

## • STELLUNGNAHME

### zum Entwurf des BMWK eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung vom 27.08.2024

Berlin, 20.09.2024

*Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.550 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 300.000 Beschäftigten wurden 2021 Umsatzerlöse von 141 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Wärme 88 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO2-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 822 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.*

[Zahlen Daten Fakten 2023](#)

*Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: [www.vku.de](http://www.vku.de)*

#### Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für

**Verband kommunaler Unternehmen e.V.** · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin  
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · [info@vku.de](mailto:info@vku.de) · [www.vku.de](http://www.vku.de)

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Der VKU bedankt sich für die Möglichkeit, zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung vom 27.08.2024 Stellung zu nehmen.

## Positionen des VKU in Kürze

- **Die Energiewirtschaft wird stetig vor neue Herausforderungen gestellt, ehe vorherige Änderungen umgesetzt werden konnten. Der VKU fordert daher die Vorgabe prioritärer energiewirtschaftlicher Vorgaben; alles andere ist zurückzustellen.** Die energiewirtschaftlichen Unternehmen befinden sich teilweise noch inmitten umfänglicher Transformationsprozesse im Zuge jüngster Gesetzesänderungen. Eine fristgerechte Erfüllung der zahlreichen Vorgaben aus dem vorgelegten Gesetzesentwurf erscheint in Anbetracht bereits gestellter Anforderungen unrealistisch. Dies betrifft insbesondere die beschriebenen Verfahren für die unverbindliche Netzanschlussauskunft, Veröffentlichung von Anschlusskapazitäten sowie den Kapazitätsreservierungsmechanismus für Erneuerbare-Energien-Anlagen ab 135 kW. Eine ganzheitliche Überarbeitung – im speziellen der folgenden Punkte – sollte zwingend in Betracht gezogen werden und ein Austausch mit der Branche erfolgen:
  - § 17a – Unverbindliche Netzanschlussauskunft
  - § 20b – Gemeinsame Internetplattform im Zusammenhang mit der Abwicklung des Netzanschlusses
  - § 42c – Gemeinsame Nutzung von Anlagen zur Erzeugung von Strom
- Mit dem vorgelegten Entwurf sollen die Regelungen zum Netzanschluss im Erneuerbare-Energien-Gesetz mit den Netzanschlussregelungen des Energiewirtschaftsgesetzes harmonisiert und vereinheitlicht werden. Es werden standardisierte Prozesse gesetzlich definiert, wie mit allen Arten von Netzanschlussanfragen umzugehen ist. Bisher bereits im zeitlichen Kontext beschriebene Verfahrensweisen in den technischen Anwendungsregelungen des FNN sollen jetzt im Gesetz neu geregelt werden. **Eine Vielzahl der beschriebenen Regelungen können nur durch eine weitreichende Digitalisierung des Bearbeitungsprozesses erreicht werden. Für diese ist den Unternehmen unbedingt ausreichend Zeit zur Umsetzung einzuräumen.** Die im Entwurf vorgesehenen Fristen genügen keineswegs. Die Erfahrungen zeigen dies deutlich auf.
- **Alleinig die Ausweitung der Informations- und Veröffentlichungspflichten der Verteilnetzbetreiber löst nicht die Probleme beim Netzausbau. Daneben lösen die Vorgaben erheblichen Mehraufwand aus, der in steigenden**

**Netznutzungsentgelten mündet.** Übergeordnetes Ziel verschiedener Regelungen aus dem vorgelegten Entwurf sind die Beschleunigung des Ausbaus Erneuerbarer Energien und ein schneller Hochlauf von Technologien zur Dekarbonisierung des Verkehrs- und Wärmesektors. Hiermit verbundene Netzanschlüsse sollen entsprechend beschleunigt werden. Durch Transparenz zur Netzanschlusskapazität und automatisierte Prozesse zur Anschlussbewertung (vgl. § 17a EnWG-E) allein können vorgenannte Ziele jedoch nicht erreicht werden. Die Anlagen stehen nur schneller im Stau, wenn nicht zugleich Maßnahmen für eine Beschleunigung des erforderlichen Netzausbaus ergriffen werden. Insbesondere für den Netzausbau auf Hochspannungsebene braucht es dringend Vereinfachungen bei Genehmigungsverfahren für Leitungsneubau- und Leitungsverstärkungsmaßnahmen. Teilweise ist eine Verdopplung oder gar Verdreifachung der Netzkapazität erforderlich, deren Realisierung sich ansonsten weiter dramatisch verzögert.

- Im Rahmen der **geplanten Regelung zu Absicherungsstrategien in §5 Abs. 4a** für Energielieferanten weist der VKU darauf hin, dass deren Umsetzung **unbürokratisch** erfolgen soll, ohne zusätzliche Aufwände für alle Energieversorgungsunternehmen zu generieren. Den Vorschlag, Nachweise über ein regelmäßiges Monitoring erbringen zu müssen, sieht der VKU kritisch.
- Die in § 20b geplante IT-Plattform zur Abwicklung von dezentralen Versorgungsmodellen, insbesondere der gemeinsamen Energienutzung, sollten von der BNetzA oder einem geeigneten Dritten zur Verfügung gestellt und betrieben werden. Eine Verpflichtung der Netzbetreiber zum Aufbau und Betrieb der Plattform lehnt der VKU ab.
- Der VKU fordert, dass die Umsetzung der Pflicht zum Angebot von Festpreisverträgen nach §41a auf das europäische Mindestmaß beschränkt wird. Zudem sollte die aktuell in §41a Abs. 2 EnWG enthaltene Pflicht für Stromlieferanten, ab 2025 unabhängig von der Anzahl der belieferten Letztverbraucher dynamische Tarife anzubieten, entfallen.
- **Überschusseinspeisung aus bestehenden EEG-Anlagen muss für Energy Sharing-Modelle nutzbar sein.** Hierzu sollte in § 42c EnWG in Verbindung mit den Vorschriften des EEG ein gesetzlicher Rahmen geschaffen werden.
- Das Recht auf Energy Sharing sollte räumlich deutlich stärker eingeschränkt werden als im Referentenentwurf vorgesehen. Zur Abgrenzung sollte ein Kriterium gefunden werden, dass in den energiewirtschaftlichen Rahmen passt und bürokratiearm umsetzbar ist.

- Keinesfalls sollte der räumliche Anwendungsbereich jedoch, wie in § 42c Absatz 3 Nummer 2 vorgesehen, ab 01.06.2028 auf das Bilanzierungsgebiet eines direkt angrenzenden Elektrizitätsverteilernetzbetreibers erweitert werden, um die Komplexität nicht noch weiter zu erhöhen.
- Der VKU begrüßt, dass Energy Sharing gemäß § 42c unter der Maßgabe steht, dass die Strombezugsmengen jedes mitnutzenden Letztverbrauchers sowie die Erzeugungsmenge der Anlage viertelstündlich gemessen werden können. Dies ist Voraussetzung für eine zeitsynchrone Bilanzierung der gemeinsam genutzten Energiemengen, welche erforderlich ist, weil die Stromerzeugung abhängig von Tageszeit und Wetterverhältnissen stark im Preis schwankt.
- Der VKU lehnt die Zulässigkeit kundenindividueller und jederzeit veränderbarer Aufteilungsschlüssel ab, solange nicht von der Bundesnetzagentur gemeinsam mit der Branche eine Detailregelung zum Thema „Veränderbarkeit“ und „Individualisierbarkeit oder Standardisierung“ der Aufteilungsschlüssel erarbeitet worden ist.
- Der VKU begrüßt, dass sich Energy-Sharing-Akteure zur Umsetzung und energiewirtschaftlichen Abwicklung ihrer Vereinbarung zur gemeinsamen Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien professioneller Dienstleister, bedienen dürfen, damit Energy Sharing innerhalb der etablierten energiewirtschaftlichen Marktkommunikationsprozesse stattfindet. Die Nutzung der Marktkommunikation für das Energy Sharing ist eine Grundvoraussetzung für eine effiziente und massenmarktaugliche Umsetzung und muss daher zwingend vorausgesetzt werden. Dies zeigen auch die Erfahrungen aus der Umsetzung von Mieterstrom und virtuellen Kundenanlagen. Diese Fehler sollten nicht wiederholt werden.
- Der VKU begrüßt, dass im Referentenentwurf außer Frage steht, dass für die geteilten Strommengen Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte gezahlt werden. Allerdings sollte die Abrechnung dieser Zahlungen weder dem Reststromlieferanten noch dem Verteilnetzbetreiber/Messstellenbetreiber aufgebürdet werden und wenn, dann nur gegen ein angemessenes Entgelt.
- Die verbraucherschützenden Lieferantenpflichten sollten für Energy Sharing-Teilnehmer nicht stärker eingeschränkt werden, als es Artikel 14a Absatz 4 (c) der Strombinnenmarkttrichtlinie erfordert.
- Der VKU begrüßt es, dass der Handlungsspielraum der Länder bei der Verpflichtung von Anlagenbetreibern zur Beteiligung von Standortgemeinden

oder Bürgern bundesgesetzlich definiert werden soll und sieht die vorgesehene Obergrenze von 0,3 Cent/kWh (von denen 0,2 Cent/kWh im Wege der finanziellen Beteiligung gemäß § 6 EEG angeboten werden können und damit aus dem EEG-Konto erstattet werden) als angemessen an.

## Stellungnahme

### Zu Artikel 1 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

#### Zu § 5 Abs. 4a (neu) - Absicherungsstrategien für Energielieferanten

Mit der Pflicht zur Entwicklung und Einhaltung angemessener Absicherungsstrategien werden weitere Vorgaben aus der EU-Strombinnenmarktrichtlinie umgesetzt. Diese Absicherungsstrategien sollen das Risiko von Änderungen des Energieangebots auf Großhandelsebene für die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Verträgen begrenzen. Stromlieferanten sollen außerdem angemessene Maßnahmen ergreifen, um das Risiko eines Ausfalls der Belieferung zu begrenzen. Wichtig ist, dass die geplante Regelung unbürokratisch erfolgt, ohne zusätzliche Aufwände für alle Energieversorgungsunternehmen zu generieren. Ferner sollte die verpflichtende Vorhaltung von Absicherungsstrategien nicht für dynamische Strompreistarife gelten, da diese bewusst stärker an Kurzfristmärkte gekoppelt sind. Den Vorschlag, Nachweise über vorhandene Absicherungsstrategien im Rahmen eines regelmäßigen Monitorings zu erbringen, erachtet der VKU als kritisch. Bei begründeten Verdachtsfällen sollte die Bundesnetzagentur daher besser Stichproben durchführen.

#### Zu § 11 Absatz 3 - Haftung der Betreiber von Energieversorgungsnetzen

Der VKU begrüßt die Einführung der neuen Verordnungsermächtigung für den Gesetzgeber, Regelungen zur Haftung der Betreiber von Energieversorgungsnetzen zu treffen. Die Regelung ist insbesondere notwendig, da die Haftung eines Netzbetreibers so auch für den Bereich der Netznutzung weiterhin auf vorsätzliche oder grob fahrlässige Verursachung beschränkt und der Höhe nach begrenzt werden kann. Die Regelung sollte, wie in der Gesetzesbegründung auch betont, nicht über bestehende Vorgaben hinaus gehen.

Rechtssicherheit gibt zudem § 118 Absatz 54 EnWG-E (neu). Dieser ordnet an, dass die bisherigen Regelungen in § 5 GasNZV bzw. § 25a StromNZV in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung weiter Anwendung finden, solange der Gesetzgeber von seiner Ermächtigung keinen Gebrauch macht.

#### Zu § 14 - Festlegungskompetenz der BNetzA für 13a (Redispatch 2.0: bilanzieller Ausgleich und finanzieller Aufwendungsersatz)

Der VKU begrüßt die gemäß **Absatz 1a** geplante temporäre Aussetzung der Pflicht der Stromverteilernetzbetreiber, für einen bilanziellen Ausgleich ihrer Redispatch-

Maßnahmen Sorge zu tragen. Die Abbildung des Status quo im EnWG ist sinnvoll und wird, in Verbindung mit den geplanten Regelungen zum Umfang des Aufwendungsersatzanspruchs für den bilanziellen Ausgleich gegen den Verteilernetzbetreiber für mehr Rechtssicherheit sorgen.

Besonders sinnvoll erachtet der VKU die geplanten Befugnisse der BNetzA, die noch allgemein gehaltenen Regelungen zu konkretisieren. Wir gehen davon aus, dass die BNetzA – wie üblich – die Branche im Rahmen des Festlegungsverfahrens ausreichend einbeziehen wird. Mit Blick auf die Erfahrungen zur Umsetzung des Redispatch 2.0 sollte zudem in Erwägung gezogen werden, die vorgesehene Befristung der BNetzA-Festlegung auf den 31. Dezember 2031 durch eine Evaluierung der Ausnahmeregelung durch die Bundesnetzagentur zu ersetzen.

Gemäß **Absatz 1b** ist § 13a Absatz 2 EnWG für Verteilernetzbetreiber mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass der Anlagenbetreiber als Bestandteil des finanziellen Ausgleichs einen angemessenen Aufwendungsersatz für den bilanziellen Ausgleich der Maßnahme des Verteilernetzbetreibers erhält. Laut Gesetzesbegründung soll hiermit eine Harmonisierung zu den Regelungen des § 13a Absatz 2 EnWG erreicht werden.

Im Zuge der Bewertung des Regelungsentwurfs in Zusammenarbeit mit unseren Mitgliedern zeigt sich, dass die betroffenen Akteure zu unterschiedlichen Ergebnissen gelangen. Aufgrund der kurzen Frist konnten die unterschiedlichen Sichtweisen nicht zu einer einvernehmlichen Verbandsposition zusammengeführt werden. **Der VKU ist weiterhin bemüht, den bestehenden Dissens im Rahmen eines noch laufenden Einigungsprozesses aufzulösen und wird nach dessen Abschluss auf das BMWK mit einem Vorschlag zugehen.** An dieser Stelle können zunächst nur die unterschiedlichen Sichtweisen transparent dargestellt werden.

**Von Seiten der Verteilernetzbetreiber wird der Regelungsentwurf begrüßt.** Hiermit können die Abrechnungsprozesse bei den VNB deutlich vereinfacht und entschlackt werden, da die Abrechnung zukünftig nur noch über einen Akteur (Anlagenbetreiber) statt wie bisher über zwei Akteure (Anlagenbetreiber und Bilanzkreisverantwortlicher) erfolgen würde. Die mit dem Regelungsentwurf vorgesehene Änderung ist damit ein wesentlicher Beitrag zur angestrebten Komplexitätsreduktion und gesteigerten Prozesseffizienz im Redispatch 2.0 und vermeidet im Konkreten manuelle Clearing-Aufwände aufgrund von Informations- und Datenschiefständen. Zudem bleibt dem Bilanzkreisverantwortlichen unbenommen, vertragliche Abreden mit dem Anlagenbetreiber über den Ausgleich in ihrem zivilrechtlichen Innenverhältnis zu treffen.

**Von Seiten der Bilanzkreisverantwortlichen wird der Regelungsentwurf abgelehnt.** Der BKV sollte wie bisher direkten Anspruch ggü. dem VNB auf einen angemessenen Aufwendungsersatz für den bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen des VNB haben, da der BKV auch den bilanziellen Ausgleich durchführt.

Eine Umsetzung des Regelungsentwurfs würde demgegenüber den Aufwand im Abrechnungsprozess zwischen Vermarktungsunternehmen und Anlagenbetreiber deutlich erhöhen. Neben der physischen Energielieferung und der virtuellen Ausfallarbeit müsste zusätzlich der Aufwendungsersatz für den Bilanzkreis austausch abgerechnet werden. Der Aufwendungsersatz kann zudem nicht in derselben Periode wie die Energielieferungen abgerechnet werden, da hierzu erforderliche Informationen (insb. Ausgleichsenergiepreis) erst im Folge-Folgemonat zu Verfügung stehen. Erforderliche Anpassungen im Vertragsverhältnis zwischen Anlagenbetreiber und BKV erhöhen die Kosten im Abrechnungsprozess. Auch wird der Abstimmungsaufwand durch die vorgesehene Regelung stark erhöht, da der Anlagenbetreiber in den auf absehbare Zeit bestehendem Klärungsbedarf zwischen BKV und VNB unnötig zwischengeschaltet wird. Hiermit sind zudem finanzielle Risiken verbunden. Wenn der angemessene Aufwendungsersatz laut dem vorliegenden Regelungsentwurf an den Anlagenbetreiber geleistet werden soll, würden bei drei Parteien offene Finanzpositionen entstehen, statt wie bisher lediglich zwischen BKV und VNB. Dieser Umstand birgt Risiken für die Liquidität des Anlagenbetreibers.

#### **Zu § 14e Absatz 2b**

Die Pflicht zur Verlinkung von Plattformen/Onlinetools zur unverbindlichen Netzanschlussauskunft gemäß § 17a EnWG (neu) mit der bereits bestehenden gemeinsamen Internetplattform aller Verteilnetzbetreiber (VNBdigital.de) ist nachvollziehbar. Voraussetzung hierzu ist jedoch, dass eine Plattform gemäß § 17a EnWG-E (neu) auch realisiert werden konnte. Die hierfür unter § 17a vorgesehene Umsetzungsfrist von zwei Jahren nach Inkrafttreten dieses Gesetzes ist zu kurz für ein entsprechendes IT-Projekt. Erfahrungen aus vergleichbaren IT-Projekten (z. B. Onlinetools zur Abwicklung von Netzanschlussanfragen, Redispatch 2.0 und § 14 a EnWG) zeigen, dass solche Anforderungen nur Schritt für Schritt entwickelt werden können und die Planung, Bindung von IT-Kapazitäten, notwendige Harmonisierung und Verbindung von IT-Systemen beim Netzbetreiber deutlich länger als zwei Jahre dauert (siehe auch zu § 17a EnWG (neu)).

#### **Zu § 17 Absatz 2**

Der VKU spricht sich zur Realisierung der Wärmewende dafür aus, einen Vorrang für den Netzanschluss an das Stromnetz für Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus Erneuerbaren Energien vorzusehen. Hierzu sollte § 17 Abs. 2 a EnWG um folgenden zweiten Satz ergänzt werden: „Weiterhin sind Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien im Sinne von § 2 Abs. 3 Satz 1 Wärmeplanungsgesetz vorrangig anzuschließen“.



Der neu eingefügte zweite Satz dient der Umsetzung des Wärmeplanungsgesetzes und damit der Realisierung der Wärmewende. Die begrenzten Netzkapazitäten insbesondere in Ballungsräumen stellen auch ein Hindernis bei der Erreichung der ambitionierten gesetzlichen Ziele zur Dekarbonisierung der Fernwärme dar, wenn Großwärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen nicht rechtzeitig an das Stromnetz angeschlossen werden können. Der Gesetzgeber hat in § 2 Abs. 3 Satz 1 Wärmeplanungsgesetz analog zu § 2 Abs.1 EEG bereits festgelegt, dass die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien, die in ein Wärmenetz gespeist wird, im überragenden öffentlichen Interesse liegt. Deshalb sollte analog zum Anschlussvorrang bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in § 8 Abs. 1 EEG nunmehr auch für Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien ein solcher Anschlussvorrang für den Netzanschluss an das Stromnetz gesetzlich geregelt werden.

### **Zu § 17 Absatz 6 (neu) - Fristen im Netzanschlussverfahren**

**Satz 3** berechtigt Verteilnetzbetreiber, welche die Stellung eines Netzanschlussbegehrens über eine Plattform auf ihrer Internetseite ermöglichen, leider erst ab 2027 dazu, vom Anschlusspetenten die Nutzung der Plattform zu verlangen. Durch das späte Datum werden Bearbeitungskapazitäten verschonkt, die an anderer Stelle dringend benötigt werden. Die Regelung sollte entsprechend geändert werden. **Die Berechtigung der Verteilnetzbetreiber, die Nutzung vorhandener Plattformen zu verlangen, sollte bereits einen Monat ab Inkrafttreten des Gesetzes greifen.** Ansonsten müssen in der Zwischenzeit Prozesse parallel geführt oder Belohnungen für Plattform-Nutzer ausgelobt werden.

**Satz 6** gibt vor, dass der Netzbetreiber das Ergebnis der Prüfung des Anschlussbegehrens, einschließlich des Ergebnisses der Netzverträglichkeitsprüfung, für alle Anlagen in allen Spannungsebenen des Stromverteilernetzes dem Anschlussbegehrenden innerhalb von acht Wochen mitzuteilen hat. Die Frist beginnt mit Eingang des Begehrens beim Netzbetreiber, das durch eine unverzügliche Eingangsbestätigung zu dokumentieren ist.

Die Abwicklung von Netzanschlussbegehren lässt nicht allein dadurch beschleunigen, dass Bearbeitungszeiten gesetzlich vorgeschrieben werden. Im Regelfall steigt die Komplexität analog zur Spannungsebene, u. a. auch dadurch, dass sich in höheren Spannungsebenen gegenseitig beeinflussende Netzanschlussbegehren mehren. Die Ermittlung geeigneter Netzverknüpfungspunkte und/oder die Prüfung umfangreicher technischer Projektunterlagen (ggf. hunderte Seiten projektbezogener Inhalt) binden deutlich mehr Bearbeitungskapazitäten als bei Standard-Netzanschlüssen im Niederspannungsnetz. **Daher sollte die Möglichkeit gesetzlich geregelt werden, dass das vollständige Ergebnis der Netzverträglichkeitsprüfung auch nach Ablauf der 8-Wochen-Frist übermittelt werden kann, wenn der Verteilnetzbetreiber den Antragsteller innerhalb der 8-**

**Wochen-Frist über den Bearbeitungsstand mit kurzer Begründung zum Mehraufwand informiert.**

Gemäß **Satz 8** muss der Netzbetreiber unmittelbar nach Eingang des Netzanschlussbegehrens, d. h. zu Beginn der Frist von acht Wochen, innerhalb von zwei Wochen prüfen, ob noch Angaben oder Unterlagen zur Bearbeitung des Begehrens fehlen und diese innerhalb der zweiwöchigen Frist (ebenfalls ab Eingang des Begehrens) ggf. nachfordern. Zwar sind Nachforderungen nach Ablauf der Zwei-Wochen-Frist laut Entwurf zulässig, berühren dann jedoch nicht mehr den Lauf der ursprünglichen Frist von acht Wochen. **Die Frist zur Nachforderung von Unterlagen durch den Netzbetreiber muss zwingend verlängert werden. Auch bei größtenteils automatisierten digitalen Prozessen sind manuelle Prüfungen durch den Netzbetreiber notwendig. Wird von einer Verlängerung abgesehen, sollte die 8-Wochen-Frist bei späterem Nachforderungsbedarf so lange aussetzen, bis der Anschlusspetent die Nachforderung erfüllt hat.**

#### **Zu § 17a (neu) - Unverbindliche Netzanschlussauskunft**

§ 17a EnWG-E (neu) verpflichtet Stromnetzbetreiber dazu, verfügbare und reservierte Netzanschlusskapazitäten auf ihrer jeweiligen Internetseite zu veröffentlichen. Die Daten sollen monatlich aktualisiert werden. Für Verteilnetzbetreiber soll diese Pflicht binnen 2 Jahren abgelöst werden durch die Pflicht zu einem Onlinetool. Dieses soll schnelle und unverbindliche Auskünfte zu möglichen Netzverknüpfungspunkten für Anlagen (Stromerzeugung, -speicherung und verbrauch) ab 135 kW mit Netzanschlussbegehren in der Mittelspannungsebene oder den angrenzenden Umspannebenen (HS/MS und MS/NS) ermöglichen.

**Das Aufwand-Nutzen-Verhältnis muss hier zwingend Berücksichtigung finden.** Es gilt insb. den Aufwand zu minimieren, um Personalressourcen zur Bearbeitung der Anschlussbegehren und Umsetzung des Netzausbaus einzusetzen. Zudem muss den mit der Regelung verbundenen Mehrkosten bei den Netznutzungsentgelten auch ein adäquater Mehrwert gegenüberstehen.

**Absatz 1 Satz 1** verpflichtet Stromnetzbetreiber dazu, verfügbare und reservierte Netzanschlusskapazitäten auf seiner Internetseite zu veröffentlichen und monatlich zu aktualisieren. **Nach Ansicht des VKU ist ein längeres Intervall - zumindest zu Beginn – ausreichend. Damit könnte auch der Umsetzungsaufwand reduziert werden.** Mit Blick auf Aufwand und Sicherheitsrisiken gilt es alternativ zu prüfen, ob nicht stattdessen eine grobe Kapazitätsplanung angestrebt werden sollte. Im Rahmen derer könnten Anschlusspetenten auf Nachfrage darüber informiert werden, ob an der angefragten Stelle ausreichend Netzkapazität vorliegt oder nicht (ja/nein). Zudem muss hier

Erwartungsmanagement betrieben werden. Verfügbare Netzkapazität lässt nicht automatisch auf einen zeitnahen Netzanschluss schließen. Zur Einschätzung der Dauer des Netzanschlusses sind auch spezifische Anschlussvoraussetzungen zu berücksichtigen.

In **Absatz 2** sieht der Entwurf eine Umsetzungsfrist von zwei Jahren ab Inkrafttreten des Gesetzes vor. **Die Umsetzung eines entsprechenden IT-Projekts bedarf einer weitaus längeren Umsetzungsfrist.** Dies zeigen auch die Erfahrungen. Die Planung, Abstimmung der Netzbetreiber untereinander (vgl. Absatz 5), Bindung von IT-Kapazitäten mit ggf. notwendiger Ausschreibung, notwendige Harmonisierung und Verbindung von IT-Systemen beim Netzbetreiber bedürfen deutlich mehr Zeit. **Es besteht die Gefahr, dass neue Regelungen erlassen werden, die nach Einschätzung unserer Mitglieder in nicht unerheblichen Teilen der Praxis nicht oder nicht mit adäquatem Ressourceneinsatz umsetzbar sein werden.**

**Der VKU schlägt daher vor, durch eine schrittweise Umsetzung der Anforderungen zunächst die Komplexität zu reduzieren.** In einem ersten Schritt sollten Informationen zu dem in der Luftlinie am kürzesten entfernt liegenden und weiter entfernt liegenden, geeigneten Netzverknüpfungspunkten (vgl. Absatz 2, Nummer 1 und 3) automatisiert ausgegeben werden können.

**Die Vorgaben aus Nummer 2 und 4 sollten gänzlich gestrichen werden, da insbesondere diese den Komplexitätsgrad massiv erhöhen würden.** Sowohl das Erfordernis als auch der Mehrwert von Angaben zu Netzverknüpfungspunkten, die nur bei Nichtberücksichtigung bereits reservierter Netzkapazität geeignet wären (vgl. **Absatz 2, Nummer 2**), ist grundsätzlich dringend zu prüfen. Hier wird seitens der Netzbetreiber ein deutlicher Mehraufwand u. a. zur Koordinierung von Nachfragen miteinander konkurrierender Anschlusspetenten erwartet. Ebenfalls mit hohem Aufwand verbunden wären Angaben zu Netzverknüpfungspunkten und dem voraussichtlichen Datum ihrer Verfügbarkeit, die nach Fertigstellung geplanter Netzertüchtigungsmaßnahmen geeignet wären (vgl. **Absatz 2, Nummer 4**). Dies auch, da sich Ausbaumaßnahmen zeitlich überlagern. Nach Ansicht des VKU sollten diese Anforderung gestrichen werden. Dem damit verbundenen hohen Umsetzungsaufwand steht ein nur geringer Mehrwert für den Anschlusspetenten gegenüber.

Weiter müssen die Angaben zu Netzverknüpfungspunkten (gemäß Absatz 2 Satz 3) gemäß **Absatz 3** sowohl über eine geografische Karte als auch über eine Programmierschnittstelle erfolgen können. Über die **Programmierschnittstelle** besteht die Gefahr zur missbräuchlichen Verwendung (Abfrage von sensiblen Netzdaten, Netzmodellierung). Eine Auskunft über kritische Infrastrukturen per Programmierschnittstelle widerspricht dem Ziel, die Resilienz kritischer Infrastrukturen zu erhöhen (KRITIS-Dachgesetz). Gemäß **Absatz 3** sollen Netzbetreiber einerseits zahlreiche Daten offenlegen und zugleich Maßnahmen ergreifen, so dass Rückschlüsse auf sensible Informationen verhindert

werden. Als geeignete Mittel, diesen Anforderungen nachzukommen, erscheinen eine Überprüfung des Netzanschlusssuchenden (Verifizierung) oder eine technische Limitierung. Dem steht jedoch die Vorgabe aus Absatz 2 Satz 1 entgegen. Demnach hat der Verteilnetzbetreiber ein "...elektronisches Verfahren zur Verfügung zu stellen, über das Netzanschlusssuchende unmittelbar eine unverbindliche Auskunft für den Netzanschluss [...] erteilt wird.". **Das Wort "unmittelbar" sollte durch das Wort "unverzüglich" ersetzt werden, da dieses u. a. eine angemessene Überlegungs- und Prüfungsfrist beinhaltet. Insgesamt ist § 17a zu unbestimmt und lässt im Unklaren, welches Sicherheitsrisiko durch die automatische Auskunft zu vertreten ist.**

### **Zu § 20b (neu) - Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs; Festlegungskompetenz**

Mit § 20 b sollen alle Netzbetreiber verpflichtet werden, eine gemeinsame und bundesweit einheitliche, zentrale Internetplattform für den Datenaustausch im Zusammenhang mit der Abwicklung des Netzzugangs zu etablieren. Ziel sei es, eine stabile, einheitliche und direkte Kommunikationsmöglichkeit im Bereich Netzzugang hin zu allen in Deutschland tätigen Netzbetreibern zu eröffnen. Die Plattform soll laut Entwurf bereits zum 1. Juli 2025 errichtet werden, damit ein funktionierender Betrieb zum 1. Juli 2026 sichergestellt ist.

**Nach Ansicht des VKU sollte die geplante IT-Plattform zur Abwicklung von dezentralen Versorgungsmodellen, insbesondere der gemeinsamen Energienutzung, von der BNetzA oder einem geeigneten Dritten zur Verfügung gestellt und betrieben werden. Eine Verpflichtung der Netzbetreiber zum Aufbau und Betrieb der Plattform lehnt der VKU ab.** Sowohl die Erstellung als auch der Betrieb der geforderten Internetplattform wäre mit erheblichem Mehraufwand für die Netzbetreiber verbunden. Es sollte außerdem geklärt werden, wie das Verhältnis dieser Internetplattform zur bisherigen Marktkommunikation ist. Eine Trennung verschiedener Anliegen beim Netzzugang auf verschiedenen Plattformen erscheint wenig kundenfreundlich und führt auch bei Netzbetreibern zu Mehraufwand. Bereits heute wird ein Teil der gestellten Forderungen über VNBdigital.de und die angeschlossenen Netzbetreiberportale abgewickelt. Eine Auslagerung einzelner Schritte (z. B. neues Messkonzept anmelden) würde bestehende und funktionierende Kundenprozesse der VNB fragmentieren. **Bestehende Netzanschlussportale dürfen durch die geplante IT-Plattform nicht ersetzt werden; auch nicht in Teilen.**

Durch die Einführung einer zentralen Plattform würden einzelne Angaben wie z. B. die Messkonzepte aus dem bereits etablierten Netzanschlussprozess der Netzbetreiber herausgelöst. Dies bedeutet, dass zukünftig der Anlagenbetreiber bzw. Anschlussnehmer Daten in zwei Portalen pflegen müsste. Erschwerend kommt hinzu, dass der

Netzbetreiber/Messstellenbetreiber anschlussrelevante Daten aus dem eigenen Anschlussportal und zusätzlich aus der zentralen Internetplattform verarbeiten muss. Anschlussänderungen und damit verbundene Änderungen an Mess- und Verbrauchskonzepten bedingen immer eine Änderung der Stammdaten. Diese werden im Markt über die MaKo kommuniziert. Bereits heute sind die Stammdatensysteme mit den Netzanschlussportalen der Netzbetreiber gekoppelt. Mit einer zentralen Plattform würde ein weiterer Eingangskanal geschaffen, welcher die Komplexität und Fehleranfälligkeit erhöht. Funktionierende Prozesse bei den VNB dürfen nicht gestört werden, ansonsten droht genau das Gegenteil der intendierten Beschleunigung der Netzanschlüsse. Als zielführend wird erachtet, die noch durch die Bundesnetzagentur zu treffenden näheren Konkretisierungen im Branchendialog auszuarbeiten und abzustimmen. Nach Veröffentlichung muss eine angemessene Frist zur Umsetzung zur Verfügung stehen. Die unter Absatz 2 genannte Umsetzungsfrist sollte auf den Abschluss der Konkretisierung durch die Bundesnetzagentur aufbauen.

### **Zu § 21a Absatz 3 Satz 3 Nummer 5 (neu) - Befugnis der BNetzA, Abschläge zu erheben**

Gemäß **Absatz 3 Nummer 5** soll die Regulierungsbehörde Regelungen treffen können zu Qualitätsvorgaben, Netzdienstleistungsgrößen und Netzservicequalität.

Die Aufnahme einer grundsätzlichen Befugnis der BNetzA, hierzu Regelungen zu treffen, ist nachvollziehbar. **Dies bzw. insb. der Gebrauch dieser Befugnis sollte nach Auffassung des VKU jedoch zu einem späteren Zeitpunkt und im Ergebnis der Evaluierung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung erfolgen.** Die BNetzA hat Anfang des Jahres 2024 einen umfassenden Erörterungsprozess zur Evaluierung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung gestartet. Mit ihrem Eckpunktepapier („NEST“) stellte die Behörde dabei auch zur Diskussion, die bestehende Qualitätsregulierung um Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“ zu erweitern. „Damit sollen diejenigen Netzbetreiber belohnt werden, die bei der Transformation ihrer Stromnetze in der Energiewende eine besonders hohe Kompetenz zeigen.“ (vgl. NEST-Papier vom 18.01.2024, These 7). Als denkbare Indikatoren zur Abbildung von Servicequalität und Energiewendeorientierung sieht die BNetzA u. a. auch die Geschwindigkeit der Realisierung von Netzanschlüssen. Vor diesem Hintergrund sollte sichergestellt werden, dass nicht bereits vor Abschluss dieses BNetzA-Erörterungsprozesses und Klärung der aufgeworfenen Fragen einzelne Aspekte der Servicequalität herausgegriffen und geregelt werden. Dies auch, da betreffende Kriterien in einem weitestgehend unbelasteten Netz erheblich schneller erreicht werden können als in einem Netz, dass sich an der technischen Leistungsgrenze bewegt. **Kritisch sieht der VKU daher insbesondere die einseitige Vorfestlegung auf Abschläge zu Lasten der Netzbetreiber, während die von der BNetzA angesprochenen Anreize/Boni unerwähnt bleiben.**

### **Zu § 23c Absatz 3c (neu) - Datenbereitstellung durch VNB**

Mit der Einführung der Absätze 3a bis 3c sollen die Vorgaben des Artikel 20a Absätze 1 und 2 der RED III umgesetzt werden. **Absatz 3c** verpflichtet die Verteilnetzbetreiber zur Bereitstellung ihnen vorliegender Daten über die Möglichkeiten zur Laststeuerung sowie die von Eigenversorgern/EE-Gemeinschaften in das Netz eingespeiste Energie.

**Die zu liefernden Daten sowie die Datenanforderungen gemäß Absatz 3c sind missverständlich und sollten klar definiert werden (insb. Definition Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften).**

### **Zu § 40 (redaktioneller Hinweis)**

Die unter Nr. 34 vorgesehenen Änderungen betreffen nur zu a) den § 40 EnWG. Die Änderungen unter b) und c) gehören zu Nr. 35 - Änderung von § 40a EnWG. Nur dort machen sie wie vorgesehen Sinn. Der VKU bittet, dieses offensichtliche Redaktionsversehen zu berichtigen.

### **Zu § 41a Abs. 2 und Abs. 4-6 (neu)**

Die Verpflichtung zum Angebot von Festpreisverträgen ist angesichts der EU-rechtlichen Vorgaben nachvollziehbar. Allerdings sollte die Umsetzung auf das europarechtliche Mindestmaß beschränkt werden. Dieses schreibt vor, dass Festpreisverträge verpflichtend anzubieten sind, wenn ein Stromlieferant mindestens 200.000 Kunden beliefert.

Zudem sollte die aktuell in § 41a Abs. 2 EnWG enthaltene Pflicht für Stromlieferanten, ab 2025 unabhängig von der Anzahl der belieferten Letztverbraucher dynamische Tarife anzubieten, entfallen. Vor dem Hintergrund, dass derzeit kaum Nachfrage nach dynamischen Tarifen besteht und die voraussichtliche zukünftige Nachfrage ohne Weiteres von den aktuell verpflichteten großen Stromversorgern gedeckt werden würde, ist es unverhältnismäßig, alle Stromversorger unabhängig von ihrer jeweiligen Kundenanzahl zum Angebot eines dynamischen Tarifs zu verpflichten. Sobald diese Tarifmodelle sich einer hohen Nachfrage erfreuen, würden zudem auch viele kleinere Stromanbieter entsprechende Tarife zwecks Kundenbindung und -gewinnung anbieten.

### **Zu § 41c**

Durch die vorgesehene Änderung in der Überschrift scheint sich die in § 41c EnWG enthaltene Regelung zu Vergleichsinstrumenten nur noch auf den Strombereich zu beschränken. Da die Gesetzesbegründung nicht zur vorgenommenen Änderung passt, könnte es sich hierbei um ein Versehen handeln. Sollte die Regelung zu Vergleichsinstrumenten tatsächlich nur auf den Strombereich beschränkt werden, bittet der VKU um entsprechende Ausführungen in der Gesetzesbegründung.

## Zu § 42c (neu) - Energy Sharing

### Vorbemerkung

Bei der Einführung des Rechts auf Energy Sharing sollte der Gesetzgeber nicht weiter gehen, als es Artikel 15a der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie erfordert. Ziel sollte die Schaffung eines fairen und effizienten Rechtsrahmens sein. Zudem ist es zwingend notwendig, die BNetzA gesetzlich zu ermächtigen, die Vorgaben zum Energy Sharing per Festlegung zu konkretisieren. Aus den vorhandenen Regelungsvorschlägen ist nicht ersichtlich, wie das Energy Sharing praktisch abgewickelt werden soll. Auch sind zwingend erforderliche Informationspflichten nicht im Gesetz enthalten.

Zutreffend weist der Referentenentwurf in der Begründung zu § 42c darauf hin, dass die Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung die Komplexität gegenüber der mit § 42b geregelten gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung erheblich steigert.

Richtigerweise orientiert sich der Referentenentwurf an der Prämisse, dass die Erfüllung der im Rahmen des Netzzugangs notwendigen Pflichten ordnungsgemäße Abrechnungen und die Zahlung von Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelten für verbrauchte Strommengen gewährleistet sein müssen.

Der VKU erkennt das Bemühen des BMWK an, neben den Wünschen der Energy-Sharing-Teilnehmer auch die Interessen der anderen Akteure, insbesondere der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber und der Lieferanten zu berücksichtigen.

Die Bemühungen um die Schaffung eines Rechtsrahmens für Energy Sharing sind Ausdruck eines Trends zu dezentralen Versorgungslösungen. Dies zeigt einmal mehr, dass die Finanzierung der Stromnetzinfrastrukturen über den Arbeitspreis nicht mehr zeitgemäß ist. Unser zunehmend dezentrales erneuerbares Energiesystem mit seiner Akteursvielfalt und den vielen denkbaren Erzeugungs- und (Eigen-)Versorgungskonzepten muss die Kosten gerecht auf alle Nutzer aufteilen (z. B. durch einen Fokus auf die Anschlussleistung oder weitere Optionen).

Nach Einschätzung des VKU bedürfen die geplanten Vorgaben zum Energy Sharing in § 42c weiterer Konkretisierungen (ggf. auch durch eine Festlegung der BNetzA):

- So fehlt es an verbindlichen Regelungen darüber, wie der Aufteilungsschlüssel massenprozessorientiert umgesetzt wird, wenn es also um die viertelstündliche Anrechnung der den Teilnehmern jeweils zugeordneten Strommengen auf ihren individuellen Stromverbrauch geht (analog § 42b Abs. 5 EnWG) (gemeinschaftliche Gebäudeversorgung).
- Nur durch verbindliche Vorgaben für die beteiligten Marktakteure zu notwendigen Informationen, Formatvorgaben und Fristen im Zusammenhang mit der

erforderlichen Marktkommunikation wird eine praxistaugliche Lösung in den Bereichen der Marktpartnerprozesse, der Energie- und Netzabrechnung sowie der Bilanzierung möglich sein. Die Definition dieser Vorgaben erfordert eine enge Abstimmung und gemeinsame Diskussion von Bundesnetzagentur und Branche zu Detailregelungen. Themen wie „Veränderbarkeit“ und „Individualisierbarkeit oder Standardisierung“ sind hier zwingend zu diskutieren. Diese Notwendigkeit besteht auch für Vorgaben zum Aufteilungsschlüssel nach § 42 b Absatz 2 Satz 1.

- Es sollte klargestellt werden, dass es Letztverbrauchern (zumindest vorerst) nur möglich ist die Stromspeisung einer EE-Anlage bzw. eines EE-Speichers mitzunutzen (wobei in Erwägung gezogen werden sollte, EE-Speicher zunächst auszuklammern, um die Einführung von Energy Sharing möglichst zu vereinfachen). Eine Mehrfachteilnahme wie auch die Einbeziehung von Speichern würde die Einführung des Energy Sharing erheblich verkomplizieren und sollte wie in Österreich erst nach einer „Startphase“ zugelassen werden.
- Unklar ist, ob alle Veräußerungsformen des EEG für am § 42c EnWG teilnehmende EE-Anlagen eröffnet sind und ob Betreiber von EE-Anlagen beim Energy Sharing i. S. d. § 42c EnWG (neu) weiterhin eine Förderzahlung nach § 19 EEG 2023 für den in ein Netz eingespeisten Strom erhalten.
- Im Rahmen der in § 37 EnWG geregelten Unterscheidung zwischen Voll- und Reststromlieferung bleibt unklar, wie Energieversorgungsunternehmen Kenntnis davon erlangen, wenn ihre Kunden an einem Energy-Sharing-Konstrukt teilnehmen. Der VKU fordert daher eine entsprechende Informationspflicht, die auch die per Energy Sharing gelieferten oder zu liefernden Energiemengen berücksichtigt. Dies würde dem Reststromlieferanten eine belastbare Grundlage für die Prognose der Reststromlieferung bieten.

Die Nutzung von Überschussstrom aus existierenden PV-Anlagen für Energy Sharing bietet in der Praxis ein großes Potenzial. Es bedarf einer Regelung sowohl in § 42c Absatz 1 EnWG, als auch im EEG, wie diese Strommengen in Energy Sharing-Konzepte eingebunden werden können, etwa durch eine Weiterentwicklung der „unentgeltlichen Abnahme“, eine vereinfachte „sonstige Direktvermarktung“ oder eine Peer-to-Peer Durchleitung.

Die Umsetzungsfristen sind sehr ambitioniert. Es sollte sichergestellt werden, dass zu den Umsetzungsfristen die Marktprozesse seitens der BNetzA finalisiert sind. Eine Abwicklung außerhalb etablierter Prozesse erzeugt Zusatzaufwand und Ungenauigkeiten mit entsprechenden Folgeproblemen (siehe Erfahrungen aus der Umsetzung von Mieterstrom und virtuellen Kundenanlagen).

#### **Zu § 42c Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 (Bedingungen für Energy Sharing)**

In § 42c Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 sollte auch die Einbindung von Überschusseinspeisung aus bestehenden EE-Anlagen in Energy Sharing-Modelle abgebildet werden.



**Begründung:**

Die Nutzung von Überschussstrom aus existierenden PV-Anlagen für Energy Sharing bietet in der Praxis ein großes Potenzial. Es bedarf einer gesetzlichen Regelung, wie diese Strommengen in Energy-Sharing-Konzepte eingebunden werden können, etwa durch eine Weiterentwicklung der „unentgeltlichen Abnahme“, eine vereinfachte „sonstige Direktvermarktung“ oder eine Peer-to-Peer Durchleitung.

**Zu § 42c Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 i. V. m. Absatz 3 (räumliche Abgrenzung)**

Der VKU begrüßt, dass sich Anlagen und Verbrauchsstellen in einem räumlich abgegrenzten Gebiet befinden müssen, welches jedoch deutlich stärker eingegrenzt werden sollte als im Referentenentwurf vorgesehen, idealerweise auf benachbarte Gebäude bzw. das jeweilige Quartier. Die in § 42c Absatz 3 Nummer 1 vorgenommene Bezugnahme auf das Bilanzierungsgebietes eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers ist zwar besser geeignet als die Festlegung eines Radius (der mehrere Verteilernetzgebiete erfassen kann, was alles noch komplexer macht); Zur Abgrenzung sollte ein Kriterium gefunden werden, dass in den energiewirtschaftlichen Rahmen passt und bürokratiearm umsetzbar ist.

Keinesfalls sollte der räumliche Anwendungsbereich jedoch, wie in § 42c Absatz 3 Nummer 2 vorgesehen, ab 01.06.2028 auf das Bilanzierungsgebiet eines direkt angrenzenden Elektrizitätsverteilernetzbetreibers in derselben Regelzone erweitert werden.

**Begründung:**

Die nutzbringendsten und in der Praxis bedeutsamsten Anwendungsfälle des Energy Sharings im engen räumlichen Zusammenhang zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsort ab, etwa bei der Nutzung von Strom aus Dach-PV-Anlagen auch in Nachbargebäuden oder innerhalb eines Quartiers.

Wird der räumliche Anwendungsbereich zu weit gefasst, erhöht sich das Risiko von Netzengpässen durch Leistungsspitzen der mitnutzenden Letztverbraucher. Außerdem erschwert ein zu weiter räumlicher Anwendungsbereich die Netzplanung.

Keinesfalls sollte das Bilanzierungsgebietes eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers überschritten werden, denn dann würde es zu komplex werden.

**Zu § 42c Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 (viertelstündliche Messung)**

Der VKU begrüßt, dass Energy Sharing gemäß § 42c unter der Maßgabe steht, dass die Strombezugsmengen jedes mitnutzenden Letztverbrauchers sowie die Erzeugungsmenge der Anlage viertelstündlich gemessen werden können.

Zusätzliche Maßgabe für die Zulässigkeit von Energy Sharing sollte aber sein, dass die Energy-Sharing-Teilnehmer dem Reststromlieferanten, ggf. über einen professionellen Dienstleister, sowohl den Lastgang der unbeeinflussten Abnahme als auch den über das Energy Sharing bezogenen Lastgang zur Verfügung stellen.

**Begründung:**

Die viertelstündliche Messbarkeit ist Voraussetzung dafür, dass die gemeinsam genutzten Energiemengen 15-minütig-zeitsynchron bilanziert werden. Ein pauschaler Abzug (z. B. am Jahresende) der erzeugten Strommengen vom Stromverbrauch wäre nicht sachgerecht, da die Stromerzeugung abhängig von Tageszeit und Wetterverhältnissen stark im Preis schwankt.

Die Notwendigkeit der Zurverfügungstellung sowohl des Lastgangs der unbeeinflussten Abnahme und des über das Energy Sharing bezogenen Lastgangs ergibt sich aus folgendem Umstand: Beim Energy Sharing muss der Reststromlieferant eine angemessene Basis für die Prognose des Reststromes zu Verfügung stehen, da die Kunden nicht mehr auf Basis von Lastprofilen bilanziert werden und somit der Reststromlieferant auch  $\frac{1}{4}$  h eine Lastprognose für den Energieeinkauf erstellen muss. Die Vorhersage ist aber nur belastbar möglich, wenn der Reststromlieferant den Lastgang der unbeeinflussten Abnahme und den über das Energy Sharing bezogenen Lastgang separat zu Verfügung gestellt bekommt. Die Bereitstellung beider Lastgänge sollte über den bereits erwähnten professionellen Dienstleister erfolgen.

**Zu § 42c Absatz 2**

Der VKU lehnt die Zulässigkeit kundenindividueller und jederzeit veränderbarer Aufteilungsschlüssel ab, solange nicht von der Bundesnetzagentur gemeinsam mit der Branche eine Detailregelung zum Thema „Veränderbarkeit“ und „Individualisierbarkeit oder Standardisierung“ der Aufteilungsschlüssel erarbeitet worden ist. Bis dahin, sollten Aufteilungsschlüssel durch die Betreiber der Energy-Sharing-Anlagen einmalig festgelegt und bei erstmaliger Nutzung dem Netzbetreiber mitgeteilt und bis zum Abschluss des Festlegungsverfahrens der BNetzA unverändert bestehen bleiben.

**Begründung:**

Die Etablierung von kundenindividuellen und jederzeit veränderbaren Aufteilungsschlüsseln zur Verteilung der gemeinsam genutzten Energie von EE-Anlagen (Energy Sharing) sehen wir aus marktprozessualer Sicht äußerst kritisch.

Diese Regelung betrifft insbesondere Kleinanlagen, die einen überragend hohen Anteil der Gesamtanzahl aller EE-Anlage ausmachen. Dies bedeutet, dass von der geplanten Regelung große Teile des EE-Anlagenbestandes betroffen sein könnten.

Um diesen Massenprozess jederzeit verlässlich, schnell und rechtssicher abwickeln zu können, ist es für alle betroffenen Marktparteien unerlässlich / zwingend notwendig diesen Prozess über eine nahezu vollständig automatisierte elektronische (Markt)Kommunikation ohne manuelle Eingriffe abzuwickeln.

Dies wird im direkten Kontakt der Netzbetreiber mit den Letztverbrauchern jedoch nicht möglich sein, da diese nicht unmittelbar an der elektronischen Marktkommunikation teilnehmen können.

Es muss also eine Lösung gefunden werden, die die Interessen der Letztverbraucher und EE-Anlagenbetreiber (Einfachheit und Flexibilität in der Umsetzung) sowie insbesondere der Netzbetreiber (vollständig automatisierte elektronische Kommunikation ohne manuelle Eingriffe) miteinander vereinbart. Weiterhin müssen ausreichend lange Übergangsfristen berücksichtigt werden, um die (system-)technischen Voraussetzungen insbesondere auf Seiten der Netzbetreiber schaffen zu können.

Wir schlagen daher vor, dass im EnWG keine unmittelbare Regelung zu diesem Thema, sondern nur eine Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur erlassen wird.

Die Bundesnetzagentur sollte dann im Rahmen eines Festlegungsverfahrens zusammen mit der Branche eine Detailregelung zum Thema „Veränderbarkeit“ und „Individualisierbarkeit oder Standardisierung“ der Aufteilungsschlüssel erarbeiten.

Bis dahin könnte eine möglichst einfache und leicht umsetzbare Fallback-Lösung unmittelbar im EnWG verankert werden.

#### **Zu § 42c Absatz 4**

Der VKU begrüßt, dass sich Energy-Sharing-Akteure zur Umsetzung und energiewirtschaftlichen Abwicklung ihrer Vereinbarung zur gemeinsamen Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien professioneller Dienstleister, bedienen dürfen.

#### **Begründung:**

Für eine effiziente und massenmarktaugliche Umsetzung von Energy-Sharing-Modellen ist es Voraussetzung, dass diese an den energiewirtschaftlichen Prozessen der Marktkommunikation teilnehmen. Eine Abwicklung außerhalb der etablierten Prozesse ist im Massenmarkt nicht umsetzbar und erzeugt unkontrollierbare Folgeprobleme. Durch die Zusammenarbeit mit professionellen Dienstleistern, z. B. Stadtwerken, können Energy-Sharing-Teilnehmer sich in die Lage versetzen, an diesen Prozessen teilzunehmen. Allerdings leuchtet der in § 42c Abs. 4 Nr. 1 EnWG-E enthaltene Verweis auf § 20 Abs. 2 EnWG nicht ein. Ggf. sollte besser auf § 20 Abs. 1a EnWG verwiesen werden.

### Zu § 42c Absatz 6

Mitnutzende Letztverbraucher sollten von ihren Stromlieferanten nicht verlangen dürfen, dass auch Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte, die auf verbrauchte Strommengen im Rahmen des Energy Sharing anfallen, über den bestehenden Stromliefervertrag abgerechnet werden. § 42c Absatz 6 sollte gestrichen werden.

#### **Begründung:**

Der VKU begrüßt, dass im Referentenentwurf außer Frage steht, dass für die geteilten Strommengen Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte gezahlt werden. Nur so ist sichergestellt, dass die Energy Sharing-Teilnehmer in fairer Weise an der Finanzierung der Kosten des Gesamtsystems beteiligt werden. Dies ist eine wesentliche Voraussetzung für eine sozial verträgliche Ausgestaltung der Energiewende.

Wenn jedoch die Reststromlieferanten oder die VNB/MSB für die Abwicklung dieser Zahlungen in die Pflicht genommen werden, löst das in ihren Abrechnungssystemen einen erheblichen Umsetzungsaufwand aus. Stattdessen sollte daher die Abrechnung der Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte eine der Aufgaben sein, die professionellen Dienstleistern gemäß § 42c Absatz 4 übertragen werden können. Wenn weiterhin an dieser Vorgabe festgehalten wird, sollte explizit im Gesetz oder zumindest in der Gesetzesbegründung klargestellt werden, dass der Stromlieferant bzw. der VNB/MSB dem Auftraggeber für diese Dienstleistung ein angemessenes Entgelt berechnen darf. Ansonsten würden die hierdurch entstehenden zusätzlichen Kosten auf die übrigen Verbraucher umgelegt, die sich nicht für eine Form des Energy Sharing entschieden haben oder entscheiden konnten, und würden dort den Strombezug zusätzlich verteuern.

### Zu § 42c Absatz 7

Die verbraucherschützenden Lieferantenpflichten sollten für Energy Sharing-Teilnehmer nicht stärker eingeschränkt werden, als es Artikel 14a Absatz 4 (c) der Strombinnenmarkttrichtlinie erfordert.

§ 42c Absatz 7 Satz 1 sollte daher wie folgt gefasst werden:

(7) Die Vorgaben der §§ 5 und 40 bis 42 sind nicht anzuwenden, wenn

1. ausschließlich Haushaltskunden mitnutzende Letztverbraucher nach Absatz 1 Nummer 1 sind und die Anlage nach Absatz 1 über eine installierte Leitung von nicht mehr als ~~30~~ **10,8** Kilowatt verfügt oder
2. mehrere Haushaltskunden innerhalb eines Gebäudes mitnutzende Letztverbraucher nach Absatz 1 Nummer 1 sind und die Anlage nach Absatz 1 über eine installierte Leistung von höchstens ~~100~~ **50** Kilowatt verfügt.

Bei der Prüfung, ob die Schwellenwerte über- oder unterschritten sind, sollten die Regelungen zur Anlagenzusammenfassung des EEG Anwendung finden.

**Begründung:**

Artikel 14a Absatz 4 (c) der Strombinnenmarkttrichtlinie sieht grundsätzlich vor, dass Energy-Sharing-Teilnehmer die vollständigen Verbraucherrechte haben. Eine Ausnahme sollen die Mitgliedstaaten für die gemeinsame Nutzung von 10,8 kW durch Haushaltskunden bzw. die gemeinsame Nutzung von 50 kW durch Haushaltskunden innerhalb eines Gebäudes vorsehen. Die Mitgliedstaaten dürfen die Schwellen jeweils auf 30 kW bzw. 100 kW anheben.

Der VKU empfiehlt, auf eine Anhebung der Schwellenwerte zu verzichten, um den Verbraucherschutz nicht stärker zu beschneiden, als dies gemäß der Richtlinie notwendig ist.

**Artikel 2 Weitere Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes****Artikel 3 Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes  
Übertragungsnetz****Artikel 4 Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes****Artikel 5 Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes****Zu § 22b Absatz 6 - Bürgerenergiegesellschaften**

**Der VKU begrüßt es, dass der Handlungsspielraum der Länder bei der Verpflichtung von Anlagenbetreibern zur Beteiligung von Standortgemeinden oder Bürgern bundesgesetzlich definiert werden soll.**

Die angestrebte Harmonisierung der Beteiligungsgesetze schafft einheitlichere Wettbewerbsbedingungen, insbesondere in den Ausschreibungen gemäß EEG, und trägt zu einer gleichmäßigen Verteilung des EE-Ausbaus auf das Bundesgebiet bei.

Die vorgesehene Obergrenze von 0,3 Cent/kWh (von denen 0,2 Cent/kWh im Wege der finanziellen Beteiligung gemäß § 6 EEG angeboten werden können und damit aus dem EEG-Konto erstattet werden) ist nach Einschätzung des VKU angemessen und hält die finanzielle Belastung der Anlagenbetreiber in einem vertretbaren Rahmen. Eine höhere Abgabepflicht würde gerade kleinere Unternehmen davon abhalten, Wind- oder Solarparks zu errichten. Dies würde der Akzeptanz letztlich schaden. Denn kommunale Unternehmen und andere, vor Ort engagierte kleinere Unternehmen achten aufgrund

ihrer lokalen Verantwortung besonders darauf, dass Bürgerinnen und Bürger sowie die lokale Wirtschaft von dem Wind- oder Solarpark profitieren. Hinzu kommt, dass die Gewinne aus dem Anlagenbetrieb der Eigentümerkommune und damit der örtlichen Gemeinschaft zugutekommen.

### **Zu § 8 Absätze 8 bis 11 (neu) - Bestimmungen zum Prozess des Anschlussbegehrens ab 1. Januar 2026**

Gemäß **Absatz 8 Sätze 4 und 5** dürfen Netzbetreiber auch hier erst ab 2027 die Nutzung vorhandener Plattformen vom Anschlusspetenten verlangen. **Eine zeitnahe Berechtigung wäre auch hier wünschenswert** (vgl. Anmerkungen zu § 17 Absatz 6 Satz 3 EnWG-Entwurf).

Der Prozess zur Bearbeitung von Netzanschlussbegehren wird ab dem 1. Januar 2026 in § 8 EEG 2023 und in der Neuregelung in § 17 Absatz 6 EnWG weitgehend parallel ausgestaltet. **Die Kritik des VKU bzgl. der Rückmeldefristen aus § 17 Absatz 6 EnWG-Entwurf (2 Wochen, 8 Wochen) besteht hier analog.**

### **Zu § 8a (neu) - Kapazitätsreservierung, Festlegungskompetenz**

Mit den vorgelegten Regelungen sollen Kapazitätsreservierungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen ab 135 kW einen einheitlichen Rahmen erhalten. Der VKU begrüßt, dass die seitens VKU eingebrachten Verbesserungsvorschläge aufgegriffen wurden ([vgl. VKU-Stellungnahme vom 22.05.2024 zu Netzanschluss Regelungen](#), vku.de). Vorgesehen ist zudem richtigerweise, dass einheitliche Standards im Reservierungsverfahren durch die Branche entwickelt werden sollen. **Kritisch erachtet der VKU auch hier die vorgesehene Frist von 9 Monaten ab Inkrafttreten des Gesetzes.**

### **§ 52 Absatz 3 Satz 1 Nr. 3 (neu) - Doppelverstoß**

Bei dem sogenannten „Doppelverstoß“ (keine Registrierung im Marktstammdatenregister und fehlende Kalenderjahresmeldung) soll es laut Entwurf zukünftig ausreichen, wenn einer der beiden Verstöße behoben wird, damit sich die Sanktionszahlung rückwirkend zum Beginn des Verstoßes auf 2€/kW je Kalendermonat reduziert. Der VKU hält die bisherige Ausgestaltung dieses Sanktionstatbestandes für ein geeignetes Mittel, um die Anlagenbetreiber (insb. Eigenversorgungsanlagen) an etwaige Versäumnisse zu erinnern. Anstelle des Vorschlags im Entwurf spricht sich der VKU daher für eine Auftrennung der „und“-Verknüpfung aus, sodass hieraus zwei getrennte Sanktionstatbestände entstehen. In der Praxis führt die Doppelverstoßregelung zudem zu hohen Prüfaufwänden durch die Netzbetreiber und Fehler bei der Registrierung im Marktstammdatenregister können häufig nicht geahndet werden. Da das Thema

Datenbereitstellung für viele energiewirtschaftliche Prozesse an Bedeutung gewinnt, sollte allein eine fehlende Registrierung im Marktstammdatenregister für eine Sanktionierung ausreichen.

## **Artikel 6 Änderung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes**

## **Artikel 7 Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes**

### **Zu § 19 Absatz 3 (neu) - Zahlungsanspruch**

**Der VKU begrüßt die Umstellung des Belastungsausgleichs zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber.** Dadurch wird ausdrücklich geregelt, dass Differenz-Strommengen im EEG-Belastungsausgleich zwischen VNB und ÜNB künftig finanziell ausgeglichen werden.

Bisher wurden die durch die Dargebotsabhängigkeit der Erneuerbaren Energien verursachten Abweichungen zwischen den prognostizierten Strommengen und den tatsächlichen Strommengen (Differenz-Strommengen) sowohl finanziell als auch energetisch ausgeglichen. Dies führte insbesondere bei stark schwankenden Strompreisen zu finanziellen Risiken bei den Netzbetreibern.

## **Artikel 8 Inkrafttreten**