

Stellungnahme

Juli 2025

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich

Zusammenfassung

Bitkom begrüßt die geplanten Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zur Erhöhung der Messdatenqualität, zur Digitalisierung von Netzanschlussverfahren, zur Vereinfachung des Liegenschaftsmodells und zur Bereitstellung von »Echtzeitdaten« grundsätzlich. Der Entwurf enthält damit einige Änderungen, die zur Digitalisierung des Energiesystems beitragen. Im Detail gibt es zu einigen rechtlichen und technischen Fragen allerdings noch Klärungsbedarf. In der vorliegenden Ausgestaltung der Regelungen zum Energy Sharing ist nicht davon auszugehen, dass die Novellierung eine spürbare Auswirkung auf die Nutzung von Energy Sharing-Modellen haben wird. Für die dringend notwendige Beschleunigung der Netzanschlüsse sind wichtige Regelungen weiterhin ausstehend. Bitkom hat bereits in der Vergangenheit u.a. im Rahmen des Netzanschlussgipfels auf die Bedeutung digitaler, einheitlicher und standardisierter Netzanschlussverfahren hingewiesen¹.

Grundsätzlich weisen wir darauf hin, dass der im Digitalisierungsbericht skizzierte Handlungsrahmen über die reine Umsetzung der Smart Metering Infrastruktur hinaus einen Fokus auf durchgängige Datenarchitekturen, maschinenlesbare Schnittstellen und Interoperabilität über Systemgrenzen hinwegsetzen sollte. Technologische Voraussetzungen für die Sektorkopplung, Demand Side Management, und das automatisiertes Energiemanagement sind zu stärken.

¹ <https://www.bitkom.org/sites/main/files/2024-05/digitalisierungdernetzanschlussverfahren.pdf>

Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (Artikel 1)

§ 3 – Begriffsbestimmungen

Mieterstrom ist ein Konzept der Belieferung von Mieter*innen mit Strom, der zum Teil lokal in Solaranlagen erzeugt und ohne Netzdurchleitung geliefert wird (§21 Absatz 3 EEG). Zur energiewirtschaftlichen Bilanzierung der Mieterstrombelieferung wird hinter dem betroffenen Netzanschlusspunkt eine Kundenanlage nach §3 Absatz 24a EnWG bzw. §3 Absatz 24b EnWG gebildet. Die derzeit breite Auslegung der Kundenanlage im EnWG wurde im November 2024 vom EuGH (auf Anfrage des BGH) und nun vom BGH (EnVR 83/20) für europarechtswidrig befunden, mit Bezug auf einen konkreten Klagefall. Den Urteilen zufolge stellen einige Kundenanlagen unter Umständen unzulässige Ausnahmen vom Verteilnetz dar und sind demnach als Verteilnetze einzustufen, mit den entsprechenden Rechten und Pflichten. Daraus ergibt sich eine generelle Rechtsunsicherheit, für die die Umsetzung von Mieterstrom im konkreten und von Kundenanlagen generell. Diese Unsicherheit sollte im Rahmen der EnWG unbedingt behoben werden, um den Rollout von netzdienlichen dezentralen Liefermodellen und insbesondere von Mieterstrom nicht zu behindern, und um Investoren einen verlässlichen Rechtsrahmen zu bieten.

Hausverteilungen sollten explizit vom Verdacht ausgenommen werden, Verteilnetz zu sein. Damit würde Rechtssicherheit für die Immobilienbranchen sichergestellt und für Mieterstrommodelle innerhalb von Hausverteilungen. Konkret schlagen wir die Einführung einer neuen Begriffsbestimmung in § 3 EnWG für Hausverteileranlagen sowie eine Anpassung der Definition für Energieversorgungsnetze in §20 vor:

»Hausverteileranlagen: Energieanlagen zur Abgabe von Energie, die sich auf einem Grundstück oder Gebäude befinden und mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind und die jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden.«

§ 11 c - Überragendes öffentliches Interesse für Energiespeichieranlagen

Die Anerkennung von Energiespeichern als Infrastrukturelemente im überragenden öffentlichen Interesse ist ein wichtiger regulatorischer Schritt. Neben stationären Batteriespeichern sollten auch Power-to-Gas, thermische Speicher und hybride Speicherformen in die gesetzliche Systematik aufgenommen werden. Klare Regeln für Marktzugang und Netzintegration müssen folgen.

§ 14d - Planung und besondere Bedeutung des Verteilernetzausbaus; Festlegungskompetenz; Verordnungsermächtigung

Die rechtliche Aufwertung des Verteilernetzausbaus ist zu begrüßen. Neben physischem Netzausbau sind auch digitale Technologien (z. B. Sensorsysteme, Netzautomatisierung, Software für Lastprognosen) explizit als Teil der Netzinfrastuktur zu definieren. Besonders hervorzuheben ist dabei die Rolle von intelligent ausgestatteten Ortsnetzstationen als digitale Knotenpunkte. In diesem Zusammenhang empfiehlt es sich, die Ortsnetzstationen mit Sensorik, Edge-Computing, automatisierter Fehlerlokalisierung und Kommunikationstechnik auszustatten und dies explizit als Teil der förderfähigen digitalen Netzinfrastuktur in §14d EnWG zu definieren.

Ein ganzheitlicher Digitalisierungsansatz muss sowohl das Mittel- als auch das Niederspannungsnetz adressieren. Die digitale Ertüchtigung von Ortsnetzstationen ist Voraussetzung für die netzdienliche Steuerung von Ladevorgängen bei E-Mobilität und Wärmepumpen, die Integration von Erzeugung auf Niederspannungsebene, die Überwachung von Spannungs- und Lastverläufen in Echtzeit und den Netzwiederaufbau und Störungsmanagement bei extremen Wetterlagen.

§ 20 - Zugang zu den Energieversorgungsnetzen; Festlegungskompetenz

Wir begrüßen die Klarstellungen zum Netzzugangsanspruch in § 20.

Entsprechend unserer vorgeschlagenen Änderung in § 3 EnWG sollte für Hausverteileranlagen klargestellt werden, dass sie analog zu Kundenanlagen mittels virtuellen Summenzähler bilanziert werden können. Konkret schlagen wir Ergänzung von § 20 Nr. 1d EnWG vor:

»Der Betreiber des Energieversorgungsnetzes, an das eine Kundenanlage oder eine Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung **oder eine Hausverteileranlage** angeschlossen ist, hat den Zählpunkt zur Erfassung der durch die Kundenanlage **oder die Hausverteileranlage** aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommenen und in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strommenge (Summenzähler) sowie alle Zählpunkte bereitzustellen, die für die Gewährung des Netzzugangs für Unterzähler innerhalb der Kundenanlage **oder der Hausverteileranlage** im Wege der Durchleitung (bilanzierungsrelevante Unterzähler) erforderlich sind. Bei der Belieferung der Letztverbraucher durch Dritte findet im erforderlichen Umfang eine Verrechnung der Zählwerte über Unterzähler statt. Einem Summenzähler nach Satz 1 stehen durch einen virtuellen Summenzähler rechnerisch ermittelte Summenmesswerte eines Netzanschlusspunktes gleich, wenn alle Messeinrichtungen, deren Werte in die Saldierung eingehen, mit intelligenten Messsystemen nach § 2 Satz 1 Nummer 7 des Messstellenbetriebsgesetzes ausgestattet sind. Bei nicht an ein Smart-Meter-

Gateway angebotenen Unterzählern ist eine Verrechnung von Leistungswerten, die durch standardisierte Lastprofile ermittelt werden, mit am Summenzähler erhobenen 15-minütigen Leistungswerten des Summenzählers aus einer registrierenden Lastgangmessung zulässig.«

§ 20 b - Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs; Festlegungskompetenz

Die Beschleunigung und Digitalisierung des Netzzugangsverfahrens sind ein wichtiges Ziel, dem grundsätzlich hohe Priorität beizumessen ist. Eine zentrale Internetplattform kann hierbei ein wirksames Instrument sein. Insbesondere das Potenzial zur Beschleunigung und Standardisierung der Verfahren wird als positiver Beitrag zur Entbürokratisierung bewertet. Dabei sollten jedoch bestehende Lösungen wie die Plattform VNBdigital berücksichtigt und wo sinnvoll eingebunden oder weiterentwickelt werden, um Doppelstrukturen zu vermeiden und vorhandene Ansätze effizient zu nutzen.

Gleichzeitig wird die Einführung einer gemeinsamen Internetplattform von einigen Mitgliedern innerhalb der Mitgliedschaft kritisch gesehen. Wir weisen darauf hin, dass die Umstellung auf eine einheitliche Plattform für Netzbetreiber, die bereits über etablierte und funktionierende Systeme verfügen, mit erheblichem technischem und organisatorischem Aufwand verbunden ist. Daher sollte bei der Ausgestaltung der Vorgaben ein angemessenes Maß an Übergangsfristen, Kompatibilität und Flexibilität berücksichtigt werden, um den Aufwand für bestehende Systeme in vertretbaren Grenzen zu halten und Doppelstrukturen zu vermeiden.

Zur Diskussion steht außerdem die konkrete Ausgestaltung der Informationsbereitstellung über die Plattform: Während manche Akteure fordern, dass sämtliche Abfragen ausschließlich direkt über die Plattform erfolgen müssen, sprechen sich andere – insbesondere Netzbetreiber mit bestehenden Portallösungen – dafür aus, dass eine Verlinkung auf bestehende, leistungsfähige Online-Tools weiterhin möglich bleibt. Bitkom plädiert dafür, beide Perspektiven im Gesetzgebungsverfahren angemessen zu berücksichtigen und eine technisch praktikable, zugleich anwenderfreundliche Lösung zu entwickeln.

Technische Ausgestaltung

Bei der digitalen Ausgestaltung des Netzzugangsprozesses muss sichergestellt werden, dass Netzzugangsbegehren sowohl vom Netzzugangsberechtigten selbst als auch durch ihn beauftragte Dritte (Dienstleister oder auch Installateure) barrierefrei und ohne weiteren Zusatz- oder Abstimmungsaufwand gestellt werden können. Hierfür ist eine zentrale API unerlässlich. Es braucht zudem einen zuverlässigen, digitalen Kommunikationskanal zwischen Anschlussgebern und Anschlussnehmern, um antrags- und fachspezifische Fragen klären zu können.

Zeitplan zur Entwicklung und Inbetriebnahme

Die im Entwurf vorgesehene Frist, Informationen erst zwei Jahre nach Verkündung über die Plattform bereitzustellen, ist innerhalb der Mitgliedschaft umstritten. Aus

Anwendersicht sollte die Plattform ab dem Tag im Jahr nach der Verkündung betriebsbereit sein und entsprechende Funktionen bieten, um frühzeitig von den Digitalisierungseffekten zu profitieren. Netzbetreiber hingegen sehen in der Umstellung auf eine zentrale Plattform – insbesondere bei bestehenden Systemen – einen erheblichen technischen und organisatorischen Aufwand und plädieren für längere Übergangsfristen. Bitkom empfiehlt, diese unterschiedlichen Perspektiven bei der weiteren Ausgestaltung ausgewogen zu berücksichtigen und praxistaugliche Übergangsregelungen zu schaffen.

Eine Weiterentwicklung des Marktstammdatenregisters könnte ebenfalls eine praktikable Lösung darstellen, da dort bereits heute Letztverbraucher und Verteilnetzbetreiber Daten eingeben und abgleichen.

Einheitliche Messkonzepte

Die Möglichkeit, einheitliche Messkonzepte bestellen zu können ist absolut wünschenswert. Aktuell gibt es große Probleme bei der Ausarbeitung einheitlicher Standards zur Erfassung der Ist-Einspeisung nach §9 EEG, da diese im Gesetz nicht definiert wird. Hier wäre auch eine Klarstellung in §9 EEG wünschenswert. In komplexen Messkonzepten kann mindestens zwischen einer physikalischen und bilanziellen Einspeisung unterschieden werden.

Weitere Regelungen für die Beschleunigung von Netzanschlüssen

Für die dringend notwendige Beschleunigung der Netzanschlüsse sind folgende Regelungen des Entwurfs zur Änderung des EnWG vom 28. August 2024 weiterhin ausstehend. Diese sollten vom BMWF noch einmal zeitnah in einem Gesetzentwurf aufgegriffen werden:

1. Pflicht zur Digitalisierung der Netzanschlussverfahren
2. Einführung verbindlicher Fristen für die Bearbeitung von Vollständigkeitsprüfungen bei Netzanschlussbegehren
3. Vorgaben zur Standardisierung und Vereinheitlichung für die Formate und Anforderungen bzgl. der Informationen, die Anschlussbegehrende an den Netzbetreiber für ein Netzanschlussbegehren übermitteln müssen sowie für die Mitteilung des VNB mit den Prüfungsergebnissen zum Begehren
4. Unverbindliche Netzanschlusssauskunft inkl. Angaben zu einer Schätzung der Kosten und einer Übermittlung der Auskunft über eine standardisierte API.

Diese Maßnahmen sind u. a. für eine Beschleunigung der Netzanschlussprozesse für den Ausbau von Ladeinfrastruktur notwendig, da die Verzögerungen der Netzanschlüsse in diesem Geschäftsfeld zu massiven Verzögerungen und der Behinderung eines skalierten Ladesäulenausbaus führen.

Darüber hinaus setzen wir uns für eine Verpflichtung ein, dass VNB die Technischen Anschlussregelungen (TAR) im Rahmen ihrer Technischen Anschlussbedingungen (TAB) verbindlich umsetzen müssen. Abweichungen von den TAR müssen von der BNetzA genehmigt werden.

§ 23c - Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber

. Die transparente Darstellung der Informationen zur stündlichen Veröffentlichung des Anteils erneuerbare Energien, sowie der CO₂-Emissionen im Strommix ist mit hohen Kosten und Aufwand verbunden.

Vor diesem Hintergrund fordern wir, dass auch die nationale Umsetzung der Datenbereitstellungspflichten gemäß Artikel 20a der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) durch Automobilhersteller zügig erfolgt. Eine einheitliche und systemübergreifende Datenbereitstellung ist entscheidend, um sektorenübergreifende Anwendungen wie intelligentes Laden, Fahrzeug-zu-Netz-Konzepte oder emissionsbasierte Abrechnungssysteme effektiv zu ermöglichen.

§ 42c - Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien

Wir begrüßen, dass der Bund den europäischen Rechtsrahmen zum Energy Sharing endlich umsetzt. Damit lässt sich z.B. überschüssiger Solarstrom an Häuser liefern, die nicht für eine eigene PV-Anlage geeignet sind. So könnten mehr Mieterinnen und Mieter von günstigem und grünen Mieterstrom profitieren. Positiv hervorzuheben ist hierbei, dass Unternehmen als Dienstleister teilnehmen können, was die Einführung des Modells im großen Maßstab und die Nutzung der Vorteile für Kunden ermöglicht. Gleichwohl bleiben noch diverse Fragen und Herausforderungen unbeantwortet. Zunächst fehlen geeignete finanzielle Anreize für Endverbraucher, um eine flächendeckende Nutzung von Energy Sharing-Modellen zu erzielen. Akteure deren wirtschaftlicher Hauptzweck der Anlagenbetrieb ist, werden ausgeschlossen, damit können z.B. Anbieter von Mieterstrommodellen die Regelung nicht anwenden. Es bleibt offen, was mit diesem Ausschluss intendiert ist. Auch sind die Marktkommunikationsprozesse noch nicht geklärt und müssten zügig umgesetzt werden. Die Rahmenbedingungen für transparente, digitale Abrechnungssysteme sowie für dynamische Last- und Einspeiseprofile in Multi-User-Settings müssen konkretisiert werden. Kommunale Quartiersprojekte sollten bevorzugt berücksichtigt werden.

Bitkom spricht sich dafür aus, dass das Gesetz den lokalen Gedanken des Energy Sharing widerspiegeln sollte. Ziel des Energy Sharing ist es, die gemeinschaftliche Nutzung von erneuerbarer Energie in einem räumlich engen Zusammenhang, etwa innerhalb eines Quartiers oder zumindest in geographisch klar abgegrenzten Gebieten, zu ermöglichen und damit die lokale Flexibilität zu stärken. Eine Ausgestaltung, bei der Strom über sehr große Entfernungen oder innerhalb weitläufiger Bilanzierungsgebiete geteilt werden kann, würde diesem Leitgedanken widersprechen und die Wirksamkeit lokaler Flexibilitätsmechanismen untergraben.

Hinweis zur Umsetzung der Energy-Sharing-Regelungen ab dem 1. Juni 2026

Laut Gesetzentwurf sind Verteilnetzbetreiber verpflichtet, ab dem 1. Juni 2026 die Möglichkeit zur gemeinsamen Nutzung von Elektrizität (»Energy Sharing«) innerhalb

ihres Bilanzierungsgebietes bereitzustellen. Die hierfür erforderlichen Marktkommunikationsprozesse und standardisierten Datenflüsse stehen derzeit jedoch noch nicht zur Verfügung. Daher muss der Vorschlag zur Einführung entweder:

- im Rahmen des regulären Formatturnus zum 1. Oktober 2026 berücksichtigt oder
- im Ausnahmefall bereits zum 1. Juni 2026 außerplanmäßig umgesetzt werden.

Beide Optionen erfordern eine zeitnahe Anstoßung der Umsetzung, um die fristgerechte Markteinführung des Modells sicherzustellen. Wird die Prozesslandschaft nicht automatisiert und standardisiert bereitgestellt, droht ein erheblicher manueller Aufwand für alle beteiligten Markttrollen – insbesondere Netzbetreiber, Lieferanten, Messstellenbetreiber und Aggregatoren. Dies wäre nicht nur ineffizient, sondern gefährdet die zeitnahe betriebliche Umsetzung des neuen Geschäftsmodells.

Koordination mit anderen Netzbetreibern

Koordination mit anderen Netzbetreibern bedeutet enormen Mehraufwand. Dieser übersteigt den gewünschten Vorteil durch Partizipation des Endnutzers. Wir sprechen uns daher für die Streichung von § 43 c Absatz 4 Nr.2 aus.

Praktische Umsetzung und finanzielle Auswirkungen

Für Lieferanten, die mitnutzende Letztverbraucher als Kunden haben, stellen sich Fragen zur Prognostizierbarkeit und zur Abrechnung von Abgaben und Umlagen der betreffenden Kunden. Es bleibt offen, auf welchem Weg der Letztverbraucher Zugriff auf die bilanzierungsrelevanten Messwerte erhält, wenn z.B. kein Energieserviceanbieter zum Einsatz kommt und welche Rolle hierbei die gemeinsame Plattform nach §20b (neu) einnimmt. Unklar bleibt zudem, wie Lieferanten über Beginn und Ende der Energy Sharing-Nutzung informiert werden und ob die Möglichkeit auch in der Grundversorgung besteht. Hier müssen Marktkommunikationsprozesse und Messkonzepte für die Teilversorgung standardisiert werden. Nach aktueller Entwurfslage soll der Lieferant verpflichtet werden, Abgaben und Umlagen der verbrauchten Energiemengen für den (Reststrom-)Kunden abzugrenzen und abzurechnen und dies sowohl für die gelieferten Reststrommengen als auch die im Rahmen des Energy Sharing vom Endverbraucher verbrauchten Strommengen. Dies bewerten wir kritisch, da damit ein zusätzliches Inkasso-Risiko für die Lieferanten geschaffen wird und weder die nötigen Informationen vorliegen noch nachvollziehbar ist, wie Lieferanten diese Aufwände und eventuelle Zahlungsausfälle erstattet werden sollen.

Einbindung von Produktionsüberschüssen

Es fehlt eine einfache Veräußerungsform für Überschüsse. Derzeit ist nur die »sonstige Direktvermarktung« möglich, was für Anlagen im Leistungsbereich von 15 bis 25 kWp aufgrund der Komplexität und Kosten unwirtschaftlich ist. Wir fordern eine klare Beschreibung der Veräußerungsform, bei der der VNB mit dem grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) die Überschussmenge um den Verbrauch des Energy

Sharing Konstrukts reduziert und diese Reduktion in der jährlichen Netzaabrechnung EEG-Vergütung ausweist.

§111e - Marktstammdatenregister

Die systematische Verankerung von Wasserstoffnetzen und -speichern im EnWG ist positiv. Eine koordinierte Netzplanung über Sektorgrenzen hinweg (z. B. Strom-Wasserstoff-Kopplung) sollte gesetzlich gestärkt werden. Die Einrichtung von Innovationszonen mit regulatorischen Sandboxes für Wasserstoffanwendungen wird empfohlen.

Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes (Artikel 18)

Um Akzeptanz zu fördern, sollten Anwendungsfälle des Smart-Meter-Rollout (z. B. für flexible Tarife, Speichersteuerung, Elektromobilität) priorisiert und Endnutzerkommunikation gestärkt werden. Zudem ist eine verbindliche Klärung der Kostenallokation zwischen Netzbetreibern, Lieferanten, Drittanbietern und Letztverbrauchern zentral.

§ 5 - Auswahlrecht des Anschlussnutzers

Die aktuelle Gesetzesinitiative sieht vor, dass der Anschlussnutzer das Recht auf Auswahl eines wettbewerblichen Messstellenbetreibers erst zwei Jahre nach Inbetriebnahme eines intelligenten Messsystems (iMsys) durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber ausüben kann. Diese sogenannte »Haltefrist« wird innerhalb der Mitgliedschaft unterschiedlich bewertet.

Aus Sicht des Vertriebs, der auf einen funktionierenden Wettbewerb und Kundenzufriedenheit fokussiert ist, stellt die Haltefrist eine unnötige Einschränkung des Auswahlrechts dar.

- Statt durch klare Vorgaben zur Interoperabilität und Weiterverwendbarkeit von Geräten einen Wechsel des Messstellenbetreibers zu ermöglichen, wird die Verantwortung auf den Kunden abgewälzt, dessen Wechselrecht unnötig eingeschränkt wird. Das BSI müsste hier klare Standards schaffen, auch zur Frage, wann Geräte tatsächlich verschrottet werden müssen. Derzeit wird eine Weiterverwendung technisch intakter Geräte durch das BSI untersagt. Eine Anpassung dieser Regelung ist bereits mit der TR 2.0 verabschiedet, sodass künftig eine Weiternutzung möglich sein wird.
- Die Begründung, eine Haltefrist schaffe einheitliche Wettbewerbsbedingungen, ist nicht überzeugend: In der Grundversorgung existiert ein vergleichbares Sonderrecht für den bisherigen Anbieter ebenfalls nicht. Dies sollte analog auch für den grundzuständigen Messstellenbetreiber gelten.

- Die Einführung einer Haltefrist wird zusätzlich dadurch entwertet, dass die Datenqualität seitens einiger grundzuständiger Messstellenbetreiber derzeit häufig nicht gewährleistet ist. Hier entstehen dem Kunden, insbesondere aber dem Lieferanten beispielsweise beim Angebot dynamischer Tarife erhebliche Nachteile. Eine Haltefrist bedeutet in solchen Fällen, dass der Kunde trotz mangelhafter Leistung vertraglich gebunden bleibt ohne echte Möglichkeit zum Anbieterwechsel.
- Der Hinweis auf die sonstigen Rechtsvorschriften im Falle nicht vertragsgemäßer Leistungen durch den Messstellenbetreiber bieten für den betroffenen Anschlussnutzer in der Praxis keinen ausreichenden Schutz: Es wird dem Anschlussnutzer die Last auferlegt im Zweifel gerichtlich seinem Vertragspartner gegenüber einer mangelhaften Leistung geltend zu machen.

Sollte eine Haltefrist eingeführt werden, sollten Kunden bei mangelhafter Erfüllung gesetzlicher Vorgaben durch den MSB ein **Sonderkündigungsrecht** erhalten.

Aus Sicht der grundzuständigen Messstellenbetreiber wird eine Haltefrist als grundsätzlich sinnvoll erachtet. Jedoch halten diese 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.

Bitkom empfiehlt aufgrund der divergierenden Positionen, die Regelung sorgfältig abzuwägen und sowohl die Interessen eines funktionierenden, fairen Wettbewerbs als auch die Investitionssicherheit für Infrastrukturbetreiber angemessen zu berücksichtigen.

§ 6 - Auswahlrecht des Anschlussnehmers; Folgen für das Auswahlrecht des Anschlussnutzers

Wir begrüßen, dass die Anbindung weiterer Sparten neben der Elektrizitätssparte in Absatz 1 künftig dem Ermessen des Anschlussnehmers überlassen wird und somit nicht mehr verpflichtend ist. Dies ermöglicht eine stärkere Fokussierung auf die Umsetzung digitaler Infrastruktur im Strombereich. Es ist aus unserer Sicht richtig, dass die Einbindung weiterer Sparten nachrangig erfolgt.

Die Ermöglichung des Liegenschaftsmodells allein für die Elektrizitätssparte ohne den virtuellen Summenzähler wird sehr begrüßt. Sie bietet Anschlussnehmern mehr Gestaltungsspielraum und erhöht die Attraktivität von Mieterstrom und gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung.

Zudem begrüßen wir die Herausnahme der Sparte Strom aus dem Kostenvergleich. Die Anwendung der Preisobergrenze (POG) im Verhältnis zwischen Messstellenbetreiber und Anschlussnehmer halten wir im Bündelungsmodell für nicht zielführend. POGs sind für monopolistische Strukturen – etwa beim grundzuständigen MSB – geeignet, im wettbewerblichen Kontext der Bündelung jedoch verzerrend. Der Markt sollte hier den Preis bestimmen. Zum Schutz der Anschlussnutzer erscheint es hingegen sinnvoll, die POG auf das Verhältnis zwischen Anschlussnehmer und Anschlussnutzer zu

begrenzen. So bleibt der Wettbewerb unter den Messstellenbetreibern erhalten und Mieter werden gleichzeitig vor ausufernden Kosten geschützt.

Die Umlagefähigkeit der Kosten für den Messstellenbetrieb sollte bis zur Preisobergrenze in der Betriebskostenverordnung verankert werden. Damit wird das neue Liegenschaftsmodell zum Digitalisierungsbooster für das Mehrfamilienhaus und zum Ermöglicher von Netzstabilität. 1. Konkret schlagen wir vor, dass in § 2 BetrKV ergänzt wird:

»[...] die Kosten für den Messstellenbetrieb Strom im Fall der Wahl des Messstellenbetreibers durch den Anschlussnehmer entsprechend §6 Messstellenbetriebsgesetz bis zur Höhe der jeweils geltenden Preisobergrenzen nach §30 und §35 Messstellenbetriebsgesetz.«

Die Anforderungen an die Kostendarstellung und die Einholung von Angeboten sollten entweder gestrichen oder die Fristen entsprechend verlängert werden. Sie stellen einen unverhältnismäßig hohen bürokratischen Aufwand für den Anschlussnehmer dar. Die Einhaltung der Kostenneutralität wird bereits im Rahmen der Umrüstung geprüft.

§ 34 - Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetreibers; Verordnungsermächtigung

Absatz 1

Mit der Neufassung der Standard- und Zusatzleistung im Zuge der letzten Gesetzesnovelle (Stromspitzengesetz) wurde die Steuerung von ehemals § 34 Abs. 2 in die Standardleistungen § 34 Abs 1 integriert werden. Aus dem Gesetzestext und der Gesetzesbegründung geht nicht hervor, in welchen Fällen der MSB gem. § 34 Abs. 2 Nr. 2 Zusatzleistung oder Standardleistung zu erbringen hat und dementsprechend Entgelte verlangen darf. Hier bedarf es Klärung, welchen Umfang die Standardleistung im Rahmen der Aufwände des Anschlussnehmers umfasst.

Absatz 2

Die Forderungen für mehr Resilienz und Cybersicherheit erachten wir als wichtig, sehen jedoch Anpassungsbedarf rund um das Thema Absicherung für den Schwarzfall (insbesondere § 34 Absatz 2 Satz 8 MsbG). Grundsätzlich muss bei der Ausgestaltung der Regelungen darauf geachtet werden, dass eine Schwarzfallfestigkeit oder -robustheit nur dort eingefordert wird, wo diese technisch notwendig und operationell handhabbar ist. Etwaige Festlegungen sind technologieoffen auszugestalten. Für Anlagen, die im Rahmen des Versorgungswiederaufnahmekonzeptes schwarzfallfest sein müssen, sind separate Verträge und Technologien (hier u.a. für die TK-Anbindung) zwischen ÜNB/VNB und Erzeugungsanlagenbetreiber erforderlich. Für alle weiteren Anlagen ist die Schwarzfallrobustheit ausreichend, sofern nach Wiederherstellung der Stromversorgung innerhalb weniger Minuten eine Beobachtbar- und Steuerbarkeit sichergestellt werden muss. Deswegen sprechen wir uns für eine Streichung von §34 Absatz 2 Satz 8 MsbG in der vorliegenden Fassung aus.

§ 37 - Informationspflichten des grundzuständigen Messstellenbetreibers

Die im Gesetzentwurf vorgesehene Verkürzung der Informationsfrist von drei Monaten auf sechs Wochen vor der Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem wird unterschiedlich bewertet.

Einige Akteure sprechen sich für die Beibehaltung der bisherigen Frist aus, da sie sich im Markt bewährt hat und den Anschlussnutzern ausreichend Zeit gibt, ihr Wechselrecht wahrzunehmen, insbesondere im Hinblick auf die zweijährige Bindung an den grundzuständigen Messstellenbetreiber. Eine Verkürzung könnte laut dieser Sichtweise den Verbraucherschutz schwächen und stellt zudem operative Herausforderungen für gMSB dar, da die rechtzeitige Terminvereinbarung erschwert würde.

Andere wiederum begrüßen die Reduzierung der Frist auf sechs Wochen, da sie den Rollout beschleunigt und dem tatsächlichen Informationsbedürfnis vor dem Einbauzeitpunkt besser entspricht. Aus dieser Perspektive sollte das Informationsschreiben auch ausschließlich dem Anschlussnutzer zugehen, da eine doppelte Zustellung an Anschlussnutzer und -nehmer zusätzlichen Aufwand verursacht und in der Praxis oft an lückenhaften Daten scheitert.

Dabei ist sicherzustellen, dass die Terminkette für den Einbau auf Kundenwunsch abgestimmt ist.

§ 40 - Anbindungsverpflichtung von Messeinrichtungen für Gas

Bisher war der grundzuständige Messstellenbetreiber (gMSB) durch § 40 Absatz 1 MsbG (alt) verpflichtet, Erzeugungsanlagen sowie moderne Messeinrichtungen, die an denselben Netzanschluss gekoppelt sind, kostenfrei an das Smart Meter Gateway anzubinden. Wir kritisieren, dass mit dem Wegfall dieser Regelung diese Verpflichtung entfällt und aus Kundensicht deutliche finanzielle Nachteile entstehen. Besonders für Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer Leistung unter 7 kW entsteht dadurch eine rechtlich unklare Situation. Es ist zu erwarten, dass Anschlussnutzer künftig für die Anbindung ein zusätzliches Entgelt entrichten müssen.

Der neue § 40 MsbG sieht ab 2028 die Anbindung neuer Gasmesssysteme mit registrierender Leistungsmessung an vorhandene Smart-Meter-Gateways (SMGW) vor. Diese Vorgabe ist kritisch zu bewerten. Die Umsetzung intelligenter Messsysteme im Strombereich (iRLM) bis 2028 muss klaren Vorrang haben und darf nicht durch parallele Anforderungen im Gasbereich behindert werden. Bestehende Gasmesssysteme erfüllen bereits heute durch Fernwirktechnik die Anforderungen an 15-Minuten-Werte zuverlässig und effizient. Eine zusätzliche SMGW-Anbindung bietet hier keinen wesentlichen Mehrwert und erzeugt unnötige Komplexität.

§ 55 - Messwerterhebung Strom

Mit Blick auf die derzeit mangelhafte Messdatenqualität begrüßen wir ausdrücklich die gesetzliche Neuregelung in Absatz 2, nach der Messstellenbetreiber bei wiederkehrenden Messwertausfällen verpflichtet sind, unverzüglich geeignete strukturelle Verbesserungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Messwertqualität und -verfügbarkeit zu ergreifen. Für eine erfolgreiche Anwendung in der Praxis bedarf es jedoch einer weiteren Konkretisierung des Begriffs »Wiederkehrende Nichtverfügbarkeit«, um unterschiedliche Interpretationen zu vermeiden. Hier bietet sich eine Konkretisierung in der Gesetzesbegründung an.

§ 61 – Verbrauchsinformationen für den Anschlussnutzer bei intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen

Grundsätzlich begrüßen wir das Ziel, »Echtzeitdaten« bereitzustellen. Die Bereitstellung von 15-Minuten-Werten oder einer höheren Auflösung sollte über die HAN-Schnittstelle, z.B. für HEMS, ermöglicht werden. Die sofortige Bereitstellung von 15-Minuten-Werten im WAN sollte nicht gesetzlich vorgeschrieben werden. Aktuell erfolgt die Übermittlung in der Regel stündlich oder im 24-Stunden-Rhythmus in Form von gebündelten 15-Minuten-Werten, was eine dateneffiziente und ressourcenschonende Übertragung ermöglicht. Zusätzlich bedarf es für die Umsetzung noch weitere Konkretisierung:

- Es ist klarzustellen, inwieweit der Messstellenbetreiber grundsätzlich zur Datenbereitstellung verpflichtet bleibt bzw. ob und wenn ja, welche Pflichten auf einen Lieferanten übergehen: Inwieweit soll der Lieferant hier Verpflichteter im Kontext der Informationsbereitstellung im Umfang der in § 61 Abs. 1 genannten Informationen sein? Soll er insbesondere auch Informationen in Echtzeit darstellen, ist der Lieferant auch durch eine gesetzliche Regelung in die Lage zu versetzen, dass er diese Informationen auch kostenlos vom Messstellenbetreiber über eine API erhält. Unklar bleibt auch, in welchen Fällen der Messstellenbetreiber oder der Lieferant Verpflichteter ist. Wer entscheidet das? Hier bedarf es einer entsprechenden Konkretisierung. Im Ergebnis sollte der Lieferant nicht per se verpflichtet sein, die Werte anstelle des MSB in einer App darstellen zu müssen.
- Die Übermittlung muss über eine bundesweit einheitliche Schnittstelle erfolgen, so dass Lieferanten nicht mit über 900 Schnittstellen der MSB konfrontiert werden. Überlegungen zu einer einheitlichen Schnittstelle wurden bereits durch verbändeübergreifende Expertengruppen zusammengetragen.
- Die Übermittlung der Echtzeitwerte an Kunde/Lieferant sollte lediglich auf »Verlangen« durch den Kunden aus Gründen des Datenschutzes sowie einer Verringerung der Komplexität (nicht für alle Kunden von Relevanz) erfolgen, nicht per se. Hierzu sollte die Zusicherung einer entsprechenden Vollmacht durch den Kunden ausreichend sein (analog Lieferantenwechsel etc.).

§ 62 - Messwertverarbeitung zu Zwecken des Anlagenbetreibers

Die Umsetzung über eine lokale Anzeigeeinheit ist in Mehrfamilienhäusern zu aufwändig und kaum umsetzbar. Auch wenn der Anschlussnutzer durch die Zahlung eines Einmalentgeltes für die Mehrkosten aufkommt, stellen sich datenschutzrechtliche Fragestellungen. Für die Kommunikation zwischen Anlagenbetreiber und MSB sind andere Wege vorgesehen als für die zwischen Anschlussnutzer und MSB.

§ 78 - Entschädigung bei Verletzung der Messwertqualität

Die Einführung einer pauschalierten Aufwandsentschädigung bei unvollständiger oder verspäteter Messwertübermittlung durch Messstellenbetreiber wird innerhalb der Mitgliedschaft unterschiedlich bewertet.

Einerseits wird die Regelung grundsätzlich begrüßt, da sie dem Ziel dient, die Qualität der Messdaten zu erhöhen und die bestehenden Vorgaben, etwa aus § 55 MsbG, sinnvoll ergänzt. Aus dieser Sicht sollte der Anspruch zudem nicht beim Aggregationsverantwortlichen, sondern beim Messwertweiterverarbeiter als Betreiber des MaBis-Hubs liegen, da hier die Auswirkungen unvollständiger Daten besonders deutlich werden.

Andererseits wird die Entschädigungsregelung kritisch gesehen, da sie einseitig zu Lasten der Messstellenbetreiber geht. Fehler in der Marktkommunikation entstehen häufig durch komplexe Wechselprozesse, bei denen eine klare Verantwortlichkeit nicht immer gegeben ist. Es besteht die Gefahr, dass Messstellenbetreiber auch für Verzögerungen haftbar gemacht werden, die sie nicht selbst zu verantworten haben. Zudem wird die täglich und je Messstelle fällige Entschädigung als unverhältnismäßig eingestuft, insbesondere für wettbewerbliche Messstellenbetreiber mit vielen Einbauten. Vor diesem Hintergrund wird gefordert, § 78 so anzupassen, dass Entschädigungen nur bei grob fehlerhaftem oder systematisch mangelhaftem Verhalten fällig werden.

Angesichts der Tatsache, dass sich zahlreiche Messstellenbetreiber derzeit noch nicht oder erst am Anfang des Rollouts intelligenter Messsysteme befinden, empfehlen wir eine gestaffelte Einführung der Entschädigungsregelung mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf und Einführung in mehreren Stufen.

Bitkom spricht sich daher für eine ausgewogene Ausgestaltung der Regelung aus, die einerseits die Datenqualität stärkt, andererseits aber auch Verhältnismäßigkeit, Fairness und Umsetzbarkeit für alle Marktteilnehmer sicherstellt.

Änderung des Energiesicherungsgesetzes (Artikel 22)

Im Rahmen der Reformen zu Energiesicherung und Gassicherheit sollten digitale Frühwarnsysteme, vorausschauende Wartung, Netzautomatisierung und dezentrale Reaktionsfähigkeit systematisch gefördert werden. Netzbetreiber sollten verpflichtet werden, Resilienzindikatoren und Digitalisierungsgrade zu berichten.

Bitkom vertritt mehr als 2.200 Mitgliedsunternehmen aus der digitalen Wirtschaft. Sie generieren in Deutschland gut 200 Milliarden Euro Umsatz mit digitalen Technologien und Lösungen und beschäftigen mehr als 2 Millionen Menschen. Zu den Mitgliedern zählen mehr als 1.000 Mittelständler, über 500 Startups und nahezu alle Global Player. Sie bieten Software, IT-Services, Telekommunikations- oder Internetdienste an, stellen Geräte und Bauteile her, sind im Bereich der digitalen Medien tätig, kreieren Content, bieten Plattformen an oder sind in anderer Weise Teil der digitalen Wirtschaft. 82 Prozent der im Bitkom engagierten Unternehmen haben ihren Hauptsitz in Deutschland, weitere 8 Prozent kommen aus dem restlichen Europa und 7 Prozent aus den USA. 3 Prozent stammen aus anderen Regionen der Welt. Bitkom fördert und treibt die digitale Transformation der deutschen Wirtschaft und setzt sich für eine breite gesellschaftliche Teilhabe an den digitalen Entwicklungen ein. Ziel ist es, Deutschland zu einem leistungsfähigen und souveränen Digitalstandort zu machen.

Herausgeber

Bitkom e.V.

Albrechtstr. 10 | 10117 Berlin

Ansprechpartnerin

Emilie Hansmeyer | Referentin Energy & Smart Grids

T +49 160 3457017 | e.hansmeyer@bitkom.org

Verantwortliches Bitkom-Gremium

AK Smart Grids

Copyright

Bitkom 2025

Diese Publikation stellt eine allgemeine unverbindliche Information dar. Die Inhalte spiegeln die Auffassung im Bitkom zum Zeitpunkt der Veröffentlichung wider. Obwohl die Informationen mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt wurden, besteht kein Anspruch auf sachliche Richtigkeit, Vollständigkeit und/oder Aktualität, insbesondere kann diese Publikation nicht den besonderen Umständen des Einzelfalles Rechnung tragen. Eine Verwendung liegt daher in der eigenen Verantwortung des Lesers. Jegliche Haftung wird ausgeschlossen. Alle Rechte, auch der auszugsweisen Vervielfältigung, liegen beim Bitkom oder den jeweiligen Rechteinhabern.