

STELLUNGNAHME

**zum Referentenentwurf des Bundesministeriums
für Wirtschaft und Energie
Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des
Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des
Verbraucherschutzes im Energiebereich, zur
Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften
sowie zur rechtsförmlichen Bereinigung des
Energiewirtschaftsrechts**

Berlin, 18.07.2025

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt 1.592 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 309.000 Beschäftigten wurden 2022 Umsatzerlöse von 194 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 65 Prozent, Wärme 91 Prozent, Trinkwasser 88 Prozent, Abwasser 40 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: 220 Unternehmen investieren pro Jahr über 912 Millionen Euro. Künftig wollen 90 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.

Zahlen Daten Fakten 2024

Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: <https://www.vku.de/vku-positionen/>

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 Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

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

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

EINLEITUNG

Bereits Ende August 2024 hatte das BMWK einen ersten Gesetzentwurf übermittelt und eine Anhörung eingeleitet, an der sich der VKU mit Stellungnahmen vom 10.09.2024 und 20.10.2024 beteiligt hat.

Der Gesetzentwurf ist mit über 200 Seiten und 30 Artikeln sehr umfangreich. Innerhalb der Stellungnahmefrist von sechs Werktagen war es uns nur eingeschränkt möglich, die Meinung der Expertinnen und Experten in unseren Mitgliedsunternehmen einzuholen. Wir konzentrieren uns daher in dieser Stellungnahme auf ausgewählte zentrale Aspekte. Eine umfassendere Bewertung ist unter den gegebenen Umständen nicht leistbar.

Sollten vertiefte Rückmeldungen gewünscht sein, halten wir deutlich längere Fristen für unerlässlich. Ergänzende Hinweise zu einzelnen Punkten reichen wir gerne nach.

POSITIONEN DES VKU IN KÜRZE

Änderungen des Messstellenbetriebsgesetzes (Artikel 18)

- **Haltefrist:** Grundsätzlich begrüßenswert, jedoch erscheint eine Haltefrist von 5 Jahren sachgerechter, da die primären Aufwände für die Ausstattung und Administration neben dem laufenden OPEX der Messstelle erst wieder erwirtschaftet werden müssen. Sollte die Architektur und die Anforderungen von Gateway- und Messtechnik künftig vereinfacht werden und damit geringere OPEX und CAPEX verursachen, wäre auch eine kürzere Haltefrist vertretbar.
- **Rolloutquoten auf Basis von Leistung:** Erschwert die Rolloutplanung.
- **Hinzunahme der Sparte Wasser:** Kritisch, erschwert die Rolloutplanung.
- **Strafzahlung des MSB bei fehlerhaften Messwerten:** Kritisch, da häufig der Fehler nicht im Verantwortungsbereich des MSB liegt.

Darüber hinaus verweisen wir auf unsere Stellungnahme vom 20.09.2024 zum Digitalisierungsbericht des BMWK.

§ 21 EnWG Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang; Festlegungskompetenzen

Einschub eines § 21a Abs. 1 S. 7 EnWG:

„Bei der Ermittlung der Effizienzvorgaben gilt für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, ein Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert.“

Begründung:

Die Ergänzung dient der Umsetzung der Beschlüsse des Bundesgerichtshofs vom 26.09.2023 (u.a. EnVR 43/22) zur Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben für Netzbetreiber in der Anreizregulierung. Diese Vorgabe dient zudem der Einhaltung der europarechtlichen Vorgaben aus den Strom- und Gasbinnenmarktrichtlinien (EU) 2019/944 und (EU) 2024/1788 sowie aus Art. 18 Abs. 1 S. 1 der Verordnung EU 2019/943 des Europäischen Parlaments vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, die vorsehen, dass die Netzentgelte die tatsächlichen Kosten zum Ausdruck bringen müssen, sofern sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Dies lässt sich nur erreichen, wenn die im Effizienzvergleich am effizientesten bewerteten Unternehmen einen Effizienzwert von 100 % zugewiesen bekommen (sog. relativer Effizienzvergleich).

Rechtsgrundlage zur Absenkung netzseitiger Umlagen schaffen – neuer § 24c EnWG

Die Bundesregierung denkt aktuell darüber nach, wie neben den ÜNB-Entgelten möglicherweise auch netzseitige Umlagen wie z. B. die Offshore-Umlage mit dem für 2026 vorgesehenen Bundeszuschuss i. H. v. 6,5 Mrd. Euro abgesenkt werden können.

Der VKU begrüßt diese Überlegungen ausdrücklich. Denn die netzseitigen Umlagen werden bundesweit für private Endverbraucher einheitlich erhoben und durch die Übertragungsnetzbetreiber administriert. Eine Bezuschussung ergäbe daher eine unmittelbare und bundesweit einheitliche Entlastungswirkung. Wir verweisen an dieser Stelle nochmals auf das gemeinsam mit dem ZVEI erstellte [Consentec-Gutachten](#), welches die regional höchst unterschiedliche Entlastungswirkung bei privaten Haushalten bei einem reinen ÜNB-Entgeltzuschuss herausarbeitet.

Im Rahmen der aktuellen EnWG-Novelle sollte die Gelegenheit genutzt werden, eine Rechtsgrundlage für Bundeszuschüsse zu netzseitigen Umlagen zu schaffen. Denn § 24a EnWG regelt nur die Möglichkeit der Bezuschussung von Übertragungsnetzentgelten im engeren Sinne. Das Energiefinanzierungsgesetz hingegen enthält nur Regelungen zum Ausgleich des EEG-Kontos.

Die Bezuschussung von Umlagen müsste entsprechend noch geregelt werden. Wir schlagen daher eine Ergänzung des bestehenden §24 EnWG um einen neu geschaffenen §24c für die Bezuschussung von netzseitigen Umlagen im Strombereich vor.

Energy Sharing

- Der VKU fordert einen **klaren, praxistauglichen Rechtsrahmen für Energy Sharing** gemäß den Vorgaben aus Artikel 15a Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EMD), inklusive einer gesetzlichen Ermächtigung an die BNetzA zum Erlass verbindlicher Marktkommunikationsvorgaben – unter Berücksichtigung der Interessen aller Markakteure und einer fairen Netzkostenverteilung. Die räumliche Abgrenzung von Energy Sharing sollte auf benachbarte Gebäude und Quartiere beschränkt bleiben. Die verbraucherschützenden Lieferantenpflichten sollten nicht stärker eingeschränkt werden als es Artikel 15a EMD erfordert.

KWK-Ausschreibungsverordnung

- KWK-Ausschreibungsvolumina schnellstmöglich festlegen:** Die aktuell gültige KWKAusV sieht Ausschreibungsvolumina nur bis einschließlich 2025 vor. Damit ist die rechtliche Grundlage für KWK-Ausschreibungen ab dem Jahr 2026 ungeklärt. Es droht ein Bruch in der Förderkulisse. Entsprechend sollte die vorliegende EnWG-Novelle genutzt werden, Rechtssicherheit zu schaffen, indem bedarfsgerechte Ausschreibungsvolumina zumindest für das Jahr 2026 festlegt werden; Artikel 1 Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes.

ZU DEN REGELUNGEN IM EINZELNEN

1. § 5 Abs. 4a EnWG-E – Entwicklung und Vorhaltung von Absicherungsstrategien für die Belieferung von Haushaltskunden mit Strom

Inhalt: Mit der Pflicht für Stromlieferanten zur Entwicklung und Einhaltung angemessener Absicherungsstrategien werden Vorgaben aus der EU-Strombinnenmarktrichtlinie umgesetzt. Diese Absicherungsstrategien sollen das Risiko von Änderungen des Energieangebots auf Großhandelsebene für die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Verträgen begrenzen. Haushaltskunden sollen darüber vor allzu hohen Preisschwankungen geschützt werden. Stromlieferanten sollen außerdem angemessene Maßnahmen ergreifen, um das Risiko eines Ausfalls der Belieferung zu begrenzen.

VKU-Bewertung: Bei der Energiebeschaffung verfolgen Stadtwerke eine risikoaverse Strategie, die ganz im Sinne der Daseinsvorsorge mehr auf die Versorgungssicherheit für ihre Kunden ausgerichtet ist als auf kurzfristige Gewinne. Sie beschaffen den überwiegenden Teil ihres Bedarfs strukturiert und vorausschauend auf Termin. Angemessene Absicherungsstrategien sind daher die Regel. Den Vorschlag, Nachweise

dieser Absicherungsstrategien im Rahmen eines regelmäßigen Monitorings zu erbringen, erachtet der VKU als unnötig, da so in erster Linie ein zusätzlicher Aufwand bei allen Energieversorgern generiert wird. Besser wäre es, die Bundesnetzagentur führt bei begründeten Verdachtsfällen Stichproben durch. Ferner sollte klar sein, dass die verpflichtende Vorhaltung von Absicherungsstrategien für Kundenverträge mit dynamischen Strompreistarifen nicht als angemessen gelten kann, da diese bewusst stärker an Kurzfristmärkte gekoppelt sind. Haushaltskunden, die sich für solche Tarife entscheiden, gehen bewusst das Risiko schwankender Preise im Stromgroßhandel ein.

2. § 14 EnWG – Aussetzung der Pflicht zum bilanziellen Ausgleich für VNB bis 2032, Neue Festlegungskompetenz BNetzA für abweichende Vorgaben

Inhalt:

Die Pflicht zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen durch VNB soll bis 2032 nur gelten, sofern und soweit dies die BNetzA entsprechend festlegt. Sofern keine entsprechende Pflicht für VNB durch die BNetzA vorgesehen ist, soll der Aufwand für den bilanziellen Ausgleich im Rahmen der finanziellen Entschädigung für die Redispatch-Maßnahme vom VNB gegenüber dem Anlagenbetreiber abgegolten werden.

VKU-Bewertung: Der VKU begrüßt die gemäß § 14 Abs. 1 S. 3 i. V. m. § 14 Abs. 1a geplante temporäre Aussetzung der Pflicht der Stromverteilernetzbetreiber, für einen bilanziellen Ausgleich ihrer Redispatch-Maßnahmen Sorge zu tragen. 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 BNetzA zu ersetzen.

Gemäß § 14 Abs. 1b ist § 13a Abs. 2 EnWG-E für Verteilnetzbetreiber mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass der Anlagenbetreiber als Bestandteil des finanziellen Ausgleichs einen angemessenen Aufwendungsersatz für den bilanziellen Ausgleich der Maßnahme des Verteilnetzbetreibers erhält. Laut Gesetzesbegründung soll hiermit eine Vereinheitlichung zu den Regelungen des § 13a Abs. 2 EnWG erreicht werden.

Im Zuge der Bewertung des Regelungsentwurfs in Zusammenarbeit mit unseren Mitgliedern zeigt sich, dass die betroffenen Akteure zu unterschiedlichen Einschätzungen gelangen.

- **Von Seiten der Verteilnetzbetreiber 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/Direktvermarkter 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 verantwortet und durchführt. Eine Einbeziehung des Anlagenbetreibers in die Abwicklung des Aufwendungsersatzes im Rahmen des bilanziellen Ausgleichs ist mit **erheblich praktischen Herausforderungen** verbunden. Eine Umsetzung des Regelungsentwurfs würde den Aufwand im Abrechnungsprozess zwischen Vermarktungsunternehmen und Anlagenbetreiber deutlich erhöhen.
 - **Problematische Rollenverteilung in der Praxis:** Die Anlagenbetreiber selbst haben weder die fachliche noch die organisatorische Ausstattung, um Abrechnungsthemen wie den Aufwendungsersatz prozesssicher zu handhaben. Eine vertragliche Regelung zwischen VNB, BKV und allen Anlagenbetreibern wäre kaum flächendeckend praktikabel umsetzbar – insbesondere nicht für kleinere Betreiber, bei denen oft wenig Standardisierung oder personelle Ressource vorhanden ist.
 - **Transparenz und Kostenaufstellung:** Die Ermittlung eines "angemessenen" Aufwands, der durch den Aufwendungsersatz gedeckt werden soll, setzt voraus, dass entsprechende Daten beim abrechnenden Akteur vorliegen. Das ist im Fall des Anlagenbetreibers nicht gegeben. Diese Informationen liegen typischerweise beim BKV oder Direktvermarkter – dort, wo tatsächlich Prozesse, Datenflüsse und Systemkosten anfallen.
 - Eine getrennte Ausweisung des Aufwendungsersatzes innerhalb des finanziellen Ausgleichs könnte zwar auf den ersten Blick Transparenz schaffen, führt aber nicht zwingend zu einem besseren Erstattungsmechanismus für die involvierten Akteure. Das Grundproblem bleibt: Der Anlagenbetreiber kann den Aufwand nicht validieren, geschweige denn korrekt vertraglich einfordern. Zudem fehlt die operative Handhabe zur Überprüfung und Abwicklung, und das Risiko

besteht dann auch für den Anlagenbetreiber, die Kosten 1:1 vom VNB erstattet zu bekommen, da der VNB ja wie immer Widerspruch einlegen kann.

- Der Aufwendungsersatz kann zudem nicht in derselben Periode wie die Energielieferungen abgerechnet werden, da hierzu erforderliche Informationen (insb. Ausgleichsenergiepreis) erst im Folgemonat zur 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 bestehenden 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.

Empfehlung: Die Regulierungsbehörde sollte zügig Klarheit schaffen.

3. § 11 Abs. 3 EnWG-E: Betrieb von Energieversorgungsnetzen - Haftung

Inhalt:

(3) In Rechtsverordnungen über die Regelung von Vertrags- und sonstigen Rechtsverhältnissen nach § 17 Absatz 3 oder § 18 Absatz 3 können auch Regelungen zur Haftung der Betreiber von Energieversorgungsnetzen aus Vertrag und unerlaubter Handlung für Sach- und Vermögensschäden, die ein Kunde durch Unterbrechung der Energieversorgung oder durch Unregelmäßigkeiten in der Energieversorgung erleidet, getroffen werden. Die Bundesregierung wird ferner ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Haftung der Betreiber von Energieversorgungsnetzen aus Vertrag und unerlaubter Handlung für Sach- oder Vermögensschäden, die ein Netznutzer durch Störungen der Netznutzung erleidet, zu regeln. In Rechtsverordnungen nach Satz 1 oder Satz 2 kann die Haftung auf vorsätzliche oder grob fahrlässige Verursachung beschränkt und der Höhe nach begrenzt werden.

VKU-Bewertung:

Grundsätzlich zu begrüßen

- Die Haftung ist auf vorsätzliche oder grob fahrlässige Verursachung zu beschränken und der Höhe nach zu begrenzen. Nicht "KANN".

Empfehlung:

- Satz 3 konkret: „In Rechtsverordnungen nach Satz 1 oder Satz 2 kann ist die Haftung auf vorsätzliche oder grob fahrlässige Verursachung beschränkt und der Höhe nach begrenzt werden.“

Das kann sonst bei Großstörungen zu unkalkulierbaren Risiken und Kosten für VNB führen, die auch potente Unternehmen gefährdenden können.

4. § 11c EnWG-E – „Überragendes öffentliches Interesse“ für Energiespeicher

Inhalt:

Die Errichtung und der Betrieb von Speichern soll im **überragenden öffentlichen Interesse** liegen – ähnlich wie EE-Anlagen.

VKU-Bewertung:

Sehr zu begrüßen.

- VKU fordert diese Regelung seit langem, um Speicherprojekte von VNB und SW planungsrechtlich abzusichern.

5. § 14d Abs. 10 EnWG-E: Errichtung und der Betrieb von Elektrizitätsverteilernetzen

Inhalt:

In Absatz 10 wird durch den folgenden Absatz 10 ersetzt:

„(1) Die Errichtung und der Betrieb von Elektrizitätsverteilernetzen liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit. Bis die Stromversorgung im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist, soll der beschleunigte Ausbau des Elektrizitätsverteilernetzes, einschließlich der für den Betrieb notwendigen Anlagen, als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführende Schutzwertabwägung eingebbracht werden. Satz 2 ist nicht gegenüber Belangen der Landes- und Bündnisverteidigung anzuwenden.“

VKU-Bewertung:

Sehr zu begrüßen.

6. § 20b EnWG-E – Einführung einer gemeinsamen Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugang

Inhalt

Mit § 20b 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.

VKU-Bewertung / Empfehlung

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.

7. § 23 c EnWG-E Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber

Inhalt

Die neuen Regelungen in Abs. 2a bis 2c verpflichten die Übertragungsnetzbetreiber, bestimmte Informationen auf einer gemeinsamen Internetplattform bereit zu stellen und mindestens stündlich zu aktualisieren. Die Bereitstellung der Prognosedaten soll „sofern verfügbar“ erfolgen.

VKU-Bewertung

Die Bereitstellung der Prognosedaten ist maßgeblich für die Erzeugung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Kraftstoffen (Wasserstoff). Eine „sofern verfügbar“-Regelung wirkt hemmend auf den H2-Markthochlauf. Deswegen muss es der Regelfall sein, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Prognosedaten bereitstellen.

Hintergrund ist, dass die RED III, konkret Artikel 20a der Richtlinie (EU) 2023/2413, die Übertragungsnetzbetreiber zur Bereitstellung von Prognosedaten zur Berechnung und Veröffentlichung der durchschnittlichen CO₂-Intensität des Stroms verpflichtet. Diese Daten sollen es ermöglichen, die Treibhausgasemissionen von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Kraftstoffen (Wasserstoff) präzise zu bewerten.

Diese Vorgabe ist entscheidend für die Bewertung der Treibhausgasemissionen des produzierten Wasserstoffs. Die Bereitstellung solcher Daten durch die Übertragungsnetzbetreiber ist somit ein zentraler Bestandteil der RED III und ihrer Umsetzung in nationales Recht. Der Einschub „sofern verfügbar“ würde die Vorgabe der RED III sowie die Anforderung der Elektrolysebetreiber aufweichen.

Empfehlung

Anpassung des Gesetzestexts:

~~Sofern verfügbar, stellen die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung stellen auf der Internetseite nach Satz 1 für den Folgetag zusätzlich eine Prognose zur Entwicklung der Daten und Informationen nach Satz 1 Nummern 1 und 2 zur Verfügung.~~

8. Neue Transparenz- und Veröffentlichungsverpflichtungen (§ 40 ff. EnWG-E)

Inhalt:

- Rechnungsinhalte, Zeiträume, Verbrauchsinformationen – mehr Transparenz für Letztverbraucher.
- Neue Vorgaben an Datenaufbereitung und Darstellung.

VKU-Bewertung:

Grundsätzlich begrüßt, aber umsetzungintensiv.

- VKU spricht sich für Verbraucherfreundlichkeit aus – fordert jedoch **realistische Umsetzungsfristen** und **kostenrefinanzierende Umsetzung**.

9. § 41a EnWG-E – Verpflichtendes Angebot von Festpreisverträgen

Inhalt: Stromlieferanten mit mehr als 200.000 Kunden werden verpflichtet, Verbrauchern Verträge mit einer Mindestlaufzeit von 12 Monaten unter Gewährleistung eines Festpreises anzubieten. Der Festpreis bezieht sich dabei auf den Versorgeranteil. Andere Preisbestandteile können nach Vereinbarung weiterhin angepasst werden. Die Regelung setzt Artikel 11 der Strombinnenmarkt-Richtlinie in nationales Recht um.

VKU-Bewertung: Die Verpflichtung zum Angebot von Festpreisverträgen ist angesichts der EU-rechtlichen Vorgaben nachvollziehbar. Allerdings sollte die Umsetzung auf das europarechtliche Mindestmaß beschränkt werden. Daher begrüßt der VKU, dass Festpreisverträge nur dann verpflichtend anzubieten sind, wenn ein Stromlieferant mindestens 200.000 Kunden beliefert.

10. § 41c EnWG-E – Änderung der Überschrift

Durch die vorgesehene Änderung beschränkt die in § 41c EnWG enthaltene Regelung zu Vergleichsinstrumenten nur noch auf den Strombereich. Allerdings passt hier die zu Nr. 61. lit. a) vorhandene Gesetzesbegründung nicht zur vorgenommenen Änderung.

11. § 42c EnWG – Einführung „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 wird in der Begründung zu § 42c darauf hingewiesen, 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 sowie die Zahlung von Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelten für verbrauchte Strommengen gewährleistet sein müssen.

Der VKU erkennt das Bemühen des BMWE 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 massenprozesstauglich 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)). Insbesondere sollte bis zu einer Festlegung der BNetzA aus Gründen der Vereinheitlichung und Standardisierung auf eine Harmonisierung der Aufteilungsschlüssel zwischen § 42b EnWG (gemeinschaftliche Gebäudeversorgung) und § 42c EnWG (neu) (Energy Sharing) geachtet werden.
- Nur durch verbindliche Vorgaben für die beteiligten Markakteure 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 Stromeinspeisung einer EE-Anlage bzw. eines EE-Speichers mit zu nutzen (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-Modell 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“ oder eine vereinfachte „sonstige Direktvermarktung“.

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 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“ oder eine vereinfachte „sonstige Direktvermarktung“.

Zu § 42c Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 i. V. m. Absatz 4 (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 4 Nummer 1 vorgenommene Bezugnahme auf das Bilanzierungsgebiet eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers ist zwar besser geeignet als die Festlegung eines Radius (der mehrere Verteilnetzgebiete erfassen kann, was alles noch komplexer macht). Zur Abgrenzung sollte jedoch ein Kriterium gefunden werden, dass in den energiewirtschaftlichen Rahmen passt und bürokratiearm umsetzbar ist.

Keinesfalls sollte der räumliche Anwendungsbereich jedoch, wie in § 42c Absatz 4 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 finden im engen räumlichen Zusammenhang zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsort statt, 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 Netzzengpässen durch Leistungsspitzen der mitnutzenden Letztverbraucher. Außerdem erschwert ein zu weiter räumlicher Anwendungsbereich die Netzplanung.

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

Zu § 42c Absatz 1 Satz 1 Nummer 6, 7 (viertelstündliche Messung)

Der VKU begrüßt, dass Energy Sharing gemäß § 42c unter der Maßgabe steht, dass der Strombezug an jeder belieferten Verbrauchsstelle mit einer viertelstündlichen registrierenden Leistungsmessung erfasst und die in der Anlage erzeugte oder gespeicherte Elektrizität mit einer Zählerstandsgangmessung nach § 2 Satz 1 Nummer 27 des Messstellenbetriebsgesetzes erfasst wird.

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 dem Reststromlieferant eine angemessene Basis für die Prognose des Reststromes zu Verfügung stehen, da die Kunden nicht mehr auf Basis von Standardlastprofilen bilanziert werden und somit der Reststromlieferant auch eine $\frac{1}{4}$ h-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 3 Nummer 2 (Aufteilungsschlüssel)

In § 42c Absatz 3 Nummer 2 sollte ergänzt werden, dass der Aufteilungsschlüssel, aus dem sich der Umfang des Rechts zur Nutzung der Elektrizität ergibt, zwischen Betreiber und Abnehmer einmalig festgelegt, bei erstmaliger Nutzung dem Netzbetreiber mitgeteilt und unverändert bestehen bleiben, solange nicht die Bundesnetzagentur eine Detailregelung zu Aufteilungsschlüsseln (in Bezug auf Individualisierbarkeit/Standardisierung und Veränderbarkeit) erlassen hat.

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. Aus Gründen der Einheitlichkeit und Standardisierung könnte bis zu einer Festlegung der BNetzA, auf die Aufteilungsschlüssel des § 42b EnWG (gemeinschaftliche Gebäudeversorgung) zurückgegriffen werden.

Zu § 42c Absatz 5

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.

Zu § 42c Absatz 7

Die verbraucherschützenden Lieferantenpflichten sollten für Energy Sharing-Teilnehmer nicht stärker eingeschränkt werden, als es Artikel 15a Absatz 4 (c) der Strombinnenmarktrichtlinie erfordert.

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

(7) § 5 und die §§ 40 bis 42 sind nicht anzuwenden, wenn

1. die von einem Haushaltskunden nach Absatz 1 betriebene Anlage eine installierte Leistung von ~~30~~ **10,8** Kilowatt nicht übersteigt oder
2. im Falle eines Mehrparteienhauses eine durch einen oder mehrere Haushaltskunden, die in dem gleichen Gebäude wohnen, nach Absatz 1 betriebene Anlage eine installierte Leistung von ~~100~~ **50** Kilowatt nicht übersteigt.

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 Strombinnenmarktrichtlinie 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.

12. § 118 Ziffer 4 EnWG-E – Übergangsregeln für den Netzanschluss von Biogasanlagen

Inhalt

Es wird klarstellend geregelt, dass Netzanschlussbegehren, die bis zum Ende des Jahres gestellt und bei denen die notwendige Vorauszahlung bis Ende des Jahres beim Netzbetreiber eingegangen ist, weiterhin nach den Regelungen des § 33 Absatz 1 bis 9 der mit Ablauf des 31. Dezember 2025 außer Kraft tretenden Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) behandelt werden, auch wenn der Anschluss der Anlage bis zum Jahresende nicht erfolgt sein sollte.

VKU-Bewertung

Der VKU begrüßt diese Regelung. Es empfiehlt sich aber bis zur Umsetzung des EU-Gasbinnenmarktpakets (August 2026) vorzudenken. Im Rahmen dessen erwarten wir eine dauerhafte Lösung für den Netzanschluss von Biogasanlagen.

Begründung

Damit es zwischen dem Außerkrafttreten der GasNZV und der nationalen Umsetzung der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie keine zusätzliche, bürokratische und möglicherweise rechtlich angreifbare Regelung gibt, schlägt der VKU eine übergangsweise Weitergeltung des § 33 GasNZV auch nach dem 31.12.2025 ohne Zwischenlösung vor. Dabei sollte die

Weitergeltung der vorgenannten Regelung mittels gesetzlicher Anordnung lückenlos gewährleistet werden, bis die neuen Regeln zum Biogasanschluss in Umsetzung des EU-Gasbinnenmarktpaket in Kraft treten. Zudem sollte in diesem Zusammenhang klargestellt werden, dass die dem Netzbetreiber im Zusammenhang mit dem Netzanschluss von Biogasanlagen entstehenden Kosten weiterhin gemäß § 20b GasNEV gewälzt und bundesweit umgelegt werden dürfen.

ARTIKEL 18: ÄNDERUNGEN DES MESSSTELLENBETRIEBSGESETZES

Einleitung

Der VKU begrüßt grundsätzlich die Weiterentwicklung des Messstellenbetriebsgesetzes im Rahmen der EnWG-Novelle, mahnt jedoch entscheidende Nachbesserungen an, um einen realistischen, sicheren und wirtschaftlich tragfähigen Rollout intelligenter Messsysteme zu gewährleisten. Insbesondere müssen Übergangsregelungen, technische Realitäten und besondere Infrastrukturanforderungen stärker berücksichtigt werden.

Zu den Regelungen im Einzelnen

1. Steuerung und agile Rolloutphase: Praxisgerechte Übergangsregelungen nötig

Die vorgesehene Kopplung von Messung und Steuerung über das Smart-Meter-Gateway (SMGW) ist technisch noch nicht flächendeckend umsetzbar. Der VKU fordert daher:

- eine **Verlängerung der agilen Rolloutphase bis Ende 2027** (§ 31 MsbG),
- die **Möglichkeit zur Steuerung über konventionelle Technik** in der Übergangszeit,
- eine **Entkoppelung der Einbaupflichten** von Steuerungseinrichtung und SMGW,
- sowie eine **Kostendeckelung** für konventionelle Steuerung im Übergangszeitraum.

Diese Schritte sind unerlässlich, um Systemstabilität zu gewährleisten und Anschlussnutzer nicht zusätzlich zu belasten.

2. Informationspflichten: Fristen praxistauglich gestalten

Die Verkürzung der Frist für das Informationsschreiben des Messstellenbetreibers von drei Monaten auf sechs Wochen begrüßen wir. Aus unserer Sicht sollte das Informationsschreiben außerdem nur an den Anschlussnutzer gerichtet werden müssen. Ein Schreiben sowohl an den Anschlussnutzer als auch an den Anschlussnehmer führt zu einer Doppelung und zusätzlichen Aufwänden, zudem liegen dem Messstellenbetreiber oftmals die benötigten Informationen über den Anschlussnehmer nicht vor.

3. Haltefrist & Bündelangebote: Investitionsschutz und Kundenoptionen vereinen

Der VKU unterstützt die Einführung einer **Haltefrist**, sofern **vertragliche Sonderkündigungsrechte** bestehen bleiben (z. B. bei Schlechtleistung). Jedoch halten wir anstelle einer **Haltefrist von 2 Jahren eine Haltefrist von 5 Jahren** für angemessen, da die primären Aufwände für die Ausstattung und Administration neben den laufenden OPEX der Messstelle erst wieder erwirtschaftet werden müssen. Sollte die Architektur und die Anforderungen von Gateway- und Messtechnik künftig vereinfacht werden und damit geringere OPEX und CAPEX verursachen, wäre auch eine kürzere Haltefrist vertretbar.

Zudem dürfen **Bündelangebote** für spartenübergreifende Messkonzepte durch die Haltefrist nicht eingeschränkt werden.

Die im Entwurf vorgesehene **Ausweitung des gebündelten Messstellenbetriebs um die Sparte Wasser lehnen wir ab**. Bündelangebote im Rahmen des Liegenschaftsmodells nach § 6 MsbG ergeben erst Sinn, wenn sowohl die dahinterliegenden Gesetze, Verordnungen, Prozesse und Standards allgemein und sparten-spezifisch, v. a. außerhalb regulierter Sparten, definiert und angepasst wurden. In der Praxis haben wir festgestellt, dass weder die notwendigen Marktprozesse noch technische Regelwerke für einen liberalisierten Messstellenbetrieb der Sparten Fernwärme und Wasser vorliegen. Auch die letzten Aktivitäten um die FFVAV und AVBFernwärmeV haben an diesem Missstand/Zustand nichts verändert.

4. Erweiterung auf Gas und Wasserstoff: Technologische Realität berücksichtigen

Die Einbeziehung von Wasserstoffzählern bis 2028 ist **nicht realistisch umsetzbar**. Unklare Anforderungen an Strom-MSB zur Anbindung von Gasmessung führen zu Fehlanreizen und sollten **klarstellend überarbeitet** werden.

5. Visualisierung: Mobile und nutzerfreundliche Lösungen stärken

Die Priorisierung von Online- bzw. App-Lösungen bei der Bereitstellung von Daten für Anschlussnutzer und Anlagenbetreiber nach §§ 61 und 62 MsbG ist zu begrüßen. Eine Verkürzung der Bereitstellungszeit der Daten von 24 Stunden auf 15 Minuten ist jedoch in der heutigen System- und Prozesswelt und den damit verbundenen TK- und Systemkosten grundsätzlich kritisch zu bewerten.

Die Bereitstellung viertelstündlicher Daten sollte jedoch **nur auf aktive Anforderung** erfolgen, um den Aufwand auf das unbedingt notwendige Maß zu begrenzen und Kostenexplosionen bei Backend-Systemen zu vermeiden.

6. Entschädigung bei Messwertmängeln: Fehlanreize vermeiden

Das Bestreben, die Messwertqualität intelligenter Messsysteme zu verbessern, ist nachvollziehbar. Die Ursachen für fehlerhafte oder fehlende Messwerte sind jedoch

vielfältig und nicht immer durch die Messstellenbetreiber (MSB) zu verantworten. Beispiele sind mangelhafte WAN-Abdeckung an bestimmten Standorten oder temporäre Verbindungsausfälle, etwa durch Wartungsarbeiten.

Die geplante Entschädigungspflicht bei mangelhafter Messwertqualität ist daher in der derzeitigen Form **nicht sachgerecht**. Sie darf zumindest nicht zu verschuldensunabhängiger Haftung führen. Zudem ist sie mit bestehenden Vertragsstrafen (z. B. MaBiS-Hub) unvereinbar. Der VKU schlägt vor explizit klarzustellen, dass die Haftung **nur bei einer schuldhaften Pflichtverletzung in Betracht kommt**.

7. Preisobergrenzen & Rollout-Quoten: Wirtschaftlichkeit sichern

- Die **Anhebung der Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen auf 30 €** ist dringend geboten, um die Wirtschaftlichkeit sicherzustellen. Zudem braucht es:
- eine **Anerkennung rückfälliger Messstellen** bei der Rollout-Quote (§ 45 MsbG),
- eine **Klarstellung zur Anwendbarkeit von Steuerungseinrichtungen**, nur wenn am Netzzchlusspunkt tatsächlich steuerbare Anlagen vorhanden sind.

8. Ausnahme für geschlossene Verteilernetze: Sicherheitslage beachten

Für geschlossene Verteilernetze mit besonders sicherheitskritischen Infrastrukturen (z. B. Flughäfen, Industrieparks) ist eine **gesetzlich verankerte Ausnahme von der Rolloutpflicht** notwendig.

SMGW-Technik erfüllt dort weder funktionale Anforderungen noch IT-Sicherheitsanforderungen. Bereits vorhandene, hochsichere Mess- und Steuerungstechnik ist ausreichend. Ein verpflichtender Einbau wäre **unverhältnismäßig und kontraproduktiv**.

9. Resilienz der Energieversorgung und Schwarzfall (§ 34 Abs. 2 Satz 2 Nr. 8, Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 MsbG)

Eine schwarzfallfeste Telekommunikation-Anbindung ist für die Resilienz der Energieversorgung nicht erforderlich und sogar kritisch zu sehen, da mit dem Fokus auf Schwarzfallfestigkeit bei einem Schwarzfall nach Ablauf der gesicherten schwarzfallfesten Zeitspanne ein undefinierter Zustand entstehen würde. Auch in anderen europäischen Ländern findet sich keine derartige Anforderung. Die Forderung fand sich allerdings im Digitalisierungsbericht nach § 48 MsbG des BMWK sowie in der aktuellen Gesetzesfassung (§ 34 MsbG). Belegte technische Gründe wie auch fundierte Kosten-Nutzen-Vergleiche liegen derzeit für eine derartige Forderung nicht vor.

Die Forderung nach einer schwarzfallfesten TK-Strecke impliziert die Notwendigkeit einer teuren und wartungsintensiven Batterie-Pufferung am Kundenstandort. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) sowie das SMGW greifen auf Computertechnik zurück,

die im Falle eines Netzausfalls einen Boot-Vorgang durchlaufen muss, bevor sie wieder funktionsfähig ist. Die Zeitspanne für die Rückkehr zur Funktionalität der TK-Strecke, inklusive des TK-Core Netzes, entspricht etwa der Boot-Zeit der SteuVE bzw. SMGWs. Eine batteriegepufferte Schwarzfallfestigkeit der TK-Strecke einschließlich des TK-Core-Netzes und damit auch dieser Geräte würde daher keinen zusätzlichen Funktionsgewinn bringen

Aus den aufgeführten Gründen sprechen wir uns weiterhin für eine Streichung von § 34 Abs. 2 Satz 2 Nr. 8 MsbG und entsprechende Streichung des Verweises auf diese Regelung in § 34 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 MsbG aus. Eine solche Vorgabe ist überflüssig und wäre kostenschädlich für den weiteren Rollout.

Fazit

Die geplanten Anpassungen im MsbG enthalten wichtige Impulse, greifen aber an mehreren Stellen zu kurz. Der VKU fordert eine **praxisnahe, sicherheitsbewusste und wirtschaftlich tragfähige Umsetzung**, die den Rollout nicht gefährdet, sondern stabilisiert. Dafür braucht es klare Übergangsregeln, differenzierte Pflichten und eine bessere Berücksichtigung der kommunalen Realitäten

(NEU) ARTIKEL 30: ÄNDERUNGEN DER KWK-AUSSCHREIBUNGSVERORDNUNG

1. Zu § 3 Gebotstermine und Ausschreibungsvolumen

Inhalt:

§ 3 Abs. 2 Nr. 2 regelt die Verteilung des KWK-Ausschreibungsvolumens auf die zwei Segmente „Ausschreibungen für KWK-Anlagen“ und „Ausschreibungen für innovative KWK-Systeme“ für den Zeitraum 2018 bis 2025. Satz 2 regelt ferner, dass die Bundesregierung rechtzeitig einen Vorschlag für die Verteilung des jährlichen Ausschreibungsvolumens für die Jahre ab 2026 vorzulegen hat.

VKU-Bewertung:

Obwohl § 3 Absatz 2 Satz 2 KWKAusV die Bundesregierung ausdrücklich beauftragt, rechtzeitig Vorschläge für Folgejahre vorzulegen, ist dies bislang nicht erfolgt. Damit ist die rechtliche Grundlage für KWK-Ausschreibungen ab dem Jahr 2026 ungeklärt. Die aktuell gültige KWKAusV sieht Ausschreibungsvolumina nur bis einschließlich 2025 vor.

Das BAFA hat bestätigt, dass es derzeit keine Grundlage für Ausschreibungen ab 2026 gibt. Ohne eine zeitnahe gesetzgeberische Initiative droht ein Bruch in der Förderkulisse. Ein solcher Fadenriss wäre nicht nur für laufende Projekte problematisch, sondern würde auch das Vertrauen in die Verlässlichkeit des regulatorischen Rahmens insgesamt erschüttern. Entsprechend sollte die vorliegende EnWG-Novelle genutzt werden, Rechtssicherheit zu schaffen, indem bedarfsgerechte Ausschreibungsvolumina für das 2026 und Folgejahre, zumindest aber für das Jahr 2026, festlegt werden. Dies steht auch im Einklang mit der jüngst erfolgten Novelle des KWKG (KWKG 2025), die im Rahmen der vorhandenen beihilferechtlichen Genehmigung die Förderung für KWK-Anlagen außerhalb der Ausschreibungssegmente über 2026 hinaus ermöglicht. Ein Zuwarten auf die im Koalitionsvertrag vorgesehene und langfristige Weiterentwicklung des KWKG lässt die Dringlichkeit nicht zu. Diese steht einer kurzfristigen Festlegung der Ausschreibungsvolumen auch nicht entgegen.