Deutscher Bundestag
19. Wahlperiode
Ausschuss für Wirtschaft und Energie

Ausschussdrucksache 19(9)853
13. November 2020

VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V.

STELLUNGNAHME

zum Entwurf der Bundesregierung eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften

Berlin, 28.10.2020

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit mehr als 275.000 Beschäftigten wurden 2018 Umsatzerlöse von rund 119 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 12 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen große Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 62 Prozent, Erdgas 67 Prozent, Trinkwasser 90 Prozent, Wärme 74 Prozent, Abwasser 44 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen durch getrennte Sammlung entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 67 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr kommunale Unternehmen engagieren sich im Breitbandausbau. 190 Unternehmen investieren pro Jahr über 450 Mio. EUR. Sie steigern jährlich ihre Investitionen um rund 30 Prozent. Beim Breitbandausbau setzen 93 Prozent der Unternehmen auf Glasfaser bis mindestens ins Gebäude.

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

DIE KOMMUNALEN UNTERNEHMEN

Einleitung

Der VKU begrüßt die Absicht der Bundesregierung, durch den vorliegenden Gesetzentwurf die Bedingungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland zu verbessern und Fehlentwicklungen zu korrigieren. Positiv ist insbesondere, dass die Flächenverfügbarkeit für erneuerbare Energien, die Akzeptanz durch geeignete Mechanismen und die Marktintegration verbessert werden sollen. Die erneuerbaren Energien benötigen nun – nach schlechten Jahren bei der Windenergie an Land – mehr denn je stabile Rahmenbedingungen. Der EEG-Ausbaupfad sollte allerdings deutlich ambitionierter angehoben werden.

Zugleich sollte stärker darauf geachtet werden, dass die Komplexität des EEG, die schon jetzt sehr hoch ist, im Rahmen der Novelle nicht noch weiter vergrößert wird, sondern möglichst reduziert wird, damit das EEG für die Unternehmen umsetzbar bleibt. Für die Unternehmen ist es kaum noch möglich, eigenständig und mit überschaubarem Personalaufwand die verschiedensten Themenbereiche des EEG umzusetzen.

Der VKU begrüßt den derzeit laufenden Stakeholderdialog zur Entlastung der Erzeugung von Wasserstoff von der EEG-Umlage und die Ankündigung, die entsprechenden Regelungen nachträglich in das Gesetz einzuarbeiten. Bei der Umsetzung ist unbedingt darauf zu achten, dass alle Wasserstoffproduzenten unabhängig von ihrer Größe und Leistung von der Umlagebefreiung profitieren. Insbesondere dürfen kleinere Akteure nicht benachteiligt werden. Zudem sollte die Wasserstofferzeugung auch dann umlagebefreit sein, wenn Strom aus thermischer Abfallbehandlung eingesetzt wird, denn auch hierbei handelt es sich um treibhausgasneutral erzeugten Strom.

Darüber hinaus regen wir an, mit diesem Gesetzesvorhaben auch Anpassungen des KWKG, etwa bei den Begriffsbestimmungen, der Wärmenetzförderung und dem Südbonus, vorzunehmen. Wir behalten uns vor, hierzu Vorschläge im späteren Verfahrensverlauf einzubringen.

Das Wichtigste in Kürze

- Der angekündigte Ausbaupfad ist für die investierenden Unternehmen eine wichtige Orientierung. Angesichts von Sektorenkopplung und Elektromobilität zeichnet sich allerdings schon jetzt ab, dass eine **Anhebung der Ausbauziele** erforderlich ist. Der VKU schlägt vor, für die Windenergie an Land bis 2030 89 GW und für die Solaranergie 125 GW anzustreben.

- Zudem kommt es darauf an, dass die Ausschreibungsmengen auch abgerufen werden. Daher müssen, ergänzend zur EEG-Reform, die größten **Hemmnisse im Planungs- und Genehmigungsrecht** abgebaut werden. Der VKU begrüßt, dass der Regierungsentwurf dieses Thema adressiert, etwa durch die Festlegung, dass die Nutzung erneuerbarer Energien im öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient, die Berichtspflichten der Länder zum Stand der Flächenausweisung und Genehmigungssituation und die Erweiterung der Flächenkulisse bei den Seitenrandstreifen von Verkehrswegen.

- Das Bedürfnis nach einer **Senkung der EEG-Kosten** ist nachvollziehbar, allerdings kommt es im Rahmen der EEG-Reform ebenso darauf an, ausreichende Investitionsanreize für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu setzen. Hier sieht der VKU Nachbesserungsbedarf bei den Höchstwerten in der Ausschreibung und bei den gesetzlichen Vergütungssätzen, vor allem bei Solarenergie und Biomasse. Zudem muss die Degression dort ausgesetzt werden, wo die Vergütungssätze schon heute so niedrig sind, dass kaum neue Anlagen errichtet werden.

- Auch eine Absenkung des **Schwellenwertes** für die Teilnahme von Solar-Dachanlagen an Ausschreibungen von 750 kW auf 500 kW lehnt der VKU ab. Damit würde der Solarenergieausbau in diesem Anlagensegment an Attraktivität verlieren, ohne dass dem ein nennenswerter Gewinn an Kosteneffizienz gegenübersteht.

- Bei den Ausschreibungen für **Solarenergie auf Gebäuden** sollte der Eigenverbrauch zugelassen werden. Investitionen in große Dach-PV-Anlagen würden dadurch deutlich attraktiver.

- Die Verbesserungen bei der **Mieterstromförderung** gehen nicht weit genug. Notwendig ist eine Erweiterung des Anwendungsbereichs, um die Nutzungsmöglichkeiten für lokal erzeugten Solarstrom zu vergrößern, sowie eine deutliche Anhebung der Vergütungssätze.

- Erfreulich ist, dass der Regierungsentwurf Verbesserungen für die **Biomasse** mit sich bringt (Anhebung der Gebotshöchstwerte und Vergrößerung der Ausschreibungsmengen). Jedoch sind weitere Maßnahmen erforderlich, um Rückbau zu vermeiden und die Bioenergie als dritte starke Säule zur Erreichung der Erneuerbaren-Ziele 2030 zu erhalten. Hierzu zählt beispielsweise eine Aufhebung der Größenbeschränkung für Biomasseanlagen sowie ein Verzicht auf die geplante Reduzierung der vergütbaren Menge auf 65 % für Anlagen, die feste Biomasse einsetzen.

- Zugleich ist jedoch dem **Schutz des Grundwassers** oberste Priorität einzuräumen. Insbesondere darf der geplante Ausbau von Biomasseanlagen in südlichen Landkreisen nicht zu einem verstärkten Import von Gärsubstraten, insbesondere Gülle, führen. Eine Gefährdung der Trinkwasserressourcen durch eine zunehmende Nitratbelastung ist unbedingt zu vermeiden.

  Der VKU unterstützt die Einführung einer **Windenergie-Abgabe** als ein wichtiges Instrument, um die Akzeptanz für die Windenergie vor Ort zu verbessern. Sie sollte jedoch verpflichtend sein und nicht auf Freiwilligkeit beruhen. Ideal wäre es, sie außerhalb des EEG zu verankern, damit auch Windparks die Abgabe entrichten, die keine EEG-Förderung in Anspruch nehmen.

- Der VKU unterstützt auch die Einführung eines **Korrekturfaktors** für einen 60-Prozent-Standort. Nach Einschätzung des VKU müsste dieser Korrekturfaktor jedoch etwas höher sein, um die standortbedingten Wettbewerbsnachteile auszugleichen. Entsprechendes gilt für die 70-, 80- und 90-Prozent-Standorte. Der VKU schlägt vor, die Korrekturfaktoren hierfür etwas höher anzusetzen.

- Der VKU begrüßt, dass Strom aus **Post-EEG-Anlagen** den Netzbetreibern gegen einen Wertersatz zur Verfügung gestellt werden darf. Für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb ist darüber hinaus jedoch Voraussetzung, dass PV-Anlagen bis 7 kWp auch nach Ende des Förderzeitraums Eigenverbrauch im SLP mit Netzbetreiberübernahme der Überschussmengen betreiben dürfen.

- Die Vorgaben für den Abruf der Ist-Einspeisung und die Fernsteuerung von EEG-/KWK-Anlagen durch den Netzbetreiber mittels künftigen Einsatzes eines **intelligenten Messsystems** werden im Grundsatz begrüßt. Die Absenkung der Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme bei diesen Anlagen auf 1 kW ist jedoch aufgrund des geringen Potenzials an regelbarer Energie, unverhältnismäßig und aus netztechnischer Sicht nicht erforderlich.

Teil 1: Allgemeine Bestimmungen

§ 1 EEG 2021 RegE, Zweck und Ziel des Gesetzes

- Der VKU begrüßt die Festlegung in § 1 Absatz 5 EEG 2021 RegE, dass die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung im öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient.
- Zugleich sollte klargestellt werden (ggf. in der Gesetzesbegründung), dass die Nutzung erneuerbarer Energien das kommunalrechtliche Kriterium des öffentlichen Zwecks erfüllt.

Begründung:
Die Festlegung, dass die Nutzung erneuerbarer Energien im öffentlichen Interesse liegt, kann Planungsträgern und Genehmigungsbehörden den Rücken stärken. Zum Hemmnisabbau sind jedoch viele weitere Maßnahmen, auch außerhalb des EEG, erforderlich.

Kommunen müssen bei ihrer wirtschaftlichen Betätigung das Kriterium des öffentlichen Zwecks erfüllen. In einigen Ländern und Konstellationen wird der öffentliche Zweck in Abrede gestellt, wenn Kommunen Strom erzeugen wollen, der dann in ein überörtliches Netz eingespeist werden soll (vgl. Oberverwaltungsgericht des Landes Sachsen-Anhalt, Urteil vom 7. Mai 2015 – 4 L 163/14 –). Um Kommunen überall die Möglichkeit zu geben, Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen und diesen auch in ein überörtliches Netz einzuspeisen, ist die Klarstellung hilfreich, dass die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien damit zugleich das Kriterium des öffentlichen Zwecks erfüllt.

§ 3 EEG 2021 RegE, Begriffsbestimmungen

- Der VKU fordert, dass Abwärme aus Müllverbrennungsanlagen als erneuerbare Energie anerkannt und in die Begriffsbestimmung des § 3 Nr. 21 EEG aufgenommen wird. Zumindest sollte Abwärme den erneuerbaren Energien gleichgestellt werden.

Begründung:
Abwärme aus Müllverbrennungsanlagen entsteht als Nebenprodukt bei der Verbrennung von Abfall. Die Verbrennung von Abfall ist unvermeidbar, denn dadurch wird ein öffentlich-rechtlicher Entsorgungsauftrag erfüllt. Durch die Umwandlung dieser Abwärme in Strom wird eine Energiequelle genutzt, die naturgemäß vorhanden ist.

Mit der Aufnahme von Abwärme ins EEG würde auch § 15 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 („RED II“) Rechnung getragen. Nach dieser Vorschrift stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass Vorschriften für die Integration und den Einsatz von erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme in die Energieinfrastruktur, unter anderem in die Stromnetze, erlassen werden. Die Integration der erneuerbaren Energien in die Stromnetze erfolgt in Deutschland vor allem über das EEG. Um auch die Integration von Abwärme zu ermöglichen, ist der Anwendungsbereich des EEG entsprechend zu erweitern.

In § 1 Abs. 3 EEG-E wird auf „treibhausgasneutral“ erzeugten Strom abgestellt – das ist bei Strom aus der Abwärme der Abfallverbrennung der Fall.

- Um für zukünftige Contracting-Modelle Rechtssicherheit zu schaffen, sollte der Begriff des Betreibers einer Stromerzeugungsanlage im EEG definiert werden. Als Betreiber einer Stromerzeugungsanlage sollte angesehen werden, wer die tatsächliche Sachherrschaft über die Stromerzeugungsanlage hat, ihre Fahrweise eigenverantwortlich bestimmt und das wirtschaftliche Risiko trägt, wobei jedes dieser Kriterien in einer Gesamtabwägung aller Umstände zu ermitteln ist. Dass das Eigentum bei einem Dritten liegt und/oder die Stromerzeugungsanlage hinsichtlich der Einrichtung und/oder des Betriebs, einschließlich der Messung und Wartung von einem Dritten betreut wird, sollte der Betreibereigenschaft nicht entgegenstehen, wenn der Dritte weisungsgebunden ist.

Begründung:
Aufgrund unterschiedlicher Rechtsauffassungen zur Auslegung des Betreibers einer Stromerzeugungsanlage (§ 3 Nr. 43b EEG) ist eine hinreichende Investitionssicherheit vieler Betreiber-Modelle bedroht. Die Rechtsunsicherheiten betreffen insbesondere die Fragen, ob und auf welche Weise eine Gesamtabwägung der Einzelkriterien stattfinden muss und welche Voraussetzungen für die Übertragung des Kriteriums „Tragung des wirtschaftlichen Risikos“ gegeben sein müssen. Unsicherheiten bestehen insbesondere auch bei der Frage, ob und unter welchen Voraussetzungen eine Bestandsanlage noch als solche nach den §§ 61e ff. EEG 2020 angesehen werden kann.

§ 4 EEG 2021 RegE, Ausbaupfad

- Der VKU begrüßt die Festlegung zweijährlicher Ausbauziele und jährlich angestrebter Stromproduktionsmengen.
- Der VKU begrüßt die Vergrößerung des Ausschreibungsvolumens für die Biomasse auf 500 MW pro Jahr.
- Die Ausbauziele für 2030 in § 4 EEG 2021-E sollten für die Windenergie an Land von 71 GW auf 89 GW und für die Solaranergie von 100 GW auf 125 GW angehoben werden.

- Die Erreichung des Ausbauzieles für die Windenergie an Land sollte durch die Zielvorgabe flankiert werden, 2 Prozent der Fläche Deutschlands für die Windenergie zu nutzen.

Begründung:
Durch die Festlegung zweijährlicher Ausbauziele und jährlich angestrebter Stromproduktionsmengen wird ein höheres Maß an Verbindlichkeit erreicht. Allerdings hält der VKU auch eine Erhöhung der Zielmarken für erforderlich.

Es ist damit zu rechnen, dass der Stromverbrauch in Anbetracht von Sektorenkopplung, Elektromobilität und Digitalisierung bis 2030 signifikant steigen wird. So hat das EWI berechnet, dass der Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 748 TWh betragen könnte. Gegenüber dem im Regierungsentwurf für das Jahr 2030 angenommenen Jahresstromverbrauch von 580 TWh wäre dies ein Anstieg um mehr als 25 Prozent. Demzufolge muss auch der Ausbau erneuerbarer Energien intensiviert werden, um das selbstgesteckte Ausbauziel der Bundesregierung in Höhe von 65 Prozent Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zu erreichen.

Die Anhebung des Ausschreibungsvolumens für die Biomasse ist vor diesem Hintergrund zu begrüßen.

Auch wenn Prognosen zum Stromverbrauch im Jahr 2030 mit Unsicherheiten befrachtet sind, ist es doch wahrscheinlich, dass der Stromverbrauch aufgrund der angestrebten Sektorenkopplung deutlich über dem heutigen Niveau liegen wird.

Vorsorglich sollten daher die Ausbauziele für Windenergie an Land und Solarenergie angehoben werden, für die Windenergie an Land von 71 GW auf 89 GW und für die Solaranergie von 100 GW auf 125 GW.

Vor diesen Hintergrund sollte ein jährlicher Bruttozubau von mindestens 4,5 GW Windenergie an Land und mindestens 6 GW für die Solarenergie angestrebt werden. Dementsprechend sollten auch die Ausschreibungsvolumina und der Degressionsmechanismus bei der Solarenergie überarbeitet werden.

Zudem kommt es darauf an, dass die Ausschreibungsmengen auch abgerufen werden.

Daher müssen, ergänzend zur EEG-Reform, insbesondere bei der Windenergie an Land die größten Hemmnisse im Planungs- und Genehmigungsrecht abgebaut werden. Dafür muss weiter an der Umsetzung des BMWi-Aktionsprogramms zur Stärkung der Windenergie an Land sowie gemeinsam von Bund und Länder an einer Repowering-Strategie gearbeitet werden.

Um sicherzustellen, dass ausreichend Flächen für die Windenergie ausgewiesen werden, sollte im EEG und im Raumordnungsgesetz das Ziel verankert werden, 2 Prozent der Fläche Deutschlands für die Windenergie zu nutzen.

Teil 2, Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung

§ 9 EEG 2021 RegE, Technische Vorgaben, und § 10b EEG 2021 RegE, Vorgaben zur Direktvermarktung

- Die Vorgaben für den Abruf der Ist-Einspeisung und die Fernsteuerung von EEG-/KWK-Anlagen durch den Netzbetreiber mittels künftigen Einsatzes eines intelligenten Messsystems werden im Grundsatz begrüßt.
- Die Absenkung der Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme bei diesen Anlagen auf 1 kW lehnt der VKU ab.

Begründung:
Die Vorgaben für den Abruf der Ist-Einspeisung und die Fernsteuerung von EEG-/KWK-Anlagen durch den Netzbetreiber mittels künftigen Einsatzes eines intelligenten Messsystems (iMS) bringen eine Verbesserung der energiewirtschaftlichen Prozesse: Durch die zusätzlichen Informationen können Prozesse im Zusammenhang mit Bilanzierung, Ablesung etc. weiter detailliert und entsprechend effizienter werden.

Die Absenkung der Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme bei diesen Anlagen auf 1 kW ist jedoch aus netztechnischer Sicht nicht zwingend, zumal der Netzbetreiber die Möglichkeit hat, in kritischen Fällen entsprechende Technik einbauen zu können. Die Anforderung an eine zukünftige Steuerbarkeit dieser Anlagen erscheint aufgrund des geringen Potenzials an regelbarer Energie nicht sinnvoll.

Für diesen Bereich der Kleinstanlagen sollte nochmals das Aufwand-/Nutzen-Verhältnis beim Einbau von iMS kritisch überprüft werden, die ursprüngliche Kosten-Nutzen-Analyse hat hier eine Einbauschwelle von 7 kW ermittelt. Eine Erweiterung der Einbauverpflichtung wird aus Sicht des grundzuständigen Messstellenbetreibers nur dann umgesetzt werden können, wenn die Wirtschaftlichkeit sichergestellt ist. Dies ist nur gegeben, wenn die bisherige Preisobergrenze für Pflichteinbaufälle auch für die Gruppe Einspeiseanlagen zwischen 1 kWp und 7 kWp gilt (100 € brutto). Eine Verlängerung des Bestandsschutzes für „Altanlagen“ auf acht Jahre erscheint sinnvoll, um hier keine zusätzlichen Engpässe beim Rollout zu erzeugen.

- Das Erfordernis einer stufenlosen Fernsteuerbarkeit, sobald die technische Möglichkeit besteht, sollte gestrichen werden. Stattdessen sollte für die Regelbarkeit eine entsprechende Mindestanzahl von Zwischenstufen festgelegt werden.

- Zumindest sollte klargestellt werden, dass Anlagenbetreiber nicht zweimal in neue Steuerungstechnik investieren müssen. Sie sollten nicht verpflichtet sein, erst eine Einrichtung im Rahmen eines intelligenten Messsystems zu installieren, die „nur“ eine gestufte Regelbarkeit erlaubt, und diese zu einem späteren Zeitpunkt gegen eine Einrichtung, die stufenloses Regeln erlaubt, auszuwechseln.

Begründung:
Ein Großteil der Anlagen wird über sogenannte Rundfunksteuerempfänger mit vier potentialfreien Kontakten geregelt. Dies ermöglicht die Steuerstufen 100 %, 60 %, 30 % und 0 %. Obwohl die Technik alt ist, wird sie heute immer noch bei Neuanlagen verbaut.

Auch die zukünftig angedachte Steuerung der Anlagen über ein intelligentes Messsystem mithilfe der FNN-Steuerbox ist nicht stufenlos umsetzbar, da diese auch nur vier potentialfreie Kontakte hat. Thermische Anlagen (z. B. Biogasanlagen) haben zudem oft einen Leistungswert, der nicht unterschritten werden darf (außer, die Anlage wird auf 0 geregelt), um die Prozessstabilität weiter zu erhalten. Schließlich ist der Mehrwert gegenüber der heutigen Regelung auch nicht erkennbar. Zudem ist speziell mit Blick auf kleinere PV-Anlagen eine stufenlose Steuerung durch den Netzbetreiber aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht abbildbar und netztechnisch auch nicht begründbar.

Die Formulierung „sobald die technische Möglichkeit besteht“ ist im Übrigen missverständlich. Sie könnte so verstanden werden, dass Anlagenbetreiber zweimal in technische Einrichtungen, die an intelligente Messsysteme angebunden sind, investieren müssen, nämlich das erste Mal in eine Technik mit stufenweiser Steuerung und das zweite Mal in eine Technik mit stufenloser Steuerung. So kann der Regelungsvorschlag jedoch nicht gemeint sein.

- Der VKU begrüßt die in § 100 Absatz 4 Satz 2 EEG 2021 RegE vorgesehene Übergangsbestimmung, die es Betreibern von Bestandsanlagen erlaubt, in einer Übergangszeit weiterhin Einrichtungen zu nutzen, die nur ein Ein- und Ausschalten erlauben.

Begründung:
So erhalten Anlagenbetreiber und Netzbetreiber Rechtssicherheit dahingehend, dass Vergütungen weiterhin ausgezahlt werden dürfen und bereits ausgezahlte Vergütungen nicht zurückerstattet werden müssen.

- Der Gesetzgeber muss im Rahmen der Abschaltkaskade sicherstellen, dass Betreiber essentieller Dienstleistungen, wie der Trinkwasserversorgung und Abwasserentsorgung, privilegiert behandelt werden. Ein unmittelbarer Eingriff in die Anlagen der Wasserwirtschaft sollte nur in Ausnahmefällen und in Abstimmung mit den Betreibern erfolgen.

Begründung:
Die energieerzeugenden Anlagen der kommunalen Wasserwirtschaft, insbesondere auf Kläranlagen, sind in den technischen Gesamtbetrieb integriert. Eine flexible Fahrweise der Anlagen kann daher nur eingeschränkt in enger Abstimmung mit dem Netzbetreiber erfolgen. Unvermittelte Eingriffe von außen würden die technischen Abläufe gefährden. Dies gilt insbesondere für KWK-Anlagen der Abwasserentsorgung mit einem signifikanten Wärme-Anteil. Die anfallende Wärme aus den BHKW wird in der Regel für die Beheizung der Faulbehälter der Kläranlage genutzt. Ein etwaiger längerer Eingriff bspw. über mehrere Stunden würde zu erheblichen Problemen in der Klärschlammfaulung führen. Insbesondere der wärmegeführte Anteil der Stromerzeugung darf daher nur in das Netzengpassmanagement einbezogen werden, sofern der betriebstechnisch notwenige Wärmebedarf auf den Anlagen alternativ sichergestellt werden kann. Gleiches gilt für die Zwischenspeicherung des anfallenden Klärgases. Aufgrund des dauerhaften Gasanfalls ist die Speicherung auf den Anlagen nur zeitlich begrenzt möglich. Eine Verbrennung der überschüssigen Gasmengen in den entsprechenden Gasfackelanlagen ist aus immissionsschutzrechtlichen Gründen nur in sehr begrenztem Rahmen erlaubt und widerspricht zudem den klimapolitischen Zielen Deutschlands. Ein Eingriff in die Energieerzeugung kritischer Anlagen der kommunalen Trinkwasserversorgung und Abwasserentsorgung darf letztendlich nur in Abstimmung und unter Beachtung der vorhandenen technischen Möglichkeiten der Anlagenbetreiber erlaubt sein.

Teil 3: Marktprämie und Einspeisevergütung

§ 21 EEG 2021 RegE, Einspeisevergütung

- Der VKU begrüßt, dass Strom aus **Post-EEG-Anlagen** den Netzbetreibern zur Verfügung gestellt werden darf und dass hierfür bis Ende 2027 eine Einspeisevergütung in Höhe des Jahresmarktwertes abzüglich der Vermarktungskosten gezahlt wird. Inwiefern eine Einspeisevergütung nach 2027 gezahlt wird, muss frühzeitig unter Einbeziehung der Verbände entschieden werden.
- Die Möglichkeit des Eigenverbrauchs sollte aber nicht pauschal voraussetzen, dass die Messstelle der Anlage mit einem intelligenten Messsystem nach dem MsbG

ausgestattet ist. Stattdessen sollten PV-Anlagen bis 7 kWp auch nach Ende des Förderzeitraums Eigenverbrauch im SLP mit Netzbetreiberübernahme der Überschussmengen betreiben dürfen. Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 KWp sollten zur Direktvermarktung der Überschussstrommengen verpflichtet sein.

Begründung:
Entscheiden sich Betreiber von Post-EEG-Anlagen für eine Kombination aus Eigenversorgung und Netzeinspeisung, was insbesondere für viele Betreiber von Dach-Solaranlagen attraktiv ist, sollte perspektivisch eine Marktintegration der Überschussstrommengen angestrebt werden. Dies sollte im Übrigen auch für Neuanlagen gelten.

Bei der Ausgestaltung der Marktintegration sollte darauf geachtet werden, dass zum einen Aufwand und Nutzen in einem angemessenen Verhältnis stehen und zum anderen die Energiewende vorangetrieben wird. Die wirtschaftlichen Vorteile des Eigenverbrauchs (Vermeidung von Strombezugskosten sowie von Entgelten und Umlagen) machen den Betrieb von Dach-Solaranlagen in vielen Fällen erst attraktiv und ermöglichen damit eine Beteiligung der Bürger an der Energiewende. Den Betreibern von Eigenversorgungsanlagen dürfen daher keine unverhältnismäßigen Pflichten auferlegt werden.

- Die in § 55 Absatz 9 EEG 2021 RegE vorgesehene Pönalisierung von Strommengen, die Betreiber von Post-EEG-Anlagen dem Netzbetreiber entgegen § 21 nicht zur Verfügung gestellt haben, lehnt der VKU ab.

Begründung:
Die geplante Pönalisierung würde für die Netzbetreiber zu einem sehr hohen Abwicklungsaufwand und Auseinandersetzungen mit Kunden führen.

- Im Falle der Vermarktung des Überschussstroms von Post-EEG-Anlagen durch Direktvermarkter sollte zusätzlich ein vereinfachtes Herkunftsmanagement implementiert werden, um den so verfügbaren Strom interessierten Privatkunden als echten Grünstrom anbieten zu können.

Begründung:
Aktuell sind die Kosten des HKNR des UBA für Kleinanlagen nicht wirtschaftlich darstellbar.

- Im Zusammenhang mit der Anschlussförderung sind des Weiteren die folgenden Punkte zu klären: Welcher Bilanzkreis soll für die Mengen aus der Anschlussförderung genutzt werden? Sind die ausgeförderten EEG-Anlagen weiterhin zu testieren?

Begründung:
Diese Fragen sind für die praktische Umsetzung relevant, werden aber im Gesetzentwurf offengelassen.

- Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Deponie-, Klär-, Gruben- und Biogas aus Abfällen sollten nach Ende des Förderzeitraums einen fixen Vermarktungszuschlag erhalten, der den Weiterbetrieb dieser Anlagen ermöglicht.

Begründung:
Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Deponie-, Klär-, Gruben- und Biogas aus Abfällen tragen aktiv zur Vermeidung von ansonsten unweigerlich anfallenden Treibhausgasemissionen bei. Allein aus der Verstromung von Grubengas, das aus ehemaligen Steinkohlebergwerken in Nordrhein-Westfalen und im Saarland abgesaugt wird, erwächst ein jährlicher THG-Minderungsbeitrag von derzeit rund 3 Mio. Tonnen CO_2-Äquivalent (siehe auch: https://www.wirtschaft.nrw/grubengas). Im Falle der Nichtverwertung würde das Grubengas durch den Boden aufsteigen und ungenutzt in die Atmosphäre entweichen, wobei das hochpotente, gegenüber CO_2 25-mal klimawirksamere Treibhausgas Methan wesentlicher Teil des Grubengases ist und den hohen THG-Minderungsbeitrag von Grubengas im Vergleich zu klassischen Erneuerbare-Energien-Technologien sehr niedrigen Förderkosten begründet.

Grubengasanlagen sind jedoch aufgrund ihrer fixen Betriebskosten und mit Blick auf das aktuelle und zukünftige Strompreisniveau nicht wirtschaftlich am Strommarkt zu betreiben. Um den Weiterbetrieb von Grubengasanlagen zur Stromerzeugung zu ermöglichen, die von 2021 bis 2024 das Ende ihrer EEG-Förderperiode erreichen, sollte der Anlagenbetrieb deshalb z. B. über einen fixen Vermarktungszuschlag auf den Marktpreis sichergestellt werden.

- Der VKU begrüßt die Klarstellung, dass ein Anspruch auf den Mieterstromzuschlag auch dann bestehen kann, wenn der Strom nicht vom Anlagenbetreiber, sondern wie im Fall des Lieferkettenmodells von einem Dritten geliefert wird.
- In dem Lieferkettenmodel sollten PV- und KWK-Anlagen gemeinsam betrieben werden können.

Begründung:
Ein Vorteil des Lieferkettenmodells ist, dass die Marktrolle des Stromlieferanten an einen energiewirtschaftlich versierten Dritten übertragen wird. Diese sinnvolle Aufgabenteilung darf nicht zum Verlust des Mieterstromzuschlags führen. Durch die Möglichkeit eines gemeinsamen Betriebs von PV- und KWK-Anlagen im Lieferkettenmodell wird ein Gleichklang zwischen EEG und KWKG erreicht.

- Der Anspruch auf den Mieterstromzuschlag sollte auch dann gegeben sein, wenn der in Solaranlagen erzeugte Strom innerhalb von Gebäuden verbraucht wird, die mit dem Gebäude, auf/an/in dem sich die Solaranlage befindet, entweder identisch sind oder mit diesem in einem räumlichen Zusammenhang stehen.

Begründung:
Die derzeitige Mieterstromförderung ist auf einen engen räumlichen Anwendungsbereich begrenzt. Dadurch gehen viele Nutzungsmöglichkeiten für lokal erzeugten Solarstrom verloren. Auch unter der Zielsetzung, dass möglichst viele Mieter an der Energiewende teilhaben sollen, sollte Mieterstrom auch Endverbrauchern zur Verfügung gestellt werden, auf/in/an deren Wohngebäuden aufgrund von wirtschaftlichen Gesichtspunkten keine Mieterstromanlagen errichtet werden.

Daher sollte die gesetzliche Beschränkung möglicher Lieferverhältnisse auf Wohngebäude oder Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit dem Gebäude der Erzeugung aufgegeben werden. Stattdessen sollte nur noch darauf abgestellt werden, dass sich das belieferte Gebäude in einem räumlichen Zusammenhang mit dem Gebäude der Erzeugung befindet. Damit ließen sich innerhalb von Quartieren die geeignetsten Dachflächen identifizieren. Der dort erzeugte Strom könnte potentiell von allen Bewohnern des Quartiers bezogen werden.

- Mieterstrom sollte auch in Nichtwohngebäuden erzeugt und verbraucht werden können, ohne dass der Mieterstromzuschlag entfällt.

Begründung:
Ein Quartier besteht nicht nur aus Wohngebäuden, sondern auch aus Schulen, Schwimmbädern, Parkhäusern oder Gebäuden für den Einzelhandel. Häufig sind die Dachflächen dieser Nichtwohngebäude besser für die Errichtung einer PV-Anlage geeignet als die Dächer von Wohngebäuden. Letztere können durch Ausrichtung, Verschattung, Denkmalschutz und sonstige Umstände als Standort der PV-Anlage weniger geeignet bzw. ungeeignet sein. Andererseits wird auch in Nichtwohngebäuden Strom verbraucht, so diese auch als Bezieher von Mieterstrom nicht ausgeschlossen sein sollten, vorausgesetzt, die Gebäude befinden sich in einem räumlichen Zusammenhang.

- Die Berechtigung zur Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags sollte bis zu einer Anlagengröße von 750 kWp gegeben sein.

Begründung:
Die Begrenzung für Mieterstromanlagen auf 100 kWp nach § 21 Absatz 3 EEG wird in der Erläuterung zum Mieterstromgesetz wie folgt begründet: „Die Beschränkung auf Solaranlagen mit einer installierten Gesamtleistung von höchstens 100 Kilowatt trägt der Tatsache Rechnung, dass die installierte Gesamtleistung von Solaranlagen auf, an oder in einem Wohngebäude selten über diese Schwelle hinausgeht.“ (Drucksache 18/12355, S. 17). Bei der Ausweitung von Mieterstromprojekten auf Quartierskonzepte stehen dem Projektumsetzer jedoch deutlich größere Dachflächen zur Verfügung. Daher sollte die Begrenzung der Anlagengröße von 100 kWp auf 750 kWp erhöht werden.

§ 21b EEG 2021 RegE, Zuordnung zu einer Veräußerungsform

- Wenn sowohl förderfähige als auch ausgeförderte Anlagen über eine gemeinsame Messung am Netzeinspeisepunkt einspeisen, sollte eine Abgrenzung dieser Strommengen über die Generierung einer zusätzlichen Marktlokation unter Anwendung der Referenzwerte der jeweiligen Windkraftanlagen ermöglicht werden.

Begründung:
In Bezug auf das Auslaufen diverser Anlagen aus der EEG-Förderung zum 31.12.2020 stellt sich die Frage, wie man z. B. mit Windparks umzugehen hat, in denen sich neben den ausgeförderten Anlagen noch förderfähige Anlagen befinden. Besonders wenn diese Anlagen über eine gemeinsame Messung am Netzverknüpfungspunkt einspeisen, entstehen Probleme bei der Bilanzierung. Es würden unterschiedliche „Stromarten“ über eine gemeinsame Marktlokation unberechtigterweise einspeisen.

Eine Lösungsvariante bestünde, dort wo es die technischen Möglichkeiten zulassen, in der Installation von Untermessungen. Untermessungen tragen zur genauen Erfassung der Mengen bei und berücksichtigen auch etwaige Stillstandzeiten während Wartungsarbeiten oder Einspeisemanagementmaßnahmen. Hohe Kosten und/oder fehlende Zeit für eine Umrüstung sprechen aber in den meisten Fällen gegen diese Variante.

Eine kostengünstigere und relativ schnell umsetzbare Möglichkeit bestünde nach Einschätzung des VKU in der Generierung einer zusätzlichen Marktlokation unter Anwendung der Referenzwerte der jeweiligen Windkraftanlagen.

Die Windanlagen würden nach „förderfähiger“ oder „ausgeförderter Anlage“ der jeweiligen Marktlokation zugeordnet. Die Aufteilung der Mengen erfolgt mit Hilfe der

Referenzwerte. Somit wäre nicht nur im Rahmen der Abrechnung die Aufteilung anhand der Referenzwerte möglich, sondern auch im Rahmen der Bilanzierung. Die so zusätzlich generierte Marktlokation könnte dann für die ausgeförderten Anlagen genutzt werden, um diese Anlagen dem Bilanzkreis eines Händlers zuzuordnen. Selbst für die neueren Anlagen, deren Vergütung mit dem Standortertrag berechnet werden, existieren Referenzwerte, die für die Verteilung herangezogen werden könnten. Somit wäre für alle Anlagen die Nutzung der Referenzwerte möglich. Bei sonstigen Anlagen könnte man eine Aufteilung anhand der jeweiligen Anlagenleistungen vornehmen.

Die aus dem EEG bekannte prozentuale Aufteilung ist unseres Erachtens nicht die korrekte Anwendungsmöglichkeit, da z. B. bei einer prozentualen Aufteilung von 30 % sonstiger Direktvermarktung und 70 % Marktprämienmodell auf jede einzelne Windenergieanlage diese Verteilung in Ansatz zu bringen wäre.

Somit würde es notwendig, in dem Gesetzentwurf eben genau auf die Bildung einer zusätzlichen Marktlokation, deren Mengen dann über die Zuordnung der einzelnen Anlagen und deren zugehöriger Referenzwerte gebildet werden, hinzuarbeiten. Durch diese eindeutige Beschreibung würde es den Netzbetreibern ermöglicht, alle Windparks, in denen keine Installation von Untermessungen erfolgt ist, kurzfristig zum 01.01.2021 entsprechend mit dieser zusätzlichen Marktlokation „sortenrein“ zu bilanzieren und zuzuordnen.

§ 22 EEG 2021 RegE, Wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie

- Der VKU lehnt eine Absenkung des Schwellenwertes für die Teilnahme von Solar-Dachanlagen an Ausschreibungen von 750 kW auf 500 kW ab.

Begründung:
Die geltenden Schwellenwerte (750 kW bzw. 150 kW bei Biomasse) sind richtig gewählt. Unterhalb dieser Leistungsschwellen stellt sich die Frage, ob der Kosteneffizienzgewinn so groß ist, dass er den Aufwand, den die Ausschreibung für kleine Anlagen bedeutet, rechtfertigt.

Im Regelfall werden PV-Dachanlagen im Leistungssegment unterhalb von 750 kW von kleinen oder mittelständischen Unternehmen errichtet, die zuvorderst am Stromeigenverbrauch interessiert sind und für die Einspeisung der Restmengen eine Sicherheit benötigen. Diese Unternehmen wären mit der Strukturierung eines komplexen Angebots für eine EEG-Auktion überfordert. Letztlich würde die Teilnahme an Ausschreibungen für sie aber schon deswegen nicht in Frage kommen, weil der Eigenverbrauch im Ausschreibungssegment ausgeschlossen ist.

Der PV-Ausbau auf Dachflächen zwischen 500 und 750 kWp würde jäh gestoppt, sodass dieses Anlagensegment keinen nennenswerten Ausbaubeitrag mehr leisten könnte. Anlagen unterhalb von 750 kWp und solche im urbanen Umfeld haben schon jetzt Probleme mit der Wirtschaftlichkeit. Der Aufwand für das Ausschreibungsregime steht somit in keinem Verhältnis zur Anlagengröße. Dies führt mit großer Wahrscheinlichkeit dazu, dass viele Anlagen unterhalb der Ausschreibungsgrenze gebaut werden oder nur so groß ausgelegt werden, wie der Strom auch in der Spitze selbst verbraucht werden könnte. Dies hätte eine Teilbelegung von Dachflächen zur Folge, was für den Ausbau der Solarenergie ausgesprochen kontraproduktiv wäre.

§ 23a EEG 2021 RegE, Besondere Bestimmung zur Berechnung der Marktprämie i. V. m. Anlage 1

- Die Marktprämie sollte wie bisher auf Basis der Monatsmarktwerte ermittelt werden.

Begründung:
Die Heranziehung des Jahresmarktwertes für die Berechnung der Marktprämie würde die Komplexität der Abrechnungen aller Direktvermarktungsvorgänge erhöhen. Zudem käme es durch die nötige Auszahlung einer Prämie auf Grundlage eines Vorab-Jahresmarktwertes und anschließender Glattstellung zu Liquiditätseffekten. Es ist zweifelhaft, ob die möglichen Vorteile einer Umstellung (ein Lenkungseffekt ist am ehesten bei der Biomasse zu erwarten) auf den Jahresmarktwert die sicheren Nachteile überwiegen.

§ 24 EEG 2021 RegE, Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen

- Der VKU begrüßt, dass Solaranlagen, die nicht an demselben Anschlusspunkt betrieben werden, zum Zweck der Ermittlung der Vergütungshöhe nicht mehr zusammengefasst werden sollen. In Abweichung zum Regierungsentwurf schlägt der VKU vor, dass dies auch dann gelten soll, wenn es sich um Solaranlagen desselben Anlagenbetreibers handelt.

Begründung:
In urbanen Quartieren werden in der Regel mehrere Solaranlagen auf unterschiedlichen Wohngebäuden installiert. Dies ist kein „Anlagensplitting“, sondern ergibt sich aus der Bebauung. Bei großen Grundstücken mit mehreren Gebäuden führt die Anlagenzusammenfassung schnell dazu, dass der Mieterstromzuschlag in die Kategorie 40 – 100 kWp fällt, obwohl die Einzelanlagen wesentlich kleiner sind und mithin nicht von den Kostenvorteilen größerer Anlagen profitieren können. Bei Inbetriebnahme im Oktober 2019 würde er dann beispielsweise 0,18 Cent/kWh betragen statt 2,08 Cent (für Anlagen bis 10 kWp) oder 1,80 Cent/kWh (für Anlagen > 10 kWp – 40 kWp).

Die baulichen Gegebenheiten bei Mieterstrommodellen im urbanen Kontext stellen sich als deutlich herausfordernder dar als bei großen Freiflächenanlagen. Skaleneffekte, wie sie bei einer Freiflächenanlage vorausgesetzt werden dürfen, sind hier nicht realisierbar. Damit berücksichtigt § 24 EEG in seiner jetzigen Form nicht die Realität separater PV-Anlagen in Mieterstrommodellen.

§§ 28 – 28c EEG 2021 RegE, Ausschreibungsmengen

- Die Ausschreibungsmengen für die Windenergie an Land sollten pro Jahr mindestens 4,5 GW betragen.
- Die Ausschreibungsmengen für die Solarenergie sollten pro Jahr mindestens 3 GW betragen.
- Nicht abgerufene Ausschreibungsmengen sollten den Ausschreibungsmengen des Folgejahres hinzugefügt werden. Gleiches sollte für entwertete Zuschläge gelten.

Begründung:
Angesichts von Sektorenkopplung und Elektromobilität zeichnet sich schon jetzt ab, dass eine Anhebung der Ausbauziele (Windenergie an Land: 89 GW bis 2030; Solarenergie: 125 GW bis 2030) erforderlich ist, die auch bei der Festlegung der Ausschreibungsmengen berücksichtigt werden muss.

Vor diesen Hintergrund sollte ein jährlicher Bruttozubau von mindestens 4,5 GW für die Windenergie an Land und 6 GW für die Solarenergie angestrebt werden. In der Annahme, dass sich der Ausbau gleichmäßig auf die Segmente unterhalb und oberhalb von 750 kW verteilt, wäre eine Ausschreibungsmenge für die Solarenergie von 3 GW angemessen.

Ausschreibungsmengen, die nicht abgerufen wurden, oder für die Zuschläge erteilt und später entwertet wurden, sollten zügig wieder zur Ausschreibung gebracht werden, damit der Ausbaupfad eingehalten werden kann.

- Ausschreibungen für Windenergie an Land sollten viermal anstatt dreimal im Jahr stattfinden.

Begründung:
Bei drei Terminen pro Jahr kann sich die Umsetzung von Projekten verzögern. Wenn ein Projektierer z. B. eine Genehmigung am 12. August erhält, bekommt er frühestens Mitte Februar einen Zuschlag.

- Die Nachholung nicht bezuschlagter Mengen sollte, ab einer bestimmten Größenordnung, auf mehrere Jahre verteilt werden.

Begründung:
In der aktuellen Situation, in der Windausschreibungen regelmäßig unterdeckt sind, ist davon auszugehen, dass sich durch die Nachholung zukünftige Ausschreibungsmengen auftürmen, die wiederum zu einer weiteren Unterdeckung führen werden. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, empfiehlt es sich, die Nachholung auf mehrere Jahre zu verteilen.

§ 36b EEG 2021 RegE, Höchstwert für Windenergieanlagen an Land

- Der Höchstwert sollte um 0,2 Cent/kWh auf 6,4 Cent/kWh angehoben werden.

Begründung:
Durch die Anhebung um 0,2 Cent/kWh sollte es Bietern ermöglicht werden, die Aufwendungen für die Windenergie-Abgabe in die Gebote einzupreisen.

§ 36c EEG 2017, Besondere Zuschlagsvoraussetzung für das Netzausbaugebiet (weggefallen) / Anpassung im Energiewirtschaftsgesetz erforderlich

- Der VKU begrüßt die Aufhebung des Netzausbaugebietes im EEG. Diese erfordert eine Folgeanpassung im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), da dort das Prinzip „Nutzen statt Abregeln“ sachwidrig auf das Netzausbaugebiet und zeitlich bis Ende 2023 beschränkt wird. Sowohl § 13 Abs. 6a Satz 1 Nr. 2 EnWG als auch § 118 Abs. 22 EnWG sollten gestrichen werden.

Begründung:
Die Entschärfung von Netzengpasssituationen sollte vorrangig durch Netzausbau sowie durch eine verbesserte Integration von Strom aus erneuerbaren Energien, etwa durch die Nutzung von Power-to-X-Technologien, erfolgen. Dies wird angesichts des beabsichtigten EE-Ausbaus weiter an Bedeutung gewinnen.

Daher ist zum einen eine Deckelung des Ausbaus in bestimmten Regionen nicht sinnvoll, da sie die Erreichung der Ausbauziele beeinträchtigt. Zum anderen sollten Hürden, die der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien im Wege stehen, beseitigt werden. Die Nutzung von Power-to-Heat-Anlagen im Sinne des Prinzips „Nutzen statt Abregeln“ bleibt bisher u. a. hinter ihren Möglichkeiten zurück, weil sie in § 13 (6a) Satz 1 Nr. 2 EnWG auf das Netzausbaugebiet beschränkt wurde. Damit werden Flexibilitätspotenziale bei der Strom- und Wärmeversorgung verschenkt.

Um diese stattdessen zu heben, sollte das Prinzip des „Nutzen statt Abregeln“ auf Regionen ausgeweitet werden, in denen regelmäßig Redispatch-Maßnahmen aufgrund von Netzengpasssituationen ergriffen werden. Auch dort – und nicht nur wie bisher im

Netzausbaugebiet – sollte Strom aus erneuerbaren Energien genutzt statt abgeregelt werden. Dies ist mit Power-to-Heat-Anlagen effizient möglich. Denn: Im Fall eines Netzengpasses nutzt die Power-to-Heat-Anlage den EE-Strom, um die entfallende Wärmeerzeugung der abgeregelten KWK-Anlage für die angeschlossenen Wärmekunden bereitzustellen.

Um langfristig bestehende Potentiale zu heben und Planungssicherheit zu schaffen, sollte die Anwendung der Regelung in § 13 Abs. 6a EnWG zudem über den 31.12.2023 hinaus bestehen bleiben.

Aus diesen Gründen sollte als Folgeanpassung der Streichung des § 36c EEG sowohl § 13 Abs. 6a Satz 1 Nr. 2 EnWG (Beschränkung auf Netzausbaugebiet) als auch § 118 EnWG Abs. 22 (Befristung) ersatzlos gestrichen werden.

§ 36d EEG 2021 RegE, Zuschlagsverfahren Windenergie an Land

- Sofern eine Südquote eingeführt wird, sollte dies mit einer Regelung kombiniert werden, die die Länder verpflichtet, landesrechtliche Vorschriften, die dem Windenergieausbau entgegenstehen (z. B. Abstandsregeln, die die 1.000 Meter des neugefassten § 249 Absatz 3 BauGB überschreiten), zu beseitigen.

Begründung:
Die bislang mangelnde Realisierung von Süd-Windprojekten ist im Wesentlichen auf die Nichtgenehmigungsfähigkeit sowie die fehlende politische Bereitschaft zur Ausweisung von Windvorrangzonen zurückzuführen. Somit kann eine Süd-Quote den gewünschten Effekt nur erzielen, wenn sie mit dem Abbau landesrechtlicher Ausbauhemmnisse einhergeht.

§ 36e EEG 2021 RegE, Erlöschen von Zuschlägen für Windenergieanlagen an Land

- Die vorgesehene Verlängerungsmöglichkeit der Realisierungsfristen im Falle der Insolvenz eines Anlagenherstellers muss ergänzt werden um eine Regelung für Windenergieanlagen auf See, deren anzulegender Wert gemäß § 47 EEG bestimmt wird, und die aufgrund einer Herstellerinsolvenz nicht wie geplant im Jahr 2019, sondern erst im Jahr 2020 in Betrieb genommen werden konnten. Hier darf die zum Jahreswechsel 2019/2020 vorgesehene Degression nicht zur Anwendung kommen, denn diese wirkt wie eine Sanktion für eine unverschuldete Verzögerung.

Begründung:
Windenergieprojekte auf See, die aufgrund einer Herstellerinsolvenz eine degressionsbedingte Vergütungskürzung erleiden, befinden sich in einer ähnlichen Lage

wie Projekte, die aufgrund einer Herstellerinsolvenz die Realisierungsfrist nicht einhalten können.

Zwar adressiert auch der Regierungsentwurf zur Änderung des WindSeeG vom 26.06.2020 das Problem der Herstellerinsolvenz, doch betrifft die dort vorgesehene Verlängerung der Realisierungsfristen nur Projekte, die ab 2021 in Betrieb genommen werden und damit dem Regime des WindSeeG unterliegen. Für Windparks, die dem Regime des EEG unterliegen, weil sie vor 2021 in Betrieb genommen werden, gilt diese Schutzvorschrift nicht. Hier liegt eine Regelungslücke vor, die nur durch eine Anpassung des § 47 EEG geschlossen werden kann.

Betroffen ist ein kommunalwirtschaftliches Windenergieprojekt auf See, das wegen der Insolvenz der Senvion GmbH die Inbetriebnahme nicht wie geplant im Jahr 2019, sondern erst im Jahr 2020 durchführen konnte.

Für Inbetriebnahmen im Jahr 2020 ordnet § 47 Absatz 5 eine Degression in Höhe von 1,5 Cent/kWh gegenüber den in 2017 geltenden anzulegenden Werten an. Wäre der Offshore-Windpark wie geplant im Jahr 2019 in Betrieb genommen worden, hätte die Kürzung nach dieser Vorschrift nur 0,5 Cent/kWh betragen. Hochgerechnet auf den Vergütungszeitraum entsteht den Anteilseignern durch die schärfere Degression ein Verlust in einer Größenordnung von rund 61 Mio. EUR.

Mit der Degressionsregelung wollte der Gesetzgeber Kostensenkungen aufgrund von Technologieentwicklungen berücksichtigen und Effizienzverbesserungen anreizen. Eine Pönalisierung unverschuldeter Projektverzögerungen, noch dazu außerhalb jeder Verhältnismäßigkeit – 61 Mio. Euro für wenige Monate –- kann der Gesetzgeber nicht gewollt haben.

§ 36g EEG 2021 RegE, Besondere Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften

- Das Einheitspreisverfahren sollte auf neu zu definierende Bürgerenergiegesellschaften sowie auf Betreibergesellschaften anwendbar sein, deren Stimmrechte zu mindestens 51 Prozent von Bürgerenergiegesellschaften und/oder Standort-/Anrainerkommunen bzw. Unternehmen, die im Eigentum von Standort-/Anrainerkommunen stehen, gehalten werden.

Begründung:
Sowohl reine Bürgerwindparks als auch Bürgerbeteiligungsmodelle können die Akzeptanz für die Windenergie erheblich verbessern. Daher muss es Anreize für Kooperationsprojekte mit den Kommunen, kommunalen Unternehmen und der Bürgerschaft geben. Hierfür sollte das Einheitspreisverfahren als Hebel genutzt werden.

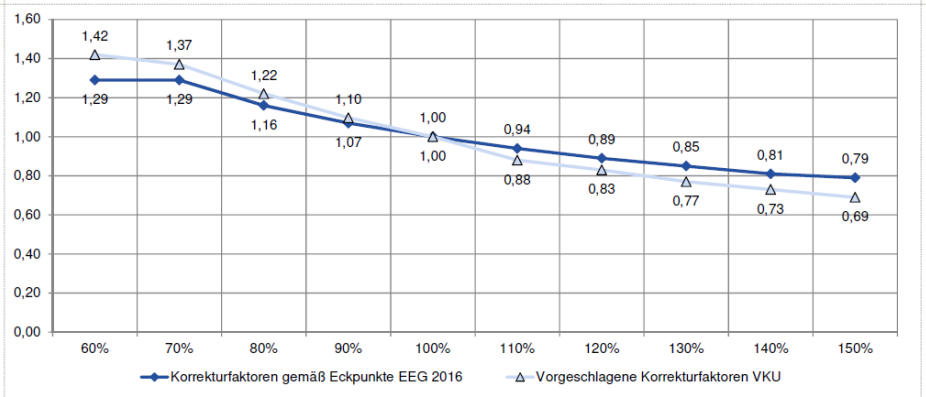
Allerdings ist es notwendig, „Bürgerenergiegesellschaften“ im EEG neu zu definieren, damit nicht, wie in der Vergangenheit geschehen, Bürgerenergiegesellschaften zum Schein gegründet werden, nur um in den Genuss von Privilegien zu gelangen. Es sollten mindestens 50 natürliche Personen beteiligt sein. Mehrheitlich sollte es sich um Mitglieder handeln, die ihren Wohnsitz innerhalb des auch für Regionalstromprodukte geltenden Radius von 50 km haben.

Einige Stadtwerke haben die Akzeptanz für die Windenergie vor Ort erheblich verbessert, indem sie Gesellschaftsanteile an Windparks an örtliche Bürgerenergiegenossenschaften und Kommunen veräußert oder für diesen Zweck selbst Energiegenossenschaften initiiert haben. Über die Mitgliedschaft in den Genossenschaften können sich Bürger mit geringen Beträgen indirekt an der Windpark-Betriebsgesellschaft beteiligen und von deren Erträgen profitieren. Der Aufwand, der für solche Beteiligungsmodelle entsteht, ist jedoch nicht unerheblich. Daher sind Anreize notwendig, um Kooperationsprojekte mit den Kommunen, kommunalen Unternehmen und der Bürgerschaft einzugehen.

§ 36h EEG 2021 RegE, Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land

- Der VKU unterstützt die Einführung eines Korrekturfaktors für einen 60-Prozent-Standort. Nach Einschätzung des VKU müsste dieser Korrekturfaktor jedoch etwas höher sein, um die standortbedingten Wettbewerbsnachteile auszugleichen. Entsprechendes gilt für die 70-, 80- und 90-Prozent-Standorte. Der VKU schlägt vor, die Korrekturfaktoren wie folgt festzulegen:

Vorgeschlagene Korrekturfaktoren im Ausschreibungsmodell zur Reduzierung der Benachteiligung mittlerer Windstandorte ggü. Starkwindstandorten



Begründung:
Die vom VKU vorgeschlagene Anpassung des Referenzertragsmodells kann dazu beitragen, dass trotz regional unterschiedlicher Standortqualitäten annähernd gleiche Wettbewerbsbedingungen geschaffen werden und sich dadurch der Windenergieausbau gleichmäßiger auf das Bundesgebiet verteilt. Für die windschwächsten 60-Prozent-Standorte schlägt der VKU einen Korrekturfaktor von mindestens 1,42 vor (siehe Grafik), wobei auch eine Anhebung auf bis zu 1,5 sachgerecht wäre.

§ 36k EEG 2021 RegE, Finanzielle Beteiligung der Kommunen und Bürgerstromtarife

- Der VKU unterstützt die Einführung einer Windenergie-Abgabe. Sie sollte jedoch verpflichtend sein und nicht, wie im Gesetzentwurf vorgesehen, auf Freiwilligkeit beruhen.
- Die Abgabe sollte außerhalb des EEG geregelt werden, damit auch Windparks die Abgabe entrichten, die keine EEG-Förderung in Anspruch nehmen. Zumindest sollten Windprojektierer den Gemeinden schon vor Zuschlagserteilung eine Abgabe anbieten dürfen.
- Der VKU begrüßt, dass Nachbargemeinden in die Abgabe einbezogen werden können. Allerdings sind gesetzliche Vorgaben zur Frage nötig, inwieweit Gemeinden vom Ausbau „betroffen“ sind.

Begründung:
Der VKU unterstützt die Einführung einer Windenergie-Abgabe. Die Einnahmen kommen der örtlichen Gemeinschaft und damit indirekt allen Bewohnern der jeweiligen Gemeinden zugute. Dies erhöht die Chancen, dass Flächen für die Windenergie ausgewiesen und Windpark-Genehmigungen erteilt werden. Beides ist von erheblicher Bedeutung für die Erreichung der Klimaschutzziele.

Positiv ist, dass in § 36k EEG 2021 KabE kein Verwendungszweck vorgegeben wird. Zutreffend weist die Begründung darauf hin, dass die Gemeinden am besten einschätzen können, wie die Mittel vor Ort optimal eingesetzt werden können. Allerdings sollte der Betrag von 0,2 Cent/kWh festgeschrieben und nicht als Höchstwert ausgestaltet werden. Positiv ist auch die Klarstellung in der Begründung, dass die Einkünfte aus der Abgabe als nicht-steuerliche Einnahmen im kommunalen Finanzausgleich nicht berücksichtigt werden.

Positiv ist auch, dass § 36k EEG 2021 die Möglichkeit beinhaltet, eine Abgabe auch an Nachbargemeinden zu zahlen. Allerdings sind gesetzliche Vorgaben zur Frage nötig, wann Gemeinden vom Ausbau „betroffen“ sind, damit es nicht zur Verteilungskonflikten kommt. Die Anspruchshöhe pro Gemeinde könnte so gebildet werden, dass um jede Windenergieanlage ein Kreis gezogen wird (z. B. vom 20-fachen der Anlagenhöhe) und

geprüft wird, wie groß die Anteile der jeweiligen Gemeindegebiete sind, die sich in dem Kreis befinden[1].

Problematisch an der Ausgestaltung der Abgabe als freiwillige Zahlung ist, dass die Standort- und Nachbargemeinden keinen Anspruch darauf haben. Sie sind letztlich auf die Zahlungsbereitschaft der Windparkbetreiber angewiesen, auch wenn die vorgesehene Erstattungsmöglichkeit dafür sorgen soll, dass ihnen durch die Zahlung der Abgabe keine Nachteile entstehen. Ein weiteres mögliches Problem durch freiwillige Zahlungen entsteht dadurch, dass Vertreter der Kommune sowie Unternehmen in den Verdacht der Bestechung geraten könnten. Bei einer rechtlich verpflichtenden Abgabe käme kein Verdacht auf.

Eine Möglichkeit, die Abgabepflicht vom EEG unabhängig zu machen, könnte darin bestehen, sie – wie von der Stiftung Umweltenergierecht vorgeschlagen – als „Außenbereichsabgabe“ auszugestalten. Als Belastungsgrund wird hier die Inanspruchnahme von Außenbereichsflächen durch die Windenergieanlagen, also der Vorteil der Nutzung einer knappen, staatlich bewirtschafteten Ressource, angeführt[2].

Sollte der Gesetzgeber dennoch an der von der Bundesregierung vorgeschlagenen Regelung festhalten wollen, sollte die Angebotsabgabe schon zu einem viel früheren Zeitpunkt als nach Zuschlagserteilung möglich sein. Denn es ist die frühe Planungsphase, in der die Weichen für die Akzeptanz des Vorhabens gestellt werden.

Zudem sollten auch Windparkbetreiber, die keine EEG-Förderung in Anspruch nehmen, sondern Strom z. B. über grüne PPAs vermarkten, eine Abgabe an die Gemeinden zahlen dürfen und diesen Betrag über das EEG-Konto erstattet bekommen.

Zusätzlich zur Windabgabe schlägt der VKU vor, Maßnahmen zur direkten Beteiligung von Bürgern an der Windenergie im EEG zu verankern (vgl. der Vorschlag zur § 36g EEG).

§ 37 EEG 2021 RegE, Gebote für Freiflächenanlagen

- Der VKU begrüßt die Erweiterung der Flächenkulisse bei den Seitenrandstreifen an Verkehrswegen auf 220 Meter und die Anhebung der Größenbeschränkung auf 20 MW.

[1] vgl. Agora Energiewende (2018): Wie weiter mit dem Ausbau der Windenergie? Zwei Strategievorschläge zur Sicherung der Standortakzeptanz von Onshore Windenergie, S. 72
[2] Hartmut Kahl/Nils Wegner, Kommunale Teilhabe an der lokalen Wertschöpfung der Windenergie: Das Instrument einer Außenbereichsabgabe, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 9, Juni 2018

- PV-Anlagen auf baulichen Anlagen sollten wie bisher keiner Größenbeschränkung unterliegen.

Begründung:
Durch die Erweiterung der Flächenkulisse können Konversionsflächen erhalten bleiben und weiterhin sinnvoll genutzt werden. Die Anhebung der Größenbeschränkung erlaubt die Errichtung größerer Anlagen, was dem Solarenergieausbau dienlich ist.

Nach § 38a Absatz 1 Nummer 5 Buchstabe a EEG 2017 galt die Größenbeschränkung nur für Freiflächenanlagen. Auch die neue Größenbeschränkung auf 20 MW sollte nur für Freiflächenanlagen gelten. Für eine Größenbeschränkung für Photovoltaik auf baulichen Anlagen wie Deponieflächen besteht keine Rechtfertigung.

§ 37b EEG 2021 RegE, Höchstwert für Solaranlagen

- Der VKU lehnt die Absenkung der Höchstwerte ab und befürwortet stattdessen eine Festlegung auf 6,5 ct/kWh.

Begründung:
Eine Absenkung der Höchstwerte würde die hohe Teilnahmequote an den Ausschreibungen für Solaranlagen aufs Spiel setzen.

§§ 38c – 38i EEG 2021 RegE, Ausschreibungen für Solaranlagen auf Gebäuden

- Der VKU begrüßt die Einführung eines neuen Ausschreibungssegments für große Solaranlagen auf Gebäuden.
- Innerhalb dieses Ausschreibungssegments sollte die anteilige Eigenversorgung zugelassen werden.

Begründung:
Solaranlagen auf Gebäuden waren aufgrund ihrer Kostenstruktur in gemischten Ausschreibungen gegenüber reinen PV-Freiflächenanlagen nicht konkurrenzfähig.

Anders als bei klassischen PV-Freiflächenanlagen sollte jedoch auch eine anteilige Eigenversorgung des erzeugten Stroms zulässig sein. Investitionen in große Dach-PV-Anlagen würden dadurch deutlich attraktiver. Zudem hätte die Möglichkeit des Eigenverbrauchs einen senkenden Effekt auf die Gebotshöhen und würde intelligente Eigenversorgungskonzepte inklusive Speicherlösungen anreizen.

Gerade größere Gewerbe- und Industrieunternehmen sind schon aus Imagegründen sehr an einer zumindest anteiligen Eigenversorgung mit Grünstrom vom eigenen Dach interessiert. Mögliche Einnahmen aus der reinen EEG-Vergütung oder sogar einer

Pachtlösung sind für viele dieser Unternehmen hingegen wirtschaftlich weniger von Interesse, sind nicht Teil des Kerngeschäfts und würden kaum Anreize für Projektierung und Bau einer PV-Anlage auslösen.

§ 39 EEG 2021 RegE, Gebote für Biomasseanlagen

- Die Größenbeschränkung für Biomasseanlagen, die an Ausschreibungen teilnehmen, sollte aufgehoben werden.

Begründung:
Zahlreiche Stadtwerke verfolgen verschiedene Konzepte zur thermischen Nutzung von fester Biomasse. Ein Bestandteil hierbei ist die Fragestellung, wie vormals mit fossilen Energieträgern betriebene Kraftwerksstandorte im Rahmen der Energie- und Wärmewende konvertiert werden könnten. Hierbei könnte die Umstellung auf Biomasse einen zusätzlichen Beitrag zur CO_2-Neutralität der Strom- und Wärmeerzeugung leisten. Hier erweist sich die in § 39 Absatz 4 EEG 2021 RefE enthaltene Größenbeschränkung auf 20 MW als Hindernis.

Ein weiteres Hindernis ist die geplante Reduzierung der vergütbaren Menge auf 65 % für Anlagen, die feste Biomasse einsetzen. Dies wäre kein Gewinn an Flexibilität, sondern ein Verzicht auf CO_2-freien Strom. Denn gerade feste Biomasse wird für eine kontinuierliche Stromerzeugung eingesetzt, was zur Netzstabilisierung auch sinnvoll ist (vgl. auch die Forderung § 39i EEG 2021 RegE).

§ 39b EEG 2021 RegE, Höchstwert für Biomasseanlagen

- Der VKU begrüßt die Anhebung des Gebotshöchstwertes auf 16,40 Cent/kWh.
- Der Gebotshöchstwert sollte regelmäßig evaluiert und bei Bedarf angepasst werden.

Begründung:
Wie die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren zeigt, sind die Gebotshöchstwerte grundsätzlich zu niedrig angelegt. Die derzeitige Deckelung der Gebote für Neuanlagen auf 14,58 ct/kWh (2019) erlaubt nur in Ausnahmefällen einen Anlagenneubau.

Eine Anhebung des Gebotshöchstwertes ist dringend notwendig, um den erwartbaren Rückbau zu vermeiden und Bioenergie als dritte starke Säule zur Erreichung der Erneuerbaren-Ziele 2030, wie sie im Klimaschutzprogramm 2030 formuliert sind, zu erhalten.

Um einen kosteneffizienten Zubau bzw. Weiterbetrieb von Biomasse-Anlagen zu gewährleisten, sollte der Gebotshöchstwert regelmäßig evaluiert und bei Bedarf angepasst werden.

- Die Degression sollte solange ausgesetzt werden, bis das Ausschreibungsvolumen deutlich überzeichnet ist.

Begründung:
Im Verlauf der letzten EEG-Novellen wurde die Vergütung für Bioenergieanlagen zum Teil drastisch gesenkt. Betrug die EEG-Vergütung einer typischen Neuanlage 2009 noch ca. 21 ct/kWh, lag der maximale anzulegende Wert für eine analoge Neuanlage zuletzt bei 14,73 ct/kWh und für eine analoge Bestandsanlage bei 16,76 ct/kWh. Dies entspricht einer jährlichen Degression von ca. 4 bzw. 2,5 Prozent über einen Zeitraum von neun Jahren.

Zusätzlich zu dieser nominalen Absenkung der EEG-Vergütung für Neuanlagen, die ja technologische Fortschritte abbilden soll, wird die Wirtschaftlichkeit von neuen und bestehenden Bioenergieanlagen auch durch die jährliche Inflation belastet, die aufgrund laufender Kosten für Brennstoffe und Ersatzinvestitionen diese Technologien stärker trifft als beispielsweise Wind- und Solarenergieanlagen. Die sehr starke nominale wie reale Absenkung der EEG-Vergütung in den letzten Jahren rechtfertigt, die Vergütung nicht weiter abzusenken bis die Ausschreibungen zeigen, dass hinreichend viele Anlagen zu den heutigen Vergütungssätzen wirtschaftlich betrieben werden können.

§ 39d EEG 2021 RegE, Zuschlagsverfahren

- Der geplante Ausbau von Biomasseanlagen in südlichen Landkreisen darf nicht zu einem verstärkten Import von Gärsubstraten, insbesondere Gülle, führen.

Begründung:
Gerade mit Blick auf sinkende Fördersätze und zunehmende Flächenkonkurrenzen werden sich besonders grenznahe (Neu-)Anlagenbetreiber die Frage stellen, durch welche zusätzlichen Einnahmequellen ein wirtschaftlicher Betrieb ihrer Anlage möglich sein wird. Steigen bspw. die Kosten für zu vergärendes Gut, könnte es zu einer neuen Wirtschaftlichkeit für Importe von Gülle bzw. Gärresten trotz weiter Transportwege kommen. Damit wächst die reale Gefahr eines „Gülletourismus“, wie er bereits heute in grenznahen Gebieten vor allem in NRW und Niedersachsen zu beobachten ist.

Die sogenannte „Süd-Quote“ darf daher nicht dazu führen, dass es zu einer Gefährdung der Trinkwasserressourcen durch eine zunehmende Nitratbelastung kommt. Im Sinne

des Gewässerschutzes fordert der VKU vom Gesetzgeber wirksame flankierende Maßnahmen gegen einen solchen „Gülletourismus“. In diesem Zusammenhang begrüßt der VKU die Fortschreibung und Absenkung des sog. Maisdeckels zum Schutz des Grundwassers als wichtigste Trinkwasserressource und zur Entschärfung von Nutzungskonkurrenzen zwischen Nahrungsmittel- und Energieproduktion.

§ 39e EEG 2021 RegE, Erlöschen von Zuschlägen für Biomasseanlagen

- Der VKU begrüßt die Verlängerung der Realisierungsfrist für Biomasseanlagen und in Entsprechung dazu auch die Verlängerung der Fristen, ab wann Verzögerungspönalen zu zahlen sind (§ 55 Absatz 4 EEG 2021 RefE).

Begründung:
Laut Branchenangaben sind die Realisierungsfristen für Neuanlagen ein sehr großes Hemmnis für Investitionen in Neuanlagen und eine Erklärung dafür, warum für Projekte, die selbst bei den niedrigen Gebotshöchstwerten für Neuanlagen wirtschaftlich wären, kein Gebot eingereicht wird.

§ 39g EEG 2021 RegE, Einbeziehung bestehender Biomasseanlagen

- Der VKU begrüßt, dass die Wartezeit für den Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum von einem Jahr auf zwei Monate verkürzt wird.

Begründung:
Gemäß § 39f Absatz 2 Satz 2 EEG 2017 durfte eine Bestandsanlage frühestens zwölf Monate nach dem Zuschlag im Ausschreibungsverfahren in ihren zweiten Vergütungszeitraum wechseln. Dadurch konnte es zu einer Förderlücke kommen, die nun zum Teil geschlossen wird.

- Bei einem vorzeitigen Wechsel vom ersten in den zweiten Vergütungszeitraum sollte sich der zweite Vergütungszeitraum um die nicht in Anspruch genommenen Jahre verlängern.

Begründung:
Zum jetzigen Zeitpunkt können nur wenige Anlagen, die für das Ausschreibungsverfahren in Frage kommen, in den zweiten Vergütungszeitraum wechseln, ohne Jahre ihres ersten Vergütungszeitraums zu verlieren. Wie die erste Ausschreibungsrunde zeigte, ist der vorzeitige Wechsel für die allermeisten Anlagen aber unattraktiv, da die Vergütung im ersten Zeitraum im Normalfall deutlich höher ist (in der ersten Runde wechselte nur eine von 20 bezuschlagten Bestandsanlagen

vorzeitig). Die Attraktivität eines vorzeitigen Wechsels kann erhöht werden, indem der Wechsel zumindest nicht zu einer Verkürzung der Gesamtvergütungsdauer führt.

- Der VKU begrüßt die Anhebung des Gebotshöchstwertes auf 18,4 Cent/kWh.
- Der Gebotshöchstwert sollte regelmäßig evaluiert und bei Bedarf angepasst werden.

Begründung:
Wie die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren zeigt, sind die derzeitigen Gebotshöchstwerte grundsätzlich zu niedrig angelegt.

Um einen kosteneffizienten Zubau bzw. Weiterbetrieb von Biomasse-Anlagen zu gewährleisten, sollte der Gebotshöchstwert regelmäßig evaluiert und bei Bedarf angepasst werden.

- Die Möglichkeit für Bestandsanlagen, durch die Teilnahme an einer Ausschreibung eine Anschlussförderung zu erwerben, sollte auf Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas erweitert werden.

Begründung:
Deponiegas und Klärgas gelten gemäß § 3 Nr. 21 EEG als erneuerbare Energien. Es ist daher kein Grund ersichtlich, Bestandsanlagen, die diese Gase verstromen, von der Teilnahme an Ausschreibungen auszuschließen. Anlagen zur Verstromung von Grubengas sollten diese Möglichkeit ebenfalls haben, weil dadurch erhebliche CO_2-Minderungen erreicht werden können.

Relevant ist dies auch für Anlagen mit einem Mischbetrieb (z. B. Biogas und Deponiegas), der sowohl ökologisch als auch ökonomisch sehr sinnvoll ist und daher nach Möglichkeit aufrechterhalten werden sollte.

§ 39i EEG 2021 RegE, Besondere Zahlungsbestimmungen für Biomasseanlagen

- Die geplante Reduzierung der vergütbaren Menge auf 65 % für Anlagen, die feste Biomasse einsetzen, und auf 45 % für Anlagen, die Biogas einsetzen, in § 39i Abs. 2 sollte unterbleiben.

Begründung:
Gerade im Bereich der festen Biomasse sind die Anlagen auf Grundlastbetrieb ausgerichtet und dienen hier zur Stabilisierung des Netzes, vor allem bei Wegfall der in Grundlast betriebenen Kohlekraftwerke. Auch eine Einspeisung für die Grundlast eines Wärmenetzes oder eines Industriekunden mit gekoppelter Stromproduktion erfordert

hier Vollaststunden > 7.000h. Anlagen mit fester Biomasse sind technologisch auf den kontinuierlichen Betrieb ausgelegt. Da nur die Einspeisung ins Netz möglich ist, besteht auch keine alternative Nutzung über die Einschränkung der Erzeugung hinaus, dies würde im Regelfall nicht zum flexiblen Betrieb der Anlagen führen, sondern zur Abschaltung der Gesamtanlage für längere Zeiträume (8.760 h – 5.700 h = 3.060 h) bzw. 127,5 Tage.

Bereits die geltende 80-%-Regelung (entspricht ca. 7.000 h) stellt eine Einschränkung des technischen Potentials einer Biomasse-Anlage dar. Hier bewegen sich die Verfügbarkeiten in Volllast > 8.000h, die Reduzierung auf 65 % würde die Reduzierung der Vollaststunden auf < 5.700 h/a bedeuten. Dies wäre eine Einschränkung gegenüber der technischen Kapazität von über 40 %. Das bedeutet volkwirtschaftlich: bei dem gleichen Kapitaleinsatz für die Investition wird auf 40 % CO_2-freien Strom verzichtet.

Auch für Biogasanlagen ergeben sich aus den geplanten Verschärfungen kaum zu beherrschende Herausforderungen in der Anlagenkonzeption.

§ 39n EEG 2021 RegE, Innovationsausschreibungen

- Der VKU schlägt die Aufnahme innovativer PV-Konzepte in die Innovationsausschreibungen vor.

Begründung:
Die Innovationsausschreibungen sollten für PV-Anlagen auf Ackerflächen, die eine gleichzeitige landwirtschaftliche Nutzung erlauben, sowie für schwimmende PV-Anlagen auf gefluteten Tagebauen und Speicherseen geöffnet werden. Hierbei handelt es sich um Innovationen, die geeignet sind, Flächenkonkurrenzen zu entschärfen und das Potenzial für den Solarenergieausbau zu erweitern.

Da bei Floating- und Agro-PV-Projekten derzeit von ca. 10 - 20 % höheren Kosten im Vergleich zu Freiflächenanlagen ausgegangen wird, sind diese weder im Ausschreibungssystem noch außerhalb der EEG-Förderung wettbewerbsfähig. Im Rahmen der Innovationsausschreibungen könnten jedoch wertvolle Erfahrungen gesammelt und so Kostensenkungspotentiale für die Zukunft gehoben werden.

§ 40 EEG 2021 RegE, Wasserkraft

- Die im EEG vorgegebene Förderschwelle bei Erhöhung des Leistungsvermögens von derzeit 10 % sollte deutlich (auf maximal 3 %) abgesenkt werden.

Begründung:
Wasserkraft ist kapitalintensiv und benötigt deshalb langfristige Investitionssicherheit sowie politisch stabile Rahmenbedingungen. Wasserkraftwerksbetreiber übernehmen historisch bedingt viele hoheitliche Aufgaben, für die sie keine Entschädigung erhalten.

Solange sich am Strommarkt die Wertigkeit der Stromerzeugung aus Wasserkraft nicht angemessen abbildet, ist die Erschließung des zusätzlichen Strompotentials aus bestehenden Anlagen geboten. Die im EEG vorgegebene Förderschwelle bei Erhöhung des Leistungsvermögens von derzeit 10 % ist deutlich (auf maximal 3 %) abzusenken, um Investitionen auszulösen, die zur Wertschöpfung beitragen.

§ 44a EEG 2021 RegE, Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus Biomasse

- Die Degression sollte ausgesetzt werden.

Begründung:
Im Verlauf der letzten EEG-Novellen wurde die Vergütung für Bioenergieanlagen zum Teil drastisch gesenkt. Betrug die EEG-Vergütung einer typischen Neuanlage 2009 noch ca. 21 ct/kWh, lag der maximale anzulegende Wert für eine analoge Neuanlage zuletzt bei 14,73 ct/kWh und für eine analoge Bestandsanlage bei 16,76 ct/kWh. Dies entspricht einer jährlichen Degression von ca. 4 bzw. 2,5 Prozent über einen Zeitraum von neun Jahren.

Zusätzlich zu dieser nominalen Absenkung der EEG-Vergütung für Neuanlagen, die ja technologische Fortschritte abbilden soll, wird die Wirtschaftlichkeit von neuen und bestehenden Bioenergieanlagen auch durch die jährliche Inflation belastet, die aufgrund laufender Kosten für Brennstoffe und Ersatzinvestitionen diese Technologien stärker trifft als beispielsweise Wind- und Solarenergieanlagen. Die sehr starke nominale wie reale Absenkung der EEG-Vergütung in den letzten Jahren rechtfertigt, die Vergütung nicht weiter abzusenken, bis die Ausschreibungen zeigen, dass hinreichend viele Anlagen zu den heutigen Vergütungssätzen wirtschaftlich betrieben werden können.

In der Ausschreibungsrunde zum 1. April 2020 etwa wurden Zuschläge über insgesamt etwa 90 MW bei einer Ausschreibungsmenge von 167 MW erteilt. Es lag mithin eine massive Unterzeichnung vor. Auch die Ausschreibungen im Jahr 2019 waren erheblich unterzeichnet.
Im Bereich Abfallvergärung bzw. Deponiegasbehandlung ist sogar eher mit steigenden Kosten aufgrund von zusätzlichen technischen Anforderungen zu rechnen. Da beide Technologien jedoch einen enormen Anteil an der Verringerung der CO_2-Emissionen aus dem Abfallsektor tragen, wäre eine Beibehaltung der Degression klimapolitisch nicht sinnvoll.

§ 45 EEG 2021 RegE, Geothermie

- Das Einsetzen einer Degression sollte nicht an den Ablauf eines Jahres, sondern an eine Ausbaustufe von beispielsweise 120 MW installierte elektrische Leistung gekoppelt werden.
- Zudem sollte die Degression nach Erreichung dieser Ausbaustufe statt auf 2 % auf 0,5 % gesenkt werden.

Begründung:
Die im EEG 2017 vorgesehene Degression würde die Umsetzung von stromgeführten Geothermieprojekten wirtschaftlich unmöglich machen. Mit Blick auf den bisher sehr geringen Anteil der Geothermie an den erneuerbaren Energien im Wärmebereich und der dringenden Notwendigkeit, der Geothermie bundesweiten Auftrieb zu verleihen, leistet die Kopplung an Ausbaustufen von jeweils 120 MW Stromleistung einen sehr wichtigen Beitrag für die Umsetzung sowohl der Strom- als auch der Wärmewende.

Der Ausbau von EEG-geförderten Geothermie-Stromkraftwerken unterstützt die Wärmewende, da eine Wärmeauskopplung für die meisten stromgeführten Projekte vorgesehen ist und technisch einfach realisiert werden kann. Die EEG-Förderung schafft einen Rahmen, der den Eintritt in die Wärmewende unterstützt. Durch die Verstromung der Geothermie werden zum einen saisonale Schwankungen des Wärmebedarfs in Wärmenetzen aufgefangen, als auch die spätere Entwicklung von Wärmenetzen nachhaltig unterstützt.

§ 48 EEG 2021 RegE, Solare Strahlungsenergie

- Der VKU schlägt vor, den anzulegenden Wert gemäß § 48 EEG Absatz 2 für alle Segmente um 1,0 Cent/kWh zu erhöhen.

Begründung:
Aus Sicht des VKU ist das Bedürfnis nach einer Senkung der EEG-Kosten nachvollziehbar, allerdings kommt es im Rahmen der EEG-Reform ebenso darauf an, ausreichende Investitionsanreize für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu setzen. Vor allem bei kleinen Anlagen sind die anzulegenden Werte aufgrund des starken Zubaus der letzten Jahre unter die Gestehungskosten gesunken mit der Folge, dass Volleinspeiseanlagen nicht mehr wirtschaftlich sind. Demzufolge muss die aktuelle Vergütung des eingespeisten PV-Stroms grundlegend überprüft und attraktiver ausgestaltet werden, so dass die Wirtschaftlichkeit auch für eine Einspeisung ins Netz mit gesetzlicher Förderung gewährleistet wird.

Mitgliedsunternehmen des VKU haben berichtet, dass sie die Projektierung von Solarstromprojekten eingestellt haben, weil die zuletzt starke Degression von

Modulpreissenkungen nicht aufgefangen werden konnte. Dies betrifft sowohl Freiflächenanlagen als auch Solarenergie auf Gebäuden. Für die Nutzung von Dächern können inzwischen kaum noch Pachten gezahlt werden.

§ 48a EEG 2021 RegE, Mieterstromzuschlag bei solarer Strahlungsenergie

- Der Mieterstromzuschlag sollte gegenüber den im Regierungsentwurf vorgesehenen Werten nochmals angehoben werden. Er sollte sich an der ermäßigten EEG-Umlage für EEG-Strom, der zur Eigenversorgung genutzt wird, orientieren.
- Der Mieterstromzuschlag sollte nicht von der Degression betroffen sein.

Begründung:
Die vom VKU vorgeschlagene Höhe des Mieterstromzuschlags orientiert sich an der ermäßigten EEG-Umlage für EEG-Strom, der zur Eigenversorgung genutzt wird. Gemäß § 61b EEG verringert sich die EEG-Umlage für EEG-Strom, der zur Eigenversorgung genutzt wird, grundsätzlich auf 40 Prozent. Für Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 kWp entfällt die EEG-Umlage komplett.

Der VKU schlägt vor, dass der Mieterstromzuschlag dieser Ersparnis entspricht. Im Jahr 2020 beträgt die EEG-Umlage (und damit die Ersparnis bei einer Befreiung) 6,756 Cent/kWh. Im Anlagensegment bis 10 kWp würde der Mieterstromzuschlag demzufolge im Jahr 2020 gerundet 6,76 Cent/kWh betragen. EEG-Strom, der zur Eigenversorgung genutzt und in Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 kWp erzeugt wird, profitiert im Jahr 2020 von einer Ersparnis in Höhe von 4,056 Cent/kWh (60 % von 6,76 Cent/kWh). Daher sollte der Mieterstromzuschlag im Anlagensegment 10 kWp bis 40 kWp im Jahr 2020 gerundet 4,06 Cent/kWh betragen.

Für das Anlagensegment 40 kWp bis 750 kWp schlägt der VKU vor, den Zuschlag in dem Verhältnis abzusenken, wie dies dem Unterschied zwischen den anzulegenden Werten im Bereich 10 kWp bis 40 kWp einerseits und 40 kWp bis 750 kWp andererseits entspricht. Daraus ergibt sich für das Anlagensegment 40 kWp bis 750 kWp ein Mieterstromzuschlag in Höhe von 3,22 Cent/kWh.

Sofern die EEG-Umlage durch Zuschüsse aus dem Haushalt gesenkt wird, könnte mit vorgenannter Logik die wirtschaftliche Gleichstellung von Mieterstrom mit Eigenversorgung ebenfalls erreicht werden.

Die Degressionsvorschriften für Solaranlagen sorgen dafür, dass sinkende Stromgestehungskosten, z. B. durch Preissenkungen der Hersteller und Kostenvorteile durch technologischen Fortschritt, bei der Höhe des anzulegenden Wertes berücksichtigt werden. Für Mieterstromprojekte fallen darüber hinaus jedoch viele

weitere Kosten an. Es ist nicht absehbar, dass diese Kosten in den nächsten Jahren nennenswert sinken, sodass für eine Degression des Mieterstromzuschlags keine Rechtfertigung besteht.

Entsprechend der in § 61b Absatz 2 EEG 2021 RegE geplanten Anhebung der EEG-Umlagebefreiung auf Anlagen bis 20 kWp sollten auch die vom VKU vorgeschlagenen Vergütungskategorien des Mieterstromzuschlags daran angepasst werden.

§ 49 EEG 2021 RegE, Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus solarer Strahlungsenergie

- Die Degression sollte ausgesetzt werden.
- Zumindest sollte der Sockelbetrag für den Degressionsmechanismus auf 3.000 MW in Anlehnung an den vom VKU vorgeschlagenen Ausbaupfad erhöht werden.

Begründung:
Für Volleinspeiseanlagen auf Gebäuden ist schon auf Basis der aktuellen Vergütungssätze ein wirtschaftlicher Betrieb häufig nicht mehr möglich.

Die aktuell gültige zubauabhängige Degression der Einspeisevergütung ist nicht mehr zeitgemäß. Zum einen führt der Fachkräftemangel in der Solarbranche bereits heute zu höheren Installationskosten. Darüber hinaus steigen die Systemkosten durch neue gesetzliche und regulatorische Vorgaben.

Unter den aktuellen Regelungen ist der anzulegende Wert aufgrund des starken Zubaus der letzten Jahre bereits heute unter die Gestehungskosten gesunken, vor allem bei kleinen Anlagen. Aktuell ist eine Erhöhung des Sockelbetrags für den Degressionsmechanismus von 1.900 auf 2.300 MW geplant. Diese Erhöhung sehen wir unter Berücksichtigung der vom VKU vorgeschlagenen Ausbauziele (6 GW pro Jahr) als nicht ausreichend an. Unterstellt man, dass sich der Zubau gleichmäßig auf die Segmente unterhalb und oberhalb von 750 kW verteilt, ergibt sich ein Sockelbetrag von 3.000 MW.

§ 50b EEG 2021 RegE, Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen

- Der VKU begrüßt die Abschaffung des Flexibilitätsprämiendeckels durch die Änderung von Nummer I.5 der Anlage 3.

Begründung:
Durch die Abschaffung des Deckels können weiterhin Investitionen in die Flexibilisierung von Bestandsanlagen stattfinden.

§ 51 EEG 2021 RegE, Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen

Eine Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen kann der VKU nur unterstützen, wenn folgende Maßnahmen gewährleistet sind:

- Der Förderzeitraum verlängert sich um die Ausfallarbeit, für die aufgrund negativer Preise keine EEG-Vergütung gezahlt wird.
- Die Speicherdefinition aus Artikel 2 Nummern 59, 60 der Strombinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 wird in deutsches Recht umgesetzt, damit klargestellt ist, dass die Energiespeicherung kein Letztverbrauch ist und damit auch keinen Letztverbraucherabgaben unterliegt.
- Die Neuregelung gilt erst ab dem 01.01.2023.

Begründung:

Negative Preise signalisieren, dass am Strommarkt das Angebot die Nachfrage übersteigt. Natürliche Reaktionen des Marktes wären eine Reduzierung des Angebots oder die Steigerung der Nachfrage, etwa durch die Aktivierung von Speichern. Der VKU sieht es als Ziel an, diese Marktmechanismen wirken zu lassen, damit die Marktteilnehmer veranlasst werden, in flexible Technologien und Anlagenkonzepte zu investieren.

Allerdings sind Investitionen in Anlagenkombinationen aus fluktuierender Erzeugung und Speichern unter den gegebenen Rahmenbedingungen wirtschaftlich kaum vertretbar und kurzfristig nicht umsetzbar. Dadurch hätte die vorgeschlagene Regelung zunächst vor allem den Effekt, die Finanzierbarkeit von EE-Projekten erheblich zu erschweren, weil durch die Aussetzung der Förderung in Stunden mit negativen Marktpreisen mit erheblichen Erlösausfällen und Unsicherheiten bei der Finanzierung der Anlagen gerechnet werden müsste. Beides würde die Förderkosten erneuerbarer Energien erhöhen.

Daher würde die Regelung über negative Preise ihren Zweck nur dann erfüllen, wenn zugleich die wirtschaftlichen und rechtlichen Hemmnisse für den Einsatz von Speichern, wie sie insbesondere durch die anfallenden Letztverbraucherabgaben entstehen, beseitigt werden. Hierzu ist es notwendig, die Speicherdefinition aus Artikel 2 Nummern 59, 60 der Strombinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 in deutsches Recht umzusetzen, damit klargestellt ist, dass die Energiespeicherung kein Letztverbrauch ist und damit auch keinen Letztverbraucherabgaben unterliegt.

Denn Artikel 2 Nummern 59, 60 der Strombinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 besagt, dass Energiespeicherung kein Letztverbrauch ist, sondern vielmehr die „Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer

Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger“.

Um darüber hinaus den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht zu gefährden und die Förderkosten nicht zu erhöhen, sollte die Ausfallarbeit, für die wegen negativer Preise keine EEG-Vergütung gezahlt wird und die Stromproduktion reduziert wurde, an den Förderzeitraum angehängt werden. So bleiben der Anreiz zur effizienten Stromvermarktung und die Investitionssicherheit erhalten.

Aufgrund der langen Entwicklungszeiten bei Windenergieprojekten hält der VKU eine Übergangszeit von zwei Jahren für angemessen.

Teil 4: Ausgleichsmechanismus

§ 60a EEG 2021 RegE, EEG-Umlage für stromkostenintensive Unternehmen

- In direkten Abwicklungsverhältnissen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Unternehmen, die unter die Besondere Ausgleichsregelung fallen, sollte die Regelung, wonach Bilanzkreisverantwortliche gegenüber dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber für alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom über seinen Bilanzkreis liefern, hinsichtlich der Zahlung der EEG-Umlage als Gesamtschuldner haften, nicht anwendbar sein.

Begründung:
§ 60 Absatz 1 EEG 2017 verschafft den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) eine erweiterte Basis zur Durchsetzung ihrer Ansprüche gegen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) auf Zahlung der EEG-Umlage.

Dies wird zum einen realisiert durch eine widerlegliche Vermutung in Satz 5, wonach die Strommengen, die aus einem beim ÜNB geführten Bilanzkreis an physikalische Entnahmestellen abgegeben werden, als von einem EVU an Letztverbraucher geliefert gelten.

Zum anderen wird in Satz 6 der Inhaber des zugeordneten Abrechnungsbilanzkreises als Gesamtschuldner mit dem EVU in Haftung genommen.

§ 60a EEG 2017 ist eine Ausnahmeregelung zugunsten der ÜNB, die – unter Umgehung des EVU – einen Direktanspruch auf Erhebung der EEG-Umlage gegen Letztverbraucher in der Besonderen Ausgleichsregelung haben.

Da § 60a EEG 2017 zum Abrechnungsverhältnis ÜNB – Letztverbraucher keine spezifischen eigenen Bestimmungen enthält, verweist § 60a Satz 2 EEG 2017 unspezifisch auf § 60 EEG 2017. Unter Berufung darauf wenden die ÜNB die Regelung der gesamtschuldnerischen Haftung auch in Konstellationen mit Kunden in der Besonderen Ausgleichsregelung an.

Diese Vorgehensweise ist nicht sachgerecht. Betroffene Bilanzkreisverantwortliche haben hier keine Entlastungsmöglichkeiten. Ihnen stehen in der Regel keine Informationen hinsichtlich der Erfüllung der Verpflichtungen der Kunden in der Besonderen Ausgleichsregelung zur Verfügung.

Zuletzt wurde durch das OLG München mit Urteil vom 06.08.2020 (Az.: 3 U 873/20) entschieden, dass eine Einbeziehung der Regelung über die gesamtschuldnerische Haftung in solchen Sachverhalten nicht geboten scheint.

§ 61c EEG 2021 RegE, Verringerung der EEG-Umlage bei hocheffizienten KWK-Anlagen

- Der VKU fordert, dass neue Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit von Neubau-KWK-Anlagen in der Eigenversorgung, z. B. von Kläranlagen, durchgeführt werden, bevor die Umlageermäßigung für hocheffiziente KWK-Anlagen eingeschränkt wird. Die dem Energiesammelgesetz zugrundeliegenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen sollten nicht ungeprüft in die heutige Zeit übertragen werden. Beispielsweise war die – dynamisch ansteigende – Belastung durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) damals überhaupt nicht absehbar. Durch die Einschränkung der Umlageermäßigung wäre ein wirtschaftlicher Betrieb von neuen KWK-Anlagen nicht mehr gegeben.

Begründung:
§ 61c EEG 2021 KabE setzt laut Begründung die seinerzeit mit der Europäischen Kommission verhandelte Ausgestaltung des EEG-Umlageprivilegs um, wie sie im Energiesammelgesetz erstmals umgesetzt worden war.

Die im Energiesammelgesetz 2018 erstmals eingeführte und mit dem Energiedienstleistungsgesetz 2019 wieder abgeschaffte Regelung hatte den Zweck, möglichst zielgenau jene Fallkonstellationen zu adressieren, in denen Überförderungen auftreten, ohne dabei die Wirtschaftlichkeit weniger rentabler KWK-Anlagen zu gefährden. Dieses Anliegen ist nachvollziehbar.

Dadurch, dass die Sonderregelung auf das Segment mit mehr als 1 bis einschließlich 10 MW installierter Leistung begrenzt war und nur insoweit galt, wie die Anlagen eine kalenderjährliche Auslastung von mehr als 3.500 Vollbenutzungsstunden zur

Eigenversorgung aufweisen, ging der Gesetzgeber offenbar davon aus, eine Abgrenzung gefunden zu haben, die einerseits Überförderung ausschließt und andererseits unerwünschte Effekte auf die Investitionstätigkeit vermeidet.
Der VKU hatte schon im Gesetzgebungsverfahren zum Energiesammelgesetz darauf hingewiesen, dass die aus der Neuregelung resultierende höhere EEG-Umlagebelastung für neue KWK-Anlagen zwischen 1 bis 10 MW die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen gefährde. Es ist damit zu rechnen, dass einzelne Projekte mit einer vollen Umlagebelastung nicht mehr realisiert werden können.

Die Größenklasse zwischen 1 und 10 MW befindet sich häufig in industriellen Betrieben. Dabei wird in effizienter KWK-Erzeugung auch der Wärmebedarf abgedeckt. Eine hohe Volllaststundenzahl ist dabei sowohl für den industriellen Betrieb als auch für die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung (auch durch Contracting) essentiell. Die Wirtschaftlichkeit aller vom BEHG erfassten Anlagen wird zukünftig durch die Belastung mit einem nationalen CO_2-Preis geschmälert.

Die Gefahr der Unwirtschaftlichkeit gilt insbesondere für viele Anlagen der kommunalen Wasserwirtschaft, die unter § 61c 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 neuen KWK-Anlagen wäre nicht mehr gegeben.

Viele Anlagen im adressierten Leistungssegment insbesondere in der kommunalen Wasserwirtschaft erreichen aus betrieblichen Gründen mindestens 5.000 - 6.000 Jahresbenutzungsstunden. Gemäß § 61c EEG-Entwurf würde dies einen erheblichen Anstieg der EEG-Umlage bedeuten, was den wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen entscheidend beeinflusst. Bereits heute sind die Amortisationszeiten dieser Anlagen im Verhältnis zu der angesetzten Nutzungsdauer kritisch. Von einer Überförderung kann daher in der kommunalen Wasserwirtschaft dezidiert nicht die Rede sein.

Auch die Fraktion der CDU/CSU hatte im letzten Jahr in der Beschlussempfehlung des Wirtschaftsausschusses zum EDL-G, auf dem die derzeit geltende, positiv zu bewertende Regelung basiert, hervorgehoben, dass die Umlagereduktion für KWK-Anlagen von 1 bis 10 MW „einen wichtigen Schritt zur weiteren Nutzung der KWK darstelle“.

Der VKU sieht es auch als kritisch an, Regelungen, die auf Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von 2017 oder älter fußen, ungeprüft auf die heutige Zeit zu übertragen. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen, die bei der Entstehung des Energiesammelgesetzes und bei der Begleitung der vorangehenden Verhandlungen mit der EU-Kommission in 2017 vorlagen und vermutlich auf Basis der KWK-Evaluierung 2014 erfolgten, spiegeln die heutigen Rahmenbedingungen nicht wider. Beispielsweise

war die – dynamisch ansteigende – Belastung durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), der alle KWK-Anlagen ausgesetzt sind, die dem BEHG unterfallen, damals überhaupt nicht absehbar.

Daher sollten neue Beispielrechnungen auf der Grundlage der heutigen Rahmenbedingungen durchgeführt werden, bevor weitgehende Entscheidungen getroffen werden.

- Elektrizitätsversorgungsunternehmen sollten für Strom, den sie an Letztverbraucher geliefert haben, keine EEG-Umlage zahlen müssen, soweit der Letztverbraucher zahlungsunfähig ist und die Zahlungsunfähigkeit oder Insolvenzreife des Letztverbrauchers auf den Folgen der COVID-19-Pandemie beruht.

Begründung:
Aufgrund von § 1 des COVID-19-Insolvenzaussetzungsgesetzes (COVInsAG) wird die Pflicht zur Stellung eines Insolvenzantrags bis zum 31. Dezember 2020 ausgesetzt, soweit die Insolvenzreife auf den Folgen der Ausbreitung des SARS-CoV-2-Virus (COVID-19-Pandemie) beruht und Aussichten darauf bestehen, eine bestehende Zahlungsunfähigkeit zu beseitigen.

Mit Beendigung der Aussetzung der Insolvenzantragspflicht ist damit zu rechnen, dass in einer Vielzahl von Fällen entsprechende Insolvenzanträge nachgeholt werden. Für Energieversorgungsunternehmen hat dies zur Folge, dass im Zeitraum nach Beendigung der „Insolvenzaussetzung“ voraussichtlich ab Januar 2021 mit deutlich steigenden Zahlungsausfällen bei Strom-, Gas- und Wärmelieferungen sowie bei Netznutzungen durch insolvente Kunden zu rechnen ist.

Elektrizitätsversorgungsunternehmen trifft dieser Zahlungsausfall doppelt: Zunächst erhalten sie für geleistete Stromlieferungen nicht die vertraglich geschuldete Vergütung. Außerdem sind sie nach § 60 Abs. 1 S. 1 EEG verpflichtet, für die an Letztverbraucher gelieferten Strommengen die EEG-Umlage an die Übertragungsnetzbetreiber abzuführen. (Über vertragliche Vereinbarungen werden grundsätzlich die Letztverbraucher verpflichtet, die EEG-Umlage zu erstatten. Diese Erstattungen fallen nun ebenfalls aus.)

Diese zweifache Benachteiligung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen aufgrund der wirtschaftlichen Auswirkungen der COVID-19-Pandemie ist nicht sachgerecht.

Jedenfalls von der Belastung mit der EEG-Umlage für die Strommengen, die an insolvente Stromkunden geliefert wurden, sind die Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu befreien. Denn letztendlich konnten die

Elektrizitätsversorgungsunternehmen auch deshalb Stromlieferverträge mit Kunden, die aufgrund der COVID-19-Pandemie in finanzielle Schwierigkeiten geraten sind, nicht beenden, da entsprechende Kunden durch das Gesetz zur Abmilderung der Folgen der COVID-19-Pandemie im Zivil-, Insolvenz- und Strafverfahrensrecht geschützt wurden.
Diese Maßnahmen sind vor dem Hintergrund der besonderen wirtschaftlichen Situation verständlich. Die infolge dieser Maßnahmen entstandenen Forderungen auf Zahlung der EEG-Umlage für die betreffenden Strommengen gegen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sollten dann aber nicht weiter erhoben werden.

Der VKU schlägt daher vor, den Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Hinblick auf die Forderungen zur Entrichtung der EEG-Umlage ein besonderes Leistungsverweigerungsrecht einzuräumen. Dies soll für solche Strommengen gelten, die an Letztverbraucher geliefert wurden, deren Zahlungsunfähigkeit auf Umständen beruht, die auf die COVID-19-Pandemie zurückzuführen ist.

Ein vergleichbares Leistungsverweigerungsrecht im Hinblick auf die Entrichtung der EEG-Umlage findet sich bereits in § 104 Abs. 4 EEG. (Dieses Leistungsverweigerungsrecht betrifft den Verbrauch von Strom durch einen Letztverbraucher, der mit einer sog. „Kraftwerksscheibe“ an einer Stromerzeugungsanlage beteiligt ist. Für diesen Fall wird eine umlagebefreite Eigenverbrauchskonstellation fingiert.)

§ 65 EEG 2021 RefE, Schienenbahnen

- Die 2-GW-Schwelle (die für den Fahrbetrieb verbrauchte Strommenge muss pro Jahr mindestens 2 GW betragen) sollte abgesenkt werden.
- Die EEG-Umlage für Schienenbahnen sollte auf 10 % - 5 % gesenkt werden.
- E-Busse sollten in die BesAR aufgenommen werden.

Begründung:
Durch die Vereinheitlichung der Eingangsvoraussetzungen für die besondere Ausgleichsregelung (besAR) des § 64 EEG auf 14 % und die zukünftige jährliche Senkung dieses Schwellenwerts um 1 % werden deutlich mehr stromkostenintensive Unternehmen der Liste 1 Anlage 4 in breiterem Umfang gefördert als bisher. Die Gesetzesbegründung führt aus, dass die COVID-19-Pandemie Auswirkungen auf die Erreichung des Schwellenwerts haben könnte und die Absenkung der EEG-Umlage zu konträren Effekten bei der besAR führen könnte.

Für die Schienenbahnen, welche nicht nur stromkostenintensiv, sondern zusätzlich emissionsfrei sind, fehlt eine vergleichbare Regelung. Sie müssen weiterhin die deutlich höhere Hürde von 2 GWh überspringen, um die EEG-Umlage begrenzen zu können, obwohl auch für sie in COVID-19-Zeiten dieser Schwellenwert schwerer zu erreichen ist und von kleineren Bahnen bis heute nicht erreicht werden kann. Auch von den

konträren Effekten durch die Senkung der EEG-Umlage sind die Schienenbahnen im Bereich der besonderen Ausgleichsregelung des § 65 EEG betroffen. Zudem werden Elektrobusse weiterhin mit der vollen EEG-Umlage belastet.

Aus den vorgenannten Gründen wird die Energiekostenbelastung der öffentlichen Verkehrsunternehmen zukünftig überproportional steigen, da sie von der BEHG-Erhöhung stark betroffen sind, jedoch keine Kompensation im EEG erhalten.

Um die erforderlichen Lenkungswirkungen für den Verkehrssektor nicht zu versäumen, sollten Elektrobusse in die besondere Ausgleichsregelung gemäß § 65 EEG 2021 einbezogen werden, da diese ebenso sauber fahren und in gleichem Maß zum Klimaschutz beitragen wie Schienenbahnen.

§ 65a EEG 2021 RefE, Landstrom

- Die Regelungen zum Landstrom sollten auch auf Binnenschiffe erweitert werden. Darüber hinaus sollte der Schwellenwert von 1 GWh/a für Binnenschiffe auf 50 MWh/a reduziert werden.

Begründung:
Mit dieser Erweiterung würden die Emissionen in deutschen Binnenhäfen gesenkt werden.

Teil 5: Transparenz

§ 79 EEG 2021 RefE, Herkunftsnachweise

- Herkunftsnachweise sollten auch für Strom aus Grubengas und für Strom aus thermischer Abfallbehandlung ausgestellt werden.

Begründung:
Allein aus der Verstromung von Grubengas, das aus ehemaligen Steinkohlebergwerken in Nordrhein-Westfalen und im Saarland abgesaugt wird, erwächst ein jährlicher THG-Minderungsbeitrag von derzeit rund 3 Mio. Tonnen CO_2-Äquivalent. Dieser Klimaschutzbeitrag sollte durch die Nutzbarkeit von Herkunftsnachweisen sichtbar gemacht werden. Zudem würden sich dadurch die Chancen für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb nach Auslaufen der Förderung erhöhen.

Strom aus thermischer Abfallbehandlung ist treibhausgasneutral erzeugter Strom. Dieser Umweltnutzen sollte durch die Verwendung von Herkunftsnachweisen zum Ausdruck gebracht werden dürfen.

Teil 7: Verordnungsermächtigungen, Berichte, Übergangsbestimmungen

§§ 97 – 99 EEG 2021 RegE, Kooperationsausschuss, Monitoring und Berichte der Länder

- Der VKU begrüßt die Einrichtung eines Kooperationsausschusses, das jährliche Monitoring und die Berichtpflichten der Länder.

Begründung:
Die Bundesländer spielen beim Ausbau der erneuerbaren Energien eine entscheidende Rolle, weil sie es in der Hand haben, die Flächenausweisung so zu steuern, dass genügend Standorte für Wind- und Solarparks gefunden werden können. Daher ist es wichtig, dass die Länder mit dem Bund verbindliche Vereinbarungen zur Zielerreichung eingehen.

Durch das jährliche Monitoring und die Berichtspflichten der Länder kann mehr Transparenz und Verbindlichkeit im Bemühen um die Erreichung des 65-Prozentziels geschaffen werden. Dabei muss darauf geachtet werden, dass die Berichtspflicht nicht von den Ländern auf die Gemeinden abgewälzt wird.

§ 100, Allgemeine Übergangsbestimmungen

- Der Anspruch auf Zahlung des höheren Flexibilisierungszuschlags nach § 50 a EEG 2021 muss für alle Bestandsanlagen unabhängig davon bestehen, ob der Flexibilitätszuschlag in der Vergangenheit bereits geltend gemacht wurde oder nicht.

Begründung:
Neuanlagen sowie Bestandsanlagen, die in der Vergangenheit erfolgreich an Ausschreibungen teilgenommen haben, um ihren Restförderzeitraum zu verlängern, haben nach § 50a EEG 2017 Anspruch auf einen Flexibilitätszuschlag in Höhe von 40 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr. In § 50a EEG 2021 RegE ist vorgesehen, dass dieser Anspruch auf 65 Euro steigen soll.

Die Übergangsbestimmung in § 100 Abs. 2 Nr. 11 EEG 2021 regelt, dass für Anlagen, für die noch kein Flexibilitätszuschlag nach EEG 2014 oder EEG 2017 in Anspruch genommen wurde, der höhere Flexibilitätszuschlag von 65 bzw. 60 Euro gilt. Diese Regelung umfasst allerdings nicht den Teil der Anlagen, die bereits den geringeren Flexibilitätszuschlag in Höhe von 40 Euro nach EEG 2017 geltend gemacht haben. Dadurch werden

Anlagenbetreiber, die bereits früh in die Flexibilisierung ihrer Anlagen investiert haben, schlechter gestellt.

§ 101 EEG 2017, Übergangsbestimmungen für Strom aus Biogas

- Die in der Vorschrift des § 101 Absatz 1 EEG 2017 enthaltene Höchstbemessungsleistung für Güllekleinanlagen und Bioabfallvergärungsanlagen sollte aufgehoben werden.

Begründung:
Die mit dem EEG 2014 eingeführte Höchstbemessungsleistung soll sicherstellen, dass insbesondere Anlagen, die die erhöhte Vergütung für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe erhalten, nicht mehr erweitert werden. Dazu sehen die Regelungen über die Höchstbemessungsleistung vor, dass der Strom, der über die Höchstbemessungsleistung hinaus produziert wird, lediglich mit einem Bruchteil der notwendigen Vergütung honoriert wird.

Dass die Zielstellung der Höchstbemessungsleistung nicht auf die Vergütungstatbestände für Strom aus Gülle- und Bioabfallanlagen zutrifft, wird mehrfach ausdrücklich in der Gesetzesbegründung festgestellt. Nichtsdestotrotz erstreckt der Gesetzeswortlaut des § 101 Absatz 1 EEG die Höchstbemessungsleistung auch auf diese Vergütungstatbestände. Trotz ihrer Streichung durch das EEG 2021 gilt diese Vorschrift im Rahmen der Übergangsbestimmungen fort, sodass die vom VKU angestrebte Änderung nach wie vor relevant ist.

§ 104 EEG 2021 RefE, Weitere Übergangsbestimmungen

- Um für bestehende Contracting-Modelle Rechtssicherheit zu schaffen, sollte ein Leistungsverweigerungsrecht im Hinblick auf die EEG-Umlage geschaffen werden, wenn und soweit der Anspruch auf die EEG-Umlage geltend gemacht wird, weil keine Personenidentität zwischen dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und dem Letztverbraucher vorliegt, der Letztverbraucher aber die tatsächliche Sachherrschaft über die Stromerzeugungsanlage hatte, ihre Fahrweise eigenverantwortlich bestimmte sowie für die Stromerzeugungsanlage die laufenden Betriebskosten übernommen und die unmittelbare Verantwortung für die Verwendung des erzeugten Stroms getragen hat.
- Gleiches sollte im Fall eines anteiligen vertraglichen Nutzungsrechts des Letztverbrauchers an einer bestimmten Erzeugungskapazität der Stromerzeugungsanlage nach § 104 Abs. 4 Satz 2 gelten.

Begründung:

Um für bereits umgesetzte Contracting-Modelle nachträgliche Investitionssicherheit zu schaffen und um mögliche gerichtliche Auseinandersetzungen in Zukunft zum Betreiberbegriff zu vermeiden, ist ein Leistungsverweigerungsrecht für die Vergangenheit einzuführen.

Demnach kann der EEG-Umlageschuldner die Zahlung der EEG-Umlage für solche Strommengen, die vor dem 1. Januar 2021 verbraucht wurden, dann verweigern, wenn er die laufenden Kosten des Anlagenbetriebs getragen hatte und das Absatzrisiko des produzierten Stroms übernehmen musste. Einen Anspruch auf Rückforderung bereits geleisteter EEG-Umlagezahlungen begründet das Leistungsverweigerungsrecht nicht.

Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

§ 42a EnWG, Mieterstromverträge

- Die Regelung in § 42a Absatz 4 EnWG, dass der Preis für Mieterstrom 90 Prozent des in dem jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgungstarifs, auf Basis des Grund- und Arbeitspreises, nicht übersteigen darf, sollte gestrichen werden.
- Sollte der Gesetzgeber an der Obergrenze festhalten wollen, sollte diese sich nur auf den Arbeitspreis und nicht auf den Grundpreis beziehen.

Begründung:
Die Regelung, dass Mieterstrom nicht mehr als 90 Prozent des in dem jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgungstarifs kosten darf, ist eine unnötige Hürde. Der Preisdeckel verhindert vielerorts Mieterstromprojekte: Es gibt Versorgungsgebiete, in denen der Grundversorgungstarif so niedrig ist, dass Mieterstromprojekte mit diesem Preisdeckel nicht wirtschaftlich umgesetzt werden können.

Im Übrigen besteht kein Zwang, Mieterstrom zu beziehen, sodass ein Preisdeckel nicht notwendig ist. Ein ausreichender Verbraucherschutz ist bereits durch die Regelungen zur Begrenzung der Laufzeit und der Trennung vom Wohnraummietvertrag gewährleistet.

Sollte der Gesetzgeber dennoch an einer Obergrenze festhalten wollen, sollte diese sich nur auf den Arbeitspreis beziehen, da auch nur im Arbeitspreis kostenseitige Vorteile (in Form von vermiedenen Netznutzungsentgelten und Umlagen) bestehen.