationsausschreibungen durchzuführen und hierbei auch neue Fördervarianten zu testen. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf Instrumente, die ein netzdienliches Verhalten fördern sollen.

Allerdings rät der VKU, nicht zu viele Instrumente gleichzeitig zu testen, damit klare Schlussfolgerungen über die Effekte der jeweiligen Instrumente möglich sind.

Zu berücksichtigen ist auch, dass einige der Wettbewerbsinstrumente, die im Rahmen der Innovationsausschreibung erprobt werden sollen, gerade kleinere Akteure von der Teilnahme an Innovationsausschreibungen abschrecken könnten. Dies würde die Wettbewerbsintensität und Biervielfalt einschränken.

Dies gilt insbesondere für eine Bezuschlagung von nur 80 Prozent der abgegebenen Gebote. Dadurch würde die Teilnahme an Ausschreibungen insbesondere für kleine und mittelgroße Akteure noch riskanter. Dem Erreichen des 65-Prozent-Ziels im Jahr 2030 wäre damit nicht gedient.

Auch ein Verlust der Marktprämie bei negativen Preisen erhöht die Risiken für die Projektentwickler erheblich, weil die Häufigkeit negativer Preise nur schwer zu prognostizieren ist. Oft sind sie zusammenhängend über mehrere Stunden. Die zu erwartenden Ertragsausfälle müssten in die Gebote eingepreist werden.

In Kombination mit der geplanten deutlichen Erhöhung der Volumina für die Innovationsausschreibung befürchtet der VKU, dass nicht genügend Gebote eingereicht werden, um die Volumina auszuschöpfen. Um den Ausbaupfad nicht zu gefährden, sollten die in den Innovationsausschreibungen nicht abgerufenen Mengen im Folgejahr auf die regulären, technologiespezifischen Ausschreibungen verteilt werden.

Kritisch zu sehen ist, dass die Bundesregierung in der Gesetzesbegründung ankündigt, bereits in 2019 eine erste Evaluierung vorzusehen, um zu prüfen, ob einzelne getestete Elemente in das reguläre Ausschreibungsdesign übernommen werden können. Zu diesem Zeitpunkt können noch keine Erkenntnisse in Form von Erfahrungen mit gebauten Anlagen vorliegen. Der Gesetzentwurf lässt offen, welches die Kriterien der geplanten Evaluierung sind und wie Erfolg oder Misserfolg der Innovationsausschreibungen gemes-

sen werden soll. Es erscheint daher absehbar, dass verschiedene Akteure die Ergebnisse einer solchen Evaluierung sehr unterschiedlich interpretieren werden.

Aufgrund der Komplexität und der möglichen Wechselwirkungen mit den „regulären“ Ausschreibungen sollten die Verbände in die Erarbeitung der Verordnung einbezogen werden.

Absenkung der Vergütung für Aufdach-Solaranlagen (§ 48 Absatz 2 Nummer 3 EEG-Entwurf)

› Auf die Absenkung der Vergütung von 11,09 Cent/kWh auf 8,33 Cent/kWh sollte verzichtet werden. Sollte der Gesetzgeber an einer Vergütungskürzung festhalten wollen, sollte diese weniger stark ausfallen und stufenweise wirksam werden. Zudem wäre zu gewährleisten, dass Mieterstromanlagen von der Vergütungskürzung nicht betroffen sind, zum Beispiel indem der Mieterstromzuschlag von der Einspeisevergütung entkoppelt und auf die Höhe am 31.12.2018 eingefroren wird.

Die geplante Vergütungsabsenkung um fast ein Viertel kommt unerwartet und mit einem Vorlauf von weniger als zwei Monaten auch zu kurzfristig. Sie hat deutlich negative Auswirkungen auf den Ausbau von Dach-PV. Insbesondere bei Mieterstromprojekten und PV-Großprojekten bis 750 kWp ist von einem deutlichen Rückgang des PV-Ausbaus auszugehen, sollte die Kürzung wie vorgeschlagen beschlossen werden.

Mit der geplanten Vergütungsabsenkung wird der anzulegende Wert für Aufdach-PV-Anlagen im Leistungsbereich 40 bis 750 kW auf das für Freiflächenanlagen geltende Niveau abgesenkt. De facto sind die Gestehungskosten bei Aufdachanlagen jedoch höher (ca. 2 ct/kWh gegenüber Freiflächenanlagen).

Zudem ist damit zu rechnen, dass es sich bei den derzeit sehr niedrigen Modulpreisen um eine zeitweise Erscheinung aufgrund von Überangebot, staatlicher Regulierung in China, Wirtschaftssanktionen etc. handelt. Für 2019 werden von Analysten schon wieder steigende Preise erwartet, so dass eine Senkung der Förderung mit steigenden Preisen am Markt zusammenfallen würde.

Zum anderen hat die derzeitige Wirtschaftlichkeit der Dachprojekte erst wieder das Interesse von Eigentümern geweckt, ihre Dächer zu verpachten bzw. Anbietern die Möglichkeit gegeben, mit der Anlage eine Dachpacht zu generieren, mit welcher der Hauseigentümer beispielsweise eine Dachsanierung finanzieren kann. Mit den deutlich abgesenkten Vergütungen wird es kaum noch möglich sein, attraktive Pachten für Dächer Dritter zu zahlen. Wer das eigene Dach nutzt, gegebenenfalls in Kombination mit Eigenverbrauch, mag die Absenkung möglicherweise verkraften. Für das klassische Projektgeschäft hingegen würde sie das Aus bedeuten.

Hinzu kommt, dass ein Inkrafttreten der Vergütungskürzung bereits zum 01.01.2019 aufgrund der Kurzfristigkeit die Umsetzung aktueller Projekte gefährden kann. Sollte der Gesetzgeber an einer Vergütungskürzung festhalten wollen, sollte diese stufenweise wirksam werden, z. B. in Gestalt einer linearen monatlichen Absenkung über den Zeitraum eines halben Jahres.

Mieterstromanlagen im Leistungsbereich 40 – 100 kW wären von der Absenkung überproportional betroffen. Da für Mieterstromanlagen vom anzulegenden Wert pauschal und unabhängig von der Größe der Anlage 8,5 Cent/kWh abgezogen werden, würde die Vergütung für den Leistungsbereich 40 – 100 kW null Cent/kWh betragen. Dies hat zur Folge, dass dem Betreiber der Mieterstromanlage für die Gesamtanlage effektiv eine Kürzung von bis zu mehr als 50 Prozent droht und damit die Unwirtschaftlichkeit des Projektes eintreten würde.

Schon jetzt sind Mieterstromprojekte nur dann wirtschaftlich, wenn mehrere positive Umstände zusammenkommen (z. B. geeignete Dachkonstruktion und -ausrichtung, Anzahl der Wohnungen pro Gebäude, Eigentumsverhältnisse, Sanierungszyklen, Höhe der Netzentgelte usw.). Durch die geplante Vergütungsabsenkung würde es für Anlagen im Leistungsbereich 40 – 100 kW noch schwieriger werden, eine Wirtschaftlichkeit darzustellen. Und das wäre nicht im Sinne des Klimaschutzes, denn je größer die Anlage, desto höher ist die Solarstromausbeute und demzufolge der Beitrag zur Erreichung des 65-Prozent-Ziels.

Angaben der Bundesnetzagentur zufolge umfasst das gegenwärtige Fördervolumen im Mieterstrombereich eine installierte PV-Leistung von ca. 5 MW. Dies liegt noch sehr weit unter dem gesetzlichen Deckel von 500 MW. Infolge der Vergütungskürzung würde sich Deutschland von dem Ziel, die Solarenergie in die Städte zu bringen und die Mieter daran zu beteiligen, weit entfernen.

Es ist zu gewährleisten, dass Mieterstromanlagen von der Vergütungskürzung nicht betroffen sind, zum Beispiel indem der Mieterstromzuschlag von der Einspeisevergütung entkoppelt und auf die Höhe am 31.12.2018 eingefroren wird.

So kann, bis im nächsten Jahr eine umfassende Novellierung des Mieterstromgesetzes angegangen werden kann, ein unbeabsichtigter, überstürzter und schädlicher Eingriff vermieden werden.

Angesichts der Zielsetzung, das erhebliche Potential der Dachflächen in Städten und Ballungsräumen für die Solarenergie zu nutzen, wäre die geplante Vergütungskürzung in der vorgesehenen Form ein deutlicher Dämpfer für die Energiewende.

Verringerung der EEG-Umlage bei Anlagen (§ 61b EEG-Entwurf)

Die verringerte EEG-Umlage bei Anlagen darf nicht davon abhängig gemacht werden, dass in dem Kalenderjahr in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt worden sind. In dem Verhältnis wie erneuerbare Energien eingesetzt werden, muss die Umlageverringerung in Anspruch genommen werden können. Die Abgrenzung der eingesetzten Energieträger sollte über ein Einsatzstofftagebuch gewährleistet werden.

§ 61b EEG-Entwurf verlangt für die Inanspruchnahme der verringerten EEG-Umlage die ausschließliche Verwendung von erneuerbaren Energien im gesamten Kalenderjahr. Eine derart strenge Regelung gab es bislang nicht. Eine Betrachtung jeweils auf das Kalenderjahr ist zu streng und auch nicht sachgemäß. Insbesondere kommunale Abwasserentsorger wären hiervon betroffen, da sie in ihren BHKWs zeitweise sowohl Faulgas als auch Erdgas zur Stützfeuerung einsetzen. Die Abgrenzung der eingesetzten Energieträger sollte über ein Einsatzstofftagebuch gewährleistet werden.

Das Energierecht hat in den vergangenen Jahren zu signifikanten Belastungen für die kommunalen Trinkwasserversorger und Abwasserentsorger geführt. Nehmen die Belastungen weiter zu, führt dies dazu, dass klimapolitisch wertvolle Energiepotenziale in der (kommunalen) Wasserwirtschaft verschenkt werden, weil die Anlagen unwirtschaftlich und Investitionen in Energieprojekte zurückgefahren werden. Auch Ansätze zur Schaffung von Flexibilität durch eine systemdienliche Laststeuerung würden behindert. All dies kann vom Gesetzgeber nicht gewollt sein. Schließlich fordert der Gesetzgeber an anderer Stelle, dass natürliche Energiepotenziale in der kommunalen Wasserwirtschaft, insbesondere aus Kläranlagen, genutzt werden (vgl. z. B. den Kabinettsbeschluss zum Klimaschutzplan 2050 und die Abwasserverordnung). Auch gibt es Förderprogramme (z. B. Kommunalrichtlinie), die durch § 61b EEG-Entwurf konterkariert würden.

Verringerung der EEG-Umlage bei KWK-Anlagen (§§ 61c und 61d EEG-Entwurf)

Zunächst ist zu begrüßen, dass es gelungen ist, mit der EU-Kommission eine sehr differenzierte Regelung auszuhandeln, die sich zumindest an dem Ziel orientiert, den unterschiedlichen Bedarfen Rechnung zu tragen.

Allerdings kann bei Anlagen zwischen 1 – 10 MW im Einzelfall die Wirtschaftlichkeit aufgrund der höheren EEG-Umlagebelastung gefährdet sein. Es ist damit zu rechnen, dass einzelne Projekte mit einer vollen Umlagebelastung nicht mehr realisiert werden können.

Dies gilt insbesondere für viele Anlagen der kommunalen Wasserwirtschaft, sollte eine Erdgasbeimischung zum Verlust der Umlageverringerung nach § 61b führen. Denn dann

würden diese Anlagen unter die Vorschriften der §§ 61c und 61d EEG-Entwurf fallen. Durch die 1 MW Grenze und den hohen Anteil des Eigenverbrauchs an Kläranlagen-Standorten würde eine Reihe von Mitgliedsunternehmen des VKU betroffen sein. Ein wirtschaftlicher Betrieb von vielen Anlagen wäre nicht mehr gegeben.

Für den wirtschaftlichen Betrieb einer KWK-Anlage werden in der Wasserwirtschaft betreiberseitig mindestens 7.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr angesetzt. Gemäß §§ 61c und 61d EEG-Entwurf würde dies einen Anstieg der EEG-Umlage auf bis zu 100 % bedeuten. Bereits heute sind die Amortisationszeiten der Anlagen in der kommunalen Wasserwirtschaft im Verhältnis zu der angesetzten Nutzungsdauer kritisch. Von einer Überförderung kann in der kommunalen Wasserwirtschaft nicht die Rede sein.

Wir gehen davon aus, dass der Änderungsbefehl in Nr. 1 „§ 61 b wird durch folgende §§ 61 b bis 61 d ersetzt“ nicht bedeutet, dass die derzeitigen §§ 61 c und d ebenfalls entfallen, sondern dass diese lediglich mit neuer Bezeichnung hinten angestellt werden.

Weitergeleitete Strommengen (§ 62a EEG-Entwurf)

Der VKU begrüßt das Bestreben des Bundeswirtschaftsministeriums, eine pragmatische Regelung zur Ermöglichung von Schätzungen im Rahmen der Abrechnung der Umlageprivilegien zu schaffen. Bei vielen Mitgliedsunternehmen des VKU gibt es Fälle, in denen eine neue Abgrenzungsregelung Rechtssicherheit und Rechtsfrieden herstellen könnte. In der wasserwirtschaftlichen Praxis verursacht der Einbau von geeichten Zählern durch beauftragte Dritte einen enormen Verwaltungsaufwand. In Einzelfällen erreichen die notwendigen Investitionen ein Volumen von über 600.000 Euro.

Jedoch ist zu berücksichtigen, dass die rückwirkende Möglichkeit der Schätzung zwar in denjenigen Fällen Rechtssicherheit schafft, in denen die Praxis in der Vergangenheit bereits Schätzungen vorgenommen hat. Es darf aber nicht dazu kommen, dass in Fällen, wo – rechtskonform – Schätzungen abgelehnt wurden, eine rückwirkende Schätzungsmöglichkeit eröffnet wird. Die Folge wäre, dass bereits abgeschlossene Sachverhalte erneut aufgerollt werden müssen. Ebenso sollten bereits laufende Verfahren (Begrenzungsjahr 2019) nicht nachträglich dieser Novelle unterliegen, sondern ebenfalls mit der Übergangsregelung abgedeckt sein.

Leistungsverweigerungsrecht gemäß § 62a Absatz 8 EEG-Entwurf

Das Instrument des Leistungsverweigerungsrechts ist grundsätzlich geeignet, die rückwirkende Schätzungsmöglichkeit auf noch nicht abgeschlossene Sachverhalte zu beschränken.

Besonderen Wert legt der VKU darauf, dass nicht nur für die umlageprivilegierten Unternehmen, sondern auch für die Verteilnetzbetreiber Rechtssicherheit geschaffen wird.

Bereits abgeschlossene Sachverhalte, in denen Schätzungen von Verteilnetzbetreibern abgelehnt wurden, sollten daher ebenso wenig rückabgewickelt werden wie Fälle, in denen Privilegien aufgrund von Schätzwerten erteilt wurden. In beiden Fallgestaltungen sollte gelten, dass bereits abgeschlossene Sachverhalte (= Privilegierungsansprüche, die im beiderseitigen Einvernehmen durch den Netzbetreiber abgerechnet wurden) nicht wieder neu aufgerollt werden.

In Bezug auf Strommengen, die vor 2018 verbraucht wurden, gibt § 62a Absatz 8 EEG-Entwurf den Umlageschuldnern ein Leistungsverweigerungsrecht,

- wenn diese Strommengen in unterschiedlicher Höhe der EEG-Umlage unterliegen,
- messtechnisch nicht ordentlich voneinander abgegrenzt, sondern nur geschätzt wurden und
- Netzbetreiber aus diesem Grund den höchsten Umlagesatz geltend machen.

Der VKU begrüßt, dass Fälle, in denen die Umlage bereits bezahlt wurde, demzufolge nicht wieder neu aufgerollt werden. Denn das Leistungsverweigerungsrecht berechtigt nicht zur Rückforderung bereits gezahlter Umlagen. Es greift nur da, wo die Umlage noch nicht gezahlt wurde, wo Sachverhalte also noch nicht abgeschlossen sind.

› Die Prüfung der Voraussetzungen des § 62a Absatz 8 EEG-Entwurf (Leistungsverweigerungsrecht) darf dem zur Erhebung der EEG-Umlage verpflichteten Netzbetreiber keinen unverhältnismäßigen Aufwand aufbürden.

Es stellt sich die Frage, welcher Aufwand sich für die Verteilnetzbetreiber aus § 62a Absatz 8 des Entwurfs ergibt. In ihrer „treuhänder-ähnlichen Funktion“ sind sie grundsätzlich verpflichtet, Ansprüche auf Zahlung der EEG-Umlage zugunsten des EEG-Kontos und damit letztlich zugunsten der Gemeinschaft aller EEG-Umlage-Schuldner durchzusetzen¹.

In Bezug auf Strommengen, die vor 2018 verbraucht wurden, werden Verteilnetzbetreiber aufgrund des geplanten § 62a Absatz 8 künftig prüfen müssen, ob im Einzelfall die Voraussetzungen des Leistungsverweigerungsrechts vorliegen, z. B. ob die Schätzung seinerzeit sachgerecht erfolgt ist. Dies dürfte im Nachhinein nicht leicht nachzuvollziehen sein. Die Anforderungen an diese Prüfung dürfen nicht überspannt werden.

Es darf nicht dazu kommen, dass Verteilnetzbetreiber einen unverhältnismäßigen Aufwand betreiben müssen, um dem Vorwurf zu entgehen, sie würden ihre „treuhänder-ähnliche Funktion“ vernachlässigen.

¹ Leitfaden der Bundesnetzagentur zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 117

² Leitfaden der Bundesnetzagentur zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 117

Strommengen, die gemäß § 62a Absatz 2 Nummer 2 EEG-Entwurf geschätzt werden dürfen

› Die Begriffe „technisch unmöglich“, „unvertretbarer Aufwand“ und „nicht wirtschaftlich zumutbar“ sollten konkretisiert werden.

Die oben genannten, nicht konkret definierten Begriffe können – z.B. bei der Klärung, ob ein Aufwand „unvertretbar“ bzw. eine Anwendung des höchsten EEG-Umlagesatzes „wirtschaftlich zumutbar“ ist – Streitigkeiten zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern auslösen. Daher wäre eine Präzisierung im Gesetz sehr hilfreich.

Es wäre sinnvoll, wenn hier reale Untergrenzen eingefügt werden würden, wie z. B. eine Kopplung an die Preisobergrenze für die Messeinrichtung.

Stromverbräuche einer anderen Person, die Stromverbräuchen des Letztverbrauchers zuzurechnen sind, § 62a Absatz 3 EEG-Entwurf

› Das Kriterium „geringfügig“ in § 62a Absatz 3 Nummer 1 EEG-Entwurf sollte anhand eines Prozentsatzes konkretisiert werden, der sich auf das Verhältnis Selbstverbrauch – Drittverbrauch bezieht.

Positiv ist hervorzuheben, dass die Fälle, in denen es einer Erfassung und Abgrenzung von weitergeleitetem Strom gemäß § 62a Absätze 2 und 3 nicht bedarf, in der Gesetzesbegründung sehr genau beschrieben werden.

Gleichwohl geht der VKU davon aus, dass es in der Praxis schwierig sein kann, im Einzelfall eine rechtssichere Zuordnung vorzunehmen. Insbesondere ist eine Definition des „geringfügigen Letztverbrauchs“ erforderlich. Hierfür wird die Festlegung eines Prozentsatzes vorgeschlagen, der sich auf das Verhältnis Selbstverbrauch – Drittverbrauch bezieht.

› Der Ausnahmetatbestand, wonach Stromverbräuche einer anderen Person, den Stromverbräuchen des Letztverbrauchers zuzurechnen sind, sollte weniger restriktiv ausgestaltet sein.

Der Ausnahmetatbestand, wonach Stromverbräuche einer anderen Person, den Stromverbräuchen des Letztverbrauchers zuzurechnen sind, ist zu restriktiv ausgestaltet. Dadurch, dass die in Absatz 3 genannten Voraussetzungen kumulativ vorliegen müssen, kann es passieren, dass Verbräuche trotz Geringfügigkeit gemessen werden müssen, weil sich die Verbräuche auf viele Stellen innerhalb eines Hauses verteilen. Typischerweise ist dies der Fall beim Firmensitz einer Unternehmung, in dem auch Tochtergesellschaften untergebracht sind. Deren Verbräuche wären ansonsten separat zu bemessen.

Schätzung § 62 a Abs. 4 EEG-Entwurf

- › Die Clearingstelle EEG sollte damit beauftragt werden, eine einheitliche Schätzmethodik zu erarbeiten und zu veröffentlichen.

Durch diese rechtlich bindenden Vorgaben seitens der erarbeitenden Stelle kann durch einfachen Nachweis (Sichtung Wirtschaftsprüfer o.Ä.) rechtlich Sicherheit erlangt werden, dass die gemachten Schätzungen rechtlich nicht angreifbar sind. Dies wird zukünftige Rechtsstreitigkeiten über die Aussagekraft bzw. Rechtmäßigkeit der Schätzung unterbinden.

Gewillkürte Nachrangregel zum Nachweis der Zeitgleichheit von Erzeugung und Eigenverbrauch, § 62a Absatz 6 EEG-Entwurf

- › Der VKU begrüßt, dass in § 62a Absatz 6 die Möglichkeit eröffnet werden soll, zum Nachweis der Zeitgleichheit von Erzeugung und Eigenverbrauch die gewillkürte Nachrangregel anzuwenden.

Dem VKU sind Fälle bekannt, in denen die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch seit vielen Jahren mit RLM-Messungen und SLP-Profilen für kleine Verbrauchsstellen (HA-Stationen primärseitig, Pumpwerke,...) nachgewiesen wurde, aber diese etablierte Praxis wird inzwischen unter Berufung auf den Leitfaden der Bundesnetzagentur zur Eigenversorgung vom Juli 2016 und entsprechenden Informationen der Übertragungsnetzbetreiber von Wirtschaftsprüfern nicht mehr akzeptiert.

Dem VKU ist bspw. ein Mitgliedsunternehmen bekannt, bei dem für das Jahr 2017 eine Umlagebefreiung in Höhe eines mittleren fünfstelligen Betrages auf dem Spiel steht. Für das mittelgroße Stadtwerk bedeutet dies ein enormes finanzielles Risiko – insbesondere weil die entsprechende Messung für die Vergangenheit nicht nachgeholt werden kann.

Daher ist es zu begrüßen, dass der Verlust an sich begründeter Umlageprivilegien durch Anwendung der gewillkürten Nachrangregel zumindest begrenzt werden kann, solange bis die mehr als 300 betroffenen Zähler dieses beispielhaft aufgeführten Unternehmens mit „modernen Messeinrichtungen“, welche die eichrechtskonforme Zählerstandsmessung beherrschen, ausgestattet werden.

Entsprechende Anwendung des Regelungsvorschlags auf den Nachweis der selbst erzeugten Strommengen im Rahmen der Besondere Ausgleichsregel, § 62a Absatz 9 EEG-Entwurf

- › Eventuelle Auswirkungen auf Elektrizitätsversorgungsunternehmen und ihre Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber sind zu berücksichtigen.
- › In diesem Zusammenhang sollte die Asymmetrie der Verzinsungsregel des § 60 Absatz 3 EEG beseitigt werden.
- › Zumindest darf es im Rahmen der Verzinsungsregel des § 60 Absatz 3 EEG nicht zu einer zusätzlichen Benachteiligung von Elektrizitätsversorgungsunternehmen kommen.

Soweit § 62a Absatz 9 EEG-Entwurf zur Folge hat, dass Anträge im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregel (nachträglich) genehmigt werden, die aufgrund der bisherigen Praxis des BAFA³ nicht genehmigt worden wären, kann dies die Abweichungen zwischen den Abschlagszahlungen, die die Elektrizitätsversorgungsunternehmen aufgrund ihrer Prognosen hinsichtlich des umlagepflichtigen Letztverbraucherabsatzes an die Übertragungsnetzbetreiber leisten, und der EEG-Umlagepflicht laut Endabrechnung vergrößern.

Die aus den Abweichungen resultierenden Mehr- bzw. Minderzahlungen unterliegen bislang einer „asymmetrischen Verzinsung“ (= Die Übertragungsnetzbetreiber zahlen zu viel entrichtete Beträge unverzinst zurück, aber verlangen von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen Zinsen für zu wenig entrichtete Beträge). Diese Asymmetrie muss durch eine faire Regelung ersetzt werden. Zumindest darf sie sich infolge des geplanten § 62a Absatz 9 EEG-Entwurf nicht verschärfen.

³ („Die Messung des Stromverbrauchs unterliegt den Bestimmungen des Mess- und Eichgesetzes (MessEG)“)

› ARTIKEL 2: ÄNDERUNG DES KWKG

Vorbemerkung

Im KWKG 2017 wurden Ausnahmetatbestände für die Ausschreibungspflicht (§ 35 Abs. 14 KWKG) eingeführt. Der VKU begrüßt, dass nun mit dem Gesetzentwurf klargestellt wird, dass auch Anlagenmodernisierungsprojekte mit einer Investitionstiefe von weniger als 50 Prozent die Übergangsregelung nutzen und dementsprechend nach dem alten Förderregime gefördert werden können. Die Ungleichbehandlung von Vollmodernisierung (50 Prozent Modernisierungskosten) und Teilmodernisierung wird somit beendet und endlich Rechtssicherheit geschaffen.

Der VKU regt an, in einem weiteren Bereich tätig zu werden, in dem wir derzeit eine starke Investitionszurückhaltung wahrnehmen. Zahlreiche unserer Mitgliedsunternehmen stehen vor KWK-Investitionsentscheidungen. Das KWKG sieht vor, dass Anlagen bis zum 31.12.2022 in Betrieb genommen werden müssen, um in den Genuss einer Förderung nach dem KWKG zu kommen. Gerade für größere KWK-Anlagen, die teilweise auch bisher Kohle verfeuernde Kraftwerke ersetzen sollen, lässt sich eine Inbetriebnahme bis zu diesem Datum nicht mit hinreichender Sicherheit realisieren.

Die Inbetriebnahmefristen im KWKG sollten deshalb mindestens bis zum 31.12.2025 verlängert werden.

Die Gefahr von Lock-in-Effekten wird bei einer Verlängerung von drei Jahren, von 2022 auf 2025, nicht gesehen. Zudem könnte der Kohleausstieg beschleunigt werden, da durch eine Verlängerung des KWKG, und damit des Umstellungsbonus von Kohle auf Gas, den notwendigen Vorläufen für Planungs- und Genehmigungsverfahren Rechnung getragen würde.

KWK-Bestandsanlagenförderung

› § 13, Fördersätze an realitätsnahen Wirtschaftlichkeitsberechnungen orientieren:

Die vorgeschlagene Absenkung der Fördersätze ist nicht nachvollziehbar. Zur Ermittlung geeigneter Fördersätze sollte für jede Anlagenklasse eine verbesserte Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt werden. Die Eigenverbrauchsquote sollte auf fünf Prozent erhöht werden. Die Bestandsanlagenförderung sollte nach 2019 fortgeführt werden.

Zu begrüßen ist, dass die ursprünglich geplante **Differenzierung nach Anlagengrößen** aufgegeben wurde.

Kritisch an den zugrundeliegenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen ist festzustellen, dass diese sowohl beim Wirkungsgrad als auch bei den Betriebskosten unterstellen, dass es sich um Neuanlagen handelt.

Für den Wirkungsgrad werden sehr hohe Wirkungsgrade angenommen, für die Betriebskosten sehr niedrige Kosten für die Betriebs- und Instandhaltung, die nur mit Neuanlagen zu erreichen sind. Diese Pauschalisierung ist nicht sachgerecht. Die Anlagen in der Bestandsförderung sind i. d. R. vor über 10 Jahren in Betrieb gegangen und weisen entsprechend niedrigere Leistungswerte auf. Diese sollten bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit Berücksichtigung finden.

Insofern halten wir die vorgesehenen Absenkungen für nicht gerechtfertigt. Der VKU schlägt stattdessen die untenstehenden Fördersätze vor.

Elektrische Nennleistung in MW		2 bis 50	> 50 bis 100	> 100 bis 200	> 200 bis 300	> 300 bis 450	> 450
KWKG 2016	ct/kWh	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Gesetzentwurf	ct/kWh	1,5	1,3	0,5	0,3	0	0
VKU-Vorschlag	ct/kWh	1,5	1,5	1,5	0,7	0,5	0

Der aus vorstehender Tabelle ersichtliche Vorschlag basiert auf folgender Begründung:

- Die Evaluierung hat einen weiterhin bestehenden Förderbedarf in allen Segmenten ausgewiesen.
- Um die Differenz aufgrund der o. g. realitätsfernen Annahmen auszugleichen und zugleich der Tatsache Rechnung zu tragen, dass sich die Wirtschaftlichkeit innerhalb der Segmente verändert, wird in den Segmenten auf die jeweils kleinste Anlage abgestellt.
- Von diesem Wert ausgehend wird ein Ausgleich der unterstellten Überförderung im Jahr 2018 eingepreist. Dies wird vom BMWi eingefordert, damit im Mittel über die Jahre 2018 und 2019 keine Überförderung auftritt.

Zu begrüßen ist, dass die **Kürzung der Fördersätze** nun erst zum 01.01.2019 erfolgen soll. Dies ist deshalb sinnvoll, weil die Anlagenbetreiber ihre Einsatzentscheidungen im Jahr 2018 auf Grundlage der bestehenden Rechts- und Förderlage getroffen haben und insofern durch eine rückwirkende Kürzung benachteiligt würden.

Ferner sieht der Gesetzentwurf vor, dass eine Eigenverbrauchsquote von einem Prozent Voraussetzung für die Bestandsförderung wird. Erfreulicherweise wird klargestellt, dass

der **Kraftwerkseigenverbrauch** (§ 13 Abs. 1 KWKG) bei der Berechnung der Eigenversorgungsmengen nicht herangezogen werden muss. Allerdings ist die Festlegung in der Begründung des Entwurfs zu § 13 Abs. 1 KWKG auf eine Eigenverbrauchsquote von einem Prozent nicht sachgerecht. Eine niedrige Eigenverbrauchsquote benachteiligt Anlagen, die hochflexibel und dementsprechend mit geringeren Vollbenutzungsstunden laufen. Sie laufen Gefahr, ihren Förderanspruch zu verlieren, gerade weil sie einen Beitrag zur Flexibilität des Systems leisten, anstatt durchzulaufen. Hier sollte eine etwas großzügigere **Eigenverbrauchsquote** (bspw. fünf Prozent) in Ansatz gebracht werden.

Teilmodernisierungen von Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen (DSS-KWK-Anlagen)

› § 2, Definition der Dampfsammelschiene und der Endkundenanlage konkretisieren:

Die Abgrenzung zu Dampfnetzen sollte eindeutig aus der Definition der Dampfsammelschienen hervorgehen. Für die „Endkundenanlage“ sollte ein anderer Begriff gewählt werden. Zudem sollte sie nicht Bestandteil aller sie beliefernden KWK-Anlagen werden.

Die Definition der Dampfsammelschienen (DSS, § 2 Nr. 6a KWKG) ist weiterhin nicht eindeutig. Insbesondere die Abgrenzung zu Dampfnetzen ist nicht klar. Wir sehen die Gefahr, dass auch fernab der eigentlichen DSS befindliche KWK-Anlagen, die ebenfalls aus Dampferzeuger und Turbine bestehen und in dasselbe Dampfnetz wie die DSS-KWK-Anlage einspeisen, in den weiten Anlagenbegriff mit einbezogen werden. Hier bedarf es unserer Ansicht nach einer Nachschärfung. Dabei könnte etwa auf den räumlichen Zusammenhang abgestellt werden.

Für verwirrend halten wir den Begriff der Endkundenanlagen (§ 2 Nr. 8 KWKG). Rein begrifflich könnten darunter auch Hausanschlüsse verstanden werden. Deshalb sollte hier eine andere Begrifflichkeit gewählt werden, da es um Stromerzeuger und nicht beliebige Endkundenanlagen geht.

Inhaltlich kritisch ist die an die Endkundenanlage anknüpfende Zusammenfassung mit jeder sie beliefernden KWK-Anlage. Im Ergebnis bedeutet das, dass jede Änderung an einer Endkundenanlage immer auch Auswirkungen auf die beliefernden KWK-Anlagen hat. Das kann die Frage neuer Genehmigungen für alle Anlagen (wie in der Begründung auch ausdrücklich ausgeführt wird) betreffen. Auch könnte dies dazu führen, dass etwa Fördervoraussetzungen durch die KWK-Anlagen nicht mehr eingehalten werden können. Dies alles läge in der Hand des Endkundenanlagenbetreibers, der regelmäßig eine andere Person als der Betreiber des Netzes ist. Daraus kann sich ein ungünstiges Abhängigkeitsverhältnis ergeben. Auch könnten damit energetisch sinnvolle Lösungen erschwert werden.

› **§§ 6, 8, Ermittlung der insgesamt förderfähigen Strommenge bei 10-Prozent-Modernisierungen in DSS-KWK-Anlagen klarstellend erläutern:**

Wir regen an, wenigstens in der Begründung klarzustellen, dass für die Ermittlung der insgesamt förderfähigen Strommenge auf die Gesamtleistung der Dampfsammelschienenanlage abgestellt wird.

Es soll ermöglicht werden, große KWK-Anlagen in Dampfsammelschienenanordnung (DSS-KWK-Anlagen) durch die Einführung einer neuen Modernisierungsschwelle von 10 Prozent zu modernisieren (§ 8 Abs. 2 Nr. 1a). Damit soll deutlich erhöhten Modernisierungsanforderungen Rechnung getragen werden. Sie entstanden durch die Umstellung der früheren Verwaltungspraxis der blockweisen Betrachtung auf einen weiten Anlagenbegriff im Zuge des KWKG 2016.

Bisher werden nur 50-Prozent-Modernisierungen für 30.000 Vollbenutzungsstunden (VBH) und 25 Prozent-Modernisierungen für 15.000 VBH gefördert.

Die Zahl der förderfähigen Vollbenutzungsstunden im Fall der neueingeführten 10-Prozent-Modernisierung für DSS-KWK-Anlagen ab 50 MW von 6.000 VBH ergibt sich aus einem mathematischen Dreisatz zu den bisherigen o. g. Schwellenwerten.

Die Reduzierung der Förderstunden wird inhaltlich damit begründet, dass sich unter dem weiten Anlagenbegriff die Förderung auf die Gesamtanlage, also auf die Gesamtleistung aller Anlagenteile einer DSS-KWK-Anlage, bezieht.⁴ Entsprechend ergibt sich die insgesamt förderfähige Strommenge durch die Multiplikation der Gesamtleistung mit der Förderdauer von 6.000 VBH.

Die derzeitige Formulierung ist jedoch missverständlich, so dass eine Klarstellung erforderlich ist. Die Formulierung in § 6 Abs. 1 a zum Förderanspruch kann dahingehend verstanden werden, dass sich dieser auf die förderfähige Strommenge bezieht. Deshalb sollte wenigstens in der Begründung klargestellt werden, dass für die förderfähige Strommenge auf die Gesamtleistung der Dampfsammelschienenanlage abgestellt wird.

Dies könnte durch folgenden Satz in der Begründung erfolgen: „Da die Anlage aufgrund des weiten Anlagenbegriffs nicht in Teilen zugelassen werden kann, ist die auf die Kohleverstromung entfallende Leistung für die Bestimmung der insgesamt förderfähigen Strommenge mit dem auf die konkrete Modernisierungsmaßnahme entfallenden Vollbenutzungsstundenkontingent in Ansatz zu bringen.“

⁴ Vgl. BMWi, Eckpunktepapier: KWK-Anlagen in Dampfsammelschienenanordnung, S. 4

› **§ 8, Teilmodernisierungen i. H. v. 5 Prozent bei großen DSS-Anlagen ermöglichen:**

Wir regen an, auch Teilmodernisierungen im Volumen von 5 Prozent der fiktiven Neuerrichtungskosten der gesamten Dampfsammelschienenanlage für eine Modernisierungsförderung zuzulassen.

Modernisierungen in größeren Dampfsammelschienenanlagen können bei dem vorgeschlagenen Schwellenwert von 10 Prozent be- oder verhindert werden. Die Annahme, dass die 10-Prozent-Modernisierungsschwelle der bisherigen 25-Prozent-Modernisierungsschwelle entspricht, ist für größere Dampfsammelschienenanlagen aufgrund der hohen fiktiven Neuerrichtungskosten nicht zutreffend.

Eines unserer Mitgliedsunternehmen etwa nutzt Dampf aus ca. acht Dampferzeugern in eigenen und fremden Eigentum. Die Dampferzeuger speisen in drei Dampfschienen ein, an denen Dampfturbinen aus den verschiedenen Dampfschienen KWK-Strom und KWK-Wärme bereitstellen. Würden im weiten Anlagenbegriff alle Dampferzeuger zusammen gerechnet, lägen die fiktiven Neuerrichtungskosten bei geschätzt 400 Millionen Euro. Ein neuer Kessel als Erweiterung oder Teilmodernisierung würde aber nur mit 20 Millionen Euro zu Buche schlagen – das wären 5 Prozent. Eine Modernisierungsförderung wäre in einer solchen Fallkonstellation nicht möglich.

Um die befürchtete Missbrauchsgefahr, dass kleinste Modernisierungen (oder gar Wartungsarbeiten) zu Förderansprüchen führen könnten, zu vermeiden, könnte die 5-Prozent-Modernisierung nur sehr großen KWK-DSS-Anlagen vorbehalten werden.

› **§ 35, Übergangsregelung klarstellend anpassen:**

Vertrauensschutz sollte auch bei einer Mitteilung der zuständigen Immissionsschutzbehörde bezüglich der Anzeige einer nicht genehmigungsbedürftigen Änderung (Fall des § 35 Abs. 14 Satz 2 KWKG) oder bei einer Zulassung des vorzeitigen Baubeginns nach § 8a BImSchG bestehen. Zudem sollte klargestellt werden, dass eine weit überwiegende verbindliche Bestellung für die Übergangsregelung ausreicht.

Die Übergangsregelung für Teilmodernisierungen von KWK-DSS-Anlagen sollte in § 35 Abs. 16 Satz 1 Nr. 3 ergänzt werden. Demnach sollte Vertrauensschutz des Anlagenbetreibers nicht nur bestehen, wenn der Anlagenbetreiber sich eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz eingeholt hat, sondern auch bei einer Mitteilung der zuständigen Immissionsschutzbehörde bezüglich der Anzeige einer nicht genehmigungsbedürftigen Änderung (Fall des § 35 Abs. 14 Satz 2 KWKG) oder bei einer Zulassung des vorzeitigen Baubeginns nach § 8a BImSchG (Fall des § 35 Abs. 14 Satz 3 KWKG).

Bei Modernisierungsvorhaben großer Anlagen werden nicht immer sämtliche Anlagenteile gemeinsam zu einem Zeitpunkt bestellt. Zudem wurden aufgrund der Unsicherheiten zum KWK-Anlagenbegriff bereits geplante Bestellungen nicht vollständig ausgelöst.

Daher sollte in § 35 Abs. 16 Satz 1 Nr. 4 klargestellt werden, dass eine weit überwiegende verbindliche Bestellung für die Übergangsregelung ausreicht, da die Neuerrichtungs- bzw. Modernisierungsmaßnahme damit schutzwürdig und nicht mehr umkehrbar ist.

Zwar lassen sich für die vorstehenden Probleme Lösungen finden, angesichts der Komplexität und der Unterschiedlichkeit der Einzelfälle regen wir jedoch weiterhin an, auf eine abstrakt-generelle Regelung dieser relativ wenigen Einzelfälle zu verzichten und eine pragmatische Lösung mit dem BAFA anzustreben.

Ausschluss der Kumulierung im KWKG

› § 7, Nachweis der Fördernotwendigkeit ermöglichen und Ausnahmenregelung anpassen:

Den Anlagenbetreibern sollte grundsätzlich die Möglichkeit gegeben werden, die Fördernotwendigkeit im Einzelfall nachzuweisen. Zudem sollte die Schwelle der Ausnahmeregelung auf 20 Megawatt angehoben werden.

Mit dem Gesetzentwurf soll die Kumulierung von Investitionskostenzuschüssen mit der KWKG-Förderung ausgeschlossen werden. Sofern es zu keiner Überförderung kommt, war die Kumulierung gemäß KWKG 2016 bisher zulässig. Da sich dies laut Begründung jedoch nicht mit vertretbarem Aufwand sicherstellen lässt, soll die Kumulierung nun pauschal ausgeschlossen werden.

Grundsätzlich ist nachvollziehbar, dass eine Überförderung durch Kumulierung ausgeschlossen werden muss. Es besteht jedoch die Gefahr, dass sinnvolle Projekte nicht mehr wirtschaftlich durchgeführt werden können. Allein der Verweis auf Aufwand (der bei BAFA und Anlagenbetreiber entsteht), überzeugt nicht. Hier sollte den Anlagenbetreibern grundsätzlich die Möglichkeit gegeben werden, die Fördernotwendigkeit im Einzelfall nachzuweisen.

Derart gestaltet sind beispielsweise die Förderkriterien und Bemessungsgrundlagen für Förderungen im Rahmen des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE). Dabei werden zunächst alle sonstigen Förderungen, wie beispielsweise KWKG- oder KfW-Förderungen, bei den Kostendarstellungen als Erlöse in Abzug gebracht; anschließend wird nach vorgegebenen Verfahren und unter Nachweis der beihilferechtlichen Vorschriften (z. B. AGVO) die verbleibende Wirtschaftlichkeitslücke berechnet. Dieser Be-

trag entspricht dann exakt dem Förderbetrag nach EFRE. Ein rechtssicheres Verfahren zum Nachweis der Förderwürdigkeit und zur Vermeidung einer Überförderung ist in diesem Fall somit bereits nachweislich etabliert.

Dies gilt umso mehr, als heutzutage viele Projekte nicht auf die KWK-Anlage beschränkt sind, sondern zugleich auch etwa Maßnahmen im Netz und bei Speichern oder Power-to-Heat-Anlagen integrieren. Hier kann eine Abgrenzung im Einzelfall schwierig sein. Durch ein generelles Kumulierungsverbot besteht die Gefahr, dass solche Projekte nicht mehr durchgeführt werden können.

Zu begrüßen ist die Ausnahme für Kleinanlagen (§ 7 Abs. 6 Satz 3 KWKG). Hier sollte aber darauf geachtet werden, dass die Nachweisführung möglichst einfach gestaltet wird.

Zugleich regen wir an, dass die Schwelle deutlich auf 20 MW von bisher 20 kW angehoben wird. Die KWKG-Evaluierung hat auch für die modellierten 10 MW- und 20 MW-Anlagen eine Lücke zwischen Stromgestehungskosten und mittlerem Marktpreis ermittelt, so dass auch hier eine Notwendigkeit nach Investitionshilfen besteht.

Weiterer kurzfristiger Regelungsbedarf

Der VKU plädiert dafür, die nachstehenden, kurzfristig umsetzbaren Änderungsvorschläge in das Energiesammelgesetz aufzunehmen, um das KWKG klarer, einfacher anwendbar und planungssicherer zu gestalten.

› **Frist für Baubeginn bei Vorbescheid verlängern:**

Die Frist in § 12 Abs. 4 Nr. 1 KWKG, innerhalb eines Jahres nach Eintritt der Unanfechtbarkeit des Vorbescheids mit dem Bau der Anlage zu beginnen, sollte auf 3 Jahre verlängert werden.

Die Investitionsentscheidung für die Neuerrichtung oder die Modernisierung einer KWK-Anlage und die Finanzierungszusage der Banken wird auf der Grundlage des erteilten Vorbescheids getroffen. Bei Lieferzeiten wesentlicher Anlagenteile von z. B. derzeit 27 Monaten für Gasturbinen kann die Jahresfrist für den Baubeginn nicht eingehalten werden, wenn der Vorbescheid sinnvollerweise zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung vorliegen soll.

› **Bindungswirkung des Vorbescheids klarstellen:**

Es sollte klargestellt werden, dass die Bindungswirkung eines Vorbescheids nicht entfällt, wenn sich im Laufe der fortgesetzten Projektplanung und Umsetzung Änderungen der Anlagenkonfiguration ergeben. Die Anforderungen an den Antrag auf Erteilung des Vor-

bescheids sollten mit den Anforderungen an Gebote in der KWK-Ausschreibung harmonisiert werden.

Der Vorbescheid soll die Planungs- und Investitionssicherheit für KWK-Anlagenbetreiber erhöhen, indem Höhe und Dauer des KWK-Zuschlags auf Grundlage der zum Zeitpunkt der Antragstellung geltenden Fassung des KWKG verbindlich festgelegt werden.

Indes können sich in der Praxis bei der Planung und Umsetzung von KWK-Vorhaben, insbesondere im Falle der adressierten Heizkraftwerke mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 50 MW, Änderungen an der Konfiguration der konkreten KWK-Anlage ergeben. Diese Änderungen können vielfältige Ursachen haben, von technischen oder wirtschaftlichen Gründen bis hin zu vergaberechtlichen Vorgaben, die den Anlagenbetreiber zu Abweichungen von der ursprünglichen Planung zwingen.

Nach der derzeitigen Regelung des § 12 KWKG ist nicht klar, inwieweit Änderungen an der geplanten KWK-Anlage die Bindungswirkung des Vorbescheids entfallen lassen. Da der Antrag auf Erteilung eines Vorbescheids gemäß § 12 Abs. 2 KWKG bereits alle für die Förderung relevanten Angaben enthalten muss, besteht in der Praxis Unsicherheit, ob und ggf. in welchem Maß von diesen Plandaten abgewichen werden darf.

Dem ist zu begegnen, indem die Anforderungen für den Antrag auf Erteilung eines Vorbescheids an die Anforderungen für Gebote im Rahmen des KWK-Ausschreibungsverfahrens angeglichen werden.

Statt einer Festlegung - beispielsweise des konkreten Anlagentyps - sollten die Angaben in Entsprechung zu § 8 KWKAusV (Anforderungen an Gebote), d. h. insbesondere zum Anlagenbetreiber, zum Standort der Anlage und zur elektrischen KWK-Leistung, als Festlegung genügen. Der Vorbescheid würde damit hinsichtlich seiner Bindungswirkung mit dem Ausschreibungszuschlag harmonisieren, in welchem ebenso die Höhe des KWK-Zuschlags festgeschrieben ist. Betreiber von KWK-Anlagen unterhalb und oberhalb von 50 MW elektrischer KWK-Leistung würden somit gleichgestellt.

› Modernisierungsbeginn während der Karenzzeit:

Es sollte klargestellt werden, dass während der laufenden Karenzzeit nach § 8 Abs. 3 KWKG von fünf oder zehn Jahren bereits mit Modernisierungsmaßnahmen begonnen werden darf, sofern die Wiederaufnahme des Dauerbetriebs der modernisierten KWK-Anlage erst nach Ablauf der Karenzzeit erfolgt.

Aus der Karenzzeitregelung in § 8 Abs. 3 Nr. 1 KWKG geht nicht eindeutig hervor, ob mit Modernisierungsmaßnahmen erst nach Ablauf der Karenzzeit oder bereits während der

Karenzzeit begonnen werden darf und lediglich die Wiederaufnahme des Dauerbetriebs nach Abschluss der Modernisierung erst nach Ablauf der Karenzzeit erfolgen darf.

Es ist zu berücksichtigen, dass Modernisierungen großer Kraftwerke oftmals mehrere Jahre andauern – das BAFA geht insoweit in seiner Verwaltungspraxis von einem Zeitraum von bis zu 36 Monaten aus.

Wenn erst nach Ablauf der Karenzzeit mit einer Modernisierung begonnen werden dürfte, wäre bei einer engen Auslegung der Karenzzeitregelung – beispielsweise bei einer Modernisierungsdauer von drei Jahren – erst acht Jahre nach (Wieder-)Aufnahme des Dauerbetriebs eine Förderung erneut möglich.

Demgegenüber lässt sich bei kleinen Anlagen eine Modernisierung sehr schnell durchführen, sodass hier auch bei einer engen Auslegung der Karenzzeitregelung schon nach nur etwas mehr als fünf Jahren wieder eine Förderung in Anspruch genommen werden könnte. Diese Ungleichbehandlung kann vom Gesetzgeber so nicht beabsichtigt gewesen sein.

› ARTIKEL 3: ÄNDERUNG DES ENWG

Redispatch (§§ 13 ff. EnWG-Entwurf)

Grundsätzlich unterstützt der VKU die Zielsetzung, die Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch, die sich im Jahr 2017 auf ca. 1,4 Milliarden Euro beliefen, möglichst einzudämmen. Eine Relativierung des Einspeisevorrangs – selbst wenn dadurch ein Vielfaches an Redispatch im konventionellen Kraftwerksbereich vermieden werden kann – kann der VKU jedoch allenfalls vorübergehend tolerieren. Vorrangig sollten sich die Bestrebungen darauf konzentrieren, den Ausbau der Übertragungsleitungen und Ansätze zur regionalen Integration voranzubringen.

› Systematik des § 13 EnWG verbessern

Die verschiedenen Maßnahmen und Fallgruppen des § 13 EnWG sollten besser voneinander abgegrenzt werden. Zudem sollte der regulatorische Charakter von Redispatch-Maßnahmen besser zum Ausdruck gebracht werden.

Zur Erleichterung der Rechtsanwendung sollte die Rolle des „Redispatch“ im Gefüge des § 13 EnWG deutlicher herausgestellt werden, u. U. im Wege einer neuen Nummer 4 in Absatz 1 des § 13 EnWG. Im geplanten § 13 Absatz 1 Satz 2 EnWG-Entwurf geht es um die Auswahl „zwischen mehreren geeigneten Maßnahmen nach Satz 1 Nummer 2 und 3“. Gemeint sind offenbar Redispatch-Maßnahmen, welche aus VKU-Sicht grundsätzlich zuallererst planwertbasiert auszugestalten sind. Aufgrund der großen Anzahl der in den Redispatch zwangsweise einbezogenen EEG- und KWK-Anlagen fällt es mit Blick auf die Gesetzssystematik jedoch schwer, diese Maßnahmen als – marktbezogenen – Redispatch im Sinne des § 13 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EnWG einzustufen. Vielmehr dürfte es sich bei Redispatch in der Regel um eine regulatorische Maßnahme handeln.

Klärungsbedürftig ist auch das Verhältnis von Redispatch zu Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG. Unklar ist, in welchen Fällen eine Regelung von EEG- und KWK-Anlagen nach § 13 Absatz 2 EnWG möglich ist. Dies dürfte zum einen die EEG- und KWK-Anlagen betreffen, die nicht in § 13a Absatz 1 EnWG aufgeführt sind, möglicherweise aber auch Situationen, in denen ein „Redispatch“ nicht in Betracht kommt, z. B. bei sehr kurzfristigen Notfallmaßnahmen. Diese Klärung ist insbesondere deshalb von Bedeutung, da im Fall des § 13 Absatz 2 EnWG keine Entschädigung der Anlagenbetreiber erfolgt und auch kein bilanzieller Ausgleich der Maßnahme durch den Netzbetreiber erfolgt.

› **§ 13 Abs. 1a und b Bezugnahme auf Wirkleistungserzeugung statt Erzeugungsleistung notwendig**

Bei der Nutzung von KWK-Anlagen im Redispatch ist die Nutzung der Wärmescheibe der KWK-Anlage zu berücksichtigen. D. h. Redispatchmaßnahmen bei KWK-Anlagen dürfen sich nur auf den Kondensationsanteil dieser Anlagen beziehen.

Die Erbringung einer Redispatch-Maßnahme sollte immer auch die Auswirkung auf der Wärmeseite berücksichtigen („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 analysiert und vereinbart 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/Verdienstausfall beim Kunden zur Folge hätten, Wartungsintervalle und Betriebsgrenzen der Anlagen oder Verfügbarkeit von Brennstoffen, die ansonsten entsprechend zu vergüten wären.

› **§ 13, „Power-to-Heat“-Anlagen in Anbetracht künftiger Herausforderungen nutzen:**

Der VKU begrüßt, dass durch die geplante Änderung von § 13 (6a) Satz 5 nunmehr auch Verteilnetzbetreiber vertraglichen Vereinbarungen mit „Power-to-Heat“-Anlagenbetreibern abschließen dürfen. Dies stellt ein Zugeständnis an Verteilnetzbetreiber dar, das bei der Bewältigung aktueller und künftiger Herausforderungen hilfreich ist.

› **§ 13 Abs. 1 EnWG, Kapazitätsreserve sauber abgrenzen**

Der neue kostenbasierte Ansatz zwingt die Kapazitätsreserve in das gleiche Regime wie Regelenergie, Redispatch und Netzreserve. Es handelt sich vermutlich um ein redaktionelles Versehen, da dies weder von den Voraussetzungen der Kapazitätsreserve noch von der Vergütungsstruktur sinnvoll ist.

Dies könnte aufgelöst werden, indem man eine neue Nr. 4 einfügt und die Kapazitätsreserve dahin überführt:

„3. [...]die Netzreserve nach §13d sowie

4. weitere Reserven, insbesondere die Kapazitätsreserve nach §13e und die Sicherheitsbereitschaft nach §13g Abs. 2.“

› **§ 13a, Vorgaben, Kostenanerkennungen und Übergangsregelungen klar definieren:**

Da mit der Absenkung des Schwellenwertes deutlich mehr im Verteilnetz angeschlossene Anlagen in den Redispatch einbezogen werden, begrüßt der VKU die stärkere Rolle, die Verteilnetzbetreibern zudedacht werden soll. Allerdings bedarf es hier noch deutlich klarerer Vorgaben hinsichtlich der Abstimmung aller beteiligten Akteure untereinander, der Weitergabe zusätzlich entstehender Kosten für Netzbetreiber sowie einer angemessenen Übergangsregelung. Aufgabe, Verantwortung und Entscheidungshoheit für die Steuerung der Anlagen müssen zu jedem Zeitpunkt beim Anschlussnetzbetreiber verbleiben.

In § 13a geht es um die grundsätzliche Pflicht, als Kraftwerksbetreiber für Redispatch zur Verfügung zu stehen. Bisher betraf dies Erzeugungsanlagen (außer EEG- und KWK-Anlagen) und Speicher ab 10 MW. Künftig sollen Erzeugungsanlagen ab 100 kW sowie mit Fernsteuerungseinrichtungen ausgestattete EEG- und KWK-Anlagen dieser Pflicht unterliegen.

Durch die Absenkung des Schwellenwertes werden deutlich mehr Anlagen auf den Verteilnetzebenen in den Redispatch einbezogen. Dadurch wird es umso wichtiger, die Verteilnetzbetreiber stärker einzubeziehen. Unter diesem Aspekt ist es auch sinnvoll, dass nach § 13a Absatz 5 EnWG-Entwurf Redispatch-Maßnahmen in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, in das die Anlage eingebunden ist, erfolgen sollen.

Die vorgesehenen Maßnahmen nach § 13a Absatz 1a EnWG-Entwurf für eine bessere und schnellere Information betroffener Bilanzkreisverantwortlicher durch den ÜNB, der die Maßnahme angefordert bzw. durchgeführt hat, erscheinen bei erster Betrachtung sinnvoll. Allerdings wird nicht klar geregelt, mit welchem zeitlichen Vorlauf, in welcher Form und welche Inhalte mitzuteilen sind. Dies sollte aus Gründen der Rechtssicherheit und -klarheit angesichts der komplexen Vorgänge – ggf. auch im Rahmen einer Verordnung – bestimmt werden.

Der VKU weist auf einen vermutlich redaktionellen Fehler hin. In der Neufassung bedürfen Maßnahmen nach §13a Abs. 1 EnWG keiner anderen Voraussetzung mehr als den Wunsch der ÜNB. In der aktuell gültigen Fassung sind Maßnahmen nur im Falle einer Gefährdung oder Störung zulässig. Dies ist in §13d und §13e auch weiterhin so geregelt. Diese Diskrepanz sollte nachgebessert und in der neuen Fassung deutlich gemacht werden, dass der Eingriff nur im Falle einer Gefährdung oder Steuerung erfolgen darf.

In § 13a Absatz 5 EnWG-Entwurf ist vorgesehen, dass die Maßnahmen in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes zu erfolgen haben, in das die Anlage eingebunden ist. Aus diesem Grund sieht der VKU die Notwendigkeit der Definition einer klaren Verantwortlichkeit in Form einer eindeutigen Schnittstelle zwischen Anschlussnetzbetrei-

bern und Anlagenbetreibern sowie einem planwertbasierten Abstimmungsprozess zwischen den Netzbetreibern, um die Randbedingungen aller betroffenen Netze adäquat abbilden zu können.

Im Übrigen müssen für eine reibungslose und zielführende Abwicklung der Prozesse nicht nur die betroffenen Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen vollständig einbezogen werden, sondern auch die Anlagenbetreiber und die Direktvermarkter. Dies sollte auch explizit geregelt werden (Gutachten S. 138 ff., „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“ von consentec, BBH und ecofys).

Den Verteilernetzbetreibern entstehen mit den neuen Aufgaben, die ihnen im Kontext dieses Entwurfs zudedacht werden, zusätzliche Kosten, die über die Netzentgelte zurückverdient werden müssen. Entsprechende Regelungen fehlen (vgl. dazu S. 134 ff. Gutachten „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“ von consentec, BBH und ecofys). Wenn keine Regelung zur Berücksichtigung der Kosten des § 13a EnWG getroffen wird, können diese erst im Rahmen des Ausgangsniveaus 2021 ab dem Jahre 2024 in der Erlösbergrenze abgebildet werden, während die Kostenbestandteile nach § 15 EEG auf Grund der Aufhebung der Regelung vollständig entfallen. Dies betrifft einen Erlösausfall bei den Netzbetreibern in Höhe von ca. 500 Mio. € pro Jahr (Stand 2017), der äußerst ungleichmäßig verteilt wäre. Ohne entsprechende Regelung läge somit ein Verstoß gegen den Grundsatz der angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals (§ 21 EnWG) vor. Da aus der Wahrnehmung ihrer neuen Aufgaben für die Netzbetreiber hohe Kosten entstehen, muss das Risiko eines daraus folgenden hohen Erlösausfalls zwingend vermieden werden, in dem entsprechende Regelungen in die Anreizregulierung eingefügt werden.

Wie beim bisherigen Redispatch sollen Mehrkosten über die Netzentgelte an die Stromkunden gewälzt werden. Allerdings wird dem Netzbetreiber nicht ermöglicht, dies auch zu tun. Denn nur im Rahmen der Kostenprüfung genehmigte oder als dauerhaft nicht beeinflusste Kosten anerkannte Kosten dürfen in Netzentgelten weitergewälzt werden. Beides ist hier nicht gewährleistet.

Zudem wurden 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 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 ARegV-Novelle dar. Durch Effizienzvorgaben ist die vollständige Refinanzierung der Aufwendungen für Redispatch nicht möglich.

Mit dem Zeitpunkt des Inkrafttretens der entsprechenden Regelungen muss demzufolge auch eine Änderung der Anreizregulierungsverordnung erfolgen. Die Anerkennung muss dem Charakter der Redispatch-Kosten folgend in Form von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten erfolgen. Einerseits, weil eine Anerkennung als beeinflussbare Kosten von vorneherein praktisch ausscheidet (keine Position der bk/vnbK des Basisjahres 2016). Andererseits, weil es sich um klassische, dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten handelt. Denn Redispatchkosten sind unter keinem Gesichtspunkt für den Netzbetreiber beeinflussbar.

Insbesondere angesichts der zu etablierenden Prozesse, die einen entsprechenden zeitlichen Vorlauf benötigen, sollte eine ausreichende Übergangszeit für die Umsetzung der neuen rechtlichen Vorgaben vorgesehen werden.

› § 14, Prinzip der kooperativen Zusammenarbeit stärken:

Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass Verteilnetzbetreiber mit den in diesem Entwurf geplanten Änderungen eine größere Rolle bei der Gewährleistung der Systemstabilität und der Netzsicherheit zukommt. Aus VKU-Sicht ist es jedoch unverzichtbar, dass Anpassungsanforderungen nicht nur Top-Down sondern auch Bottom-Up und horizontal gestellt werden können. In diesem Zusammenhang ist das Prinzip der kooperativen Zusammenarbeit zu stärken. Ein Verteilnetzbetreiber muss auch eigenständig die Möglichkeit haben, bei Bedarf, Anlagen in seinem Netz für Redispatch zu adressieren. Daher fordern wir folgende klarstellende Ergänzungen im EnWG:

§ 11 Abs. 2 neu: Grundsätze der Eigenverantwortlichkeit und der kooperativen Zusammenarbeit verankern

„(2) Betreiber von Energieversorgungsnetzen nehmen ihre Aufgabe nach Absatz 1 in eigener Verantwortung für ihr Energieversorgungsnetz unter Berücksichtigung der jeweiligen betrieblichen Gegebenheiten einschließlich der an ihr Energieversorgungsnetz angeschlossenen Erzeugungs- und Speicherkapazitäten wahr. Soweit Betreiber von Energieversorgungsnetzen zur Erreichung der in § 1 genannten Ziele mit Bezug auf das Netz eines anderen Betreibers von Energieversorgungsnetzen, mit dessen Netz sie unmittelbar oder mittelbar technisch verbunden sind, Beiträge planen, durchführen oder anfordern, geschieht dies unter Berücksichtigung des Grundsatzes nach Satz 1 sowie in kooperativer Zusammenarbeit.“

§ 14 Abs. 1, Satz 2 neu: Systemverantwortung auch für den Verteilnetzbetreiber

„(1)“.... Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen führen Maßnahmen nach Satz 1 im Rahmen der ihnen für ihr Elektrizitätsverteilernetz obliegenden Systemverantwortung durch.“

Der Unterschied zur Netzebene der vier ÜNB besteht darin, dass diese Systemverant-

wortung nur für das jeweils eigene (Verteil-)Netz gilt und einen Teil der Gesamtverantwortung darstellt.

§ 14 Abs 1c, Satz 3 neu: Grundprinzip der kooperativen Zusammenarbeit zur Vermeidung von Störungen

„Maßnahmen im Sinne der §§ 12 und 13 bis 13c, die von Betreibern von Übertragungsnetzen und von Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen selbst oder nach Maßgabe der Vorgaben eines Betreibers von Übertragungsnetzen jeweils gesondert durchgeführt werden, erfolgen in kooperativer Zusammenarbeit und dürfen das Ziel, Gefährdungen und Störungen in den Elektrizitätsversorgungsnetzen mit geringstmöglichen Eingriffen in die Versorgung zu vermeiden, nicht gefährden.“

Vor dem Hintergrund der vielen noch unklaren Definitionen und nicht abschließend geregelten Prozessänderungen plädiert der VKU allerdings dafür, die geplanten Änderungen des EnWG zum Redispatch aus dem Energiesammelgesetz auszukoppeln und zu einem späteren Zeitpunkt umzusetzen.

Die hierzu geplanten Änderungen bilden grundsätzlich ein kaskadiertes Vorgehen der Netzbetreiber ab, welches von Seiten des VKU begrüßt wird. Allerdings kennt diese Formulierung nur einen Top-Down-Ansatz, nachdem Anpassungsforderungen ausschließlich von vorgelagerten an nachgelagerte Netzbetreiber gestellt werden können. Im Rahmen der informatorischen Kaskade muss vor der Durchführung operativer Handlungen in jedem Fall berücksichtigt werden, dass es in einem immer dezentraleren, heterogeneren und volatileren Energiesystem, welches sich insbesondere auf die Ebenen der Verteilnetze auswirkt, immer wichtiger ist, entsprechende Anpassungsforderungen zum Erhalt der Systemstabilität sowie der Netzsicherheit auch in Form eines Bottom-Up- bzw. horizontalen Ansatzes stellen zu dürfen. Nur auf diese Weise können technische Restriktionen nachgelagerter bzw. anderweitig technisch betroffener Verteilnetze angemessen berücksichtigt werden. Erst dann sind operative Handlungen sinnvoll möglich.

Restriktionen aus allen Netzebenen müssen zwingend gleichberechtigt in alle Entscheidungen einfließen.

Hier liefert der Entwurf keine belastbaren Aussagen und muss aus VKU-Sicht dringend nachgebessert werden. Das Prinzip der Zusammenarbeit „auf Augenhöhe“ muss zwischen den Netzbetreibern klar verankert und geregelt werden, ansonsten besteht die Gefahr, dass durch die Übertragungsnetzbetreiber bei der weiteren Ausgestaltung der unklar beschriebenen Prozesse Fakten für einen alleinigen Top-down-Ansatz geschaffen werden.

Entsprechend der vom VKU vorgeschlagenen Normierungsvorschläge zum EnWG sollte hier stärker betont werden, dass alle Verteilnetzbetreiber Maßnahmen in ihren eigenen

Netzen entsprechend der ihnen obliegenden Systemverantwortung durchzuführen haben. In diesem Zusammenhang ist auch das Prinzip der kooperativen Zusammenarbeit mit der Zielsetzung, Gefährdungen und Störungen in Elektrizitätsversorgungsnetzen mit geringstmöglichen Eingriffen in die Versorgung zu vermeiden, stärker in den geplanten Gesetzesänderungen zu verankern.

Angesichts der vielen offenen Fragen und unklaren Definitionen hinsichtlich der Integration Erneuerbarer Energien und KWK in den Redispatch, den ungenauen Regelungen der informatorischen sowie operativen Kaskade und der Nichtbeachtung nahezu aller regulatorischen Aspekte zur Anerkennung der dadurch bei den Netzbetreibern anfallenden Kosten spricht sich der VKU dafür aus, die geplanten Änderungen des EnWG aus dem Energiesammelgesetz auszukoppeln, mit der gebotenen Sorgfalt nachzubessern und entsprechend zu einem späteren Zeitpunkt umzusetzen.

Netzkodex

› § 19, Übertragung der hinzukommenden Netzkodizes:

Der VKU begrüßt, dass auch für die hinzukommenden Netzkodizes in § 19 Absatz 4 Satz 2 EnWG die Aufgaben der „beauftragten Stelle“ im Rahmen der technischen Selbstverwaltung dem Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. übertragen werden.