



Stellungnahme

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Gesetzentwurf der Bundesregierung
**Entwurf eines Vierten Gesetzes zur
Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes**
BT-Drucksache 21/1496

und

Gesetzentwurf der Bundesregierung
**Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur
Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung
weiterer energierechtlicher Vorschriften**
BT-Drucksache 21/1497

und

Formulierungshilfe des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie für
einen Änderungsantrag der Fraktionen der CDU/CSU und SPD
**zum Entwurf eines Vierten Gesetzes zur Änderung des
Energiewirtschaftsgesetzes**
(hier: Änderung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes)
Ausschussdrucksache 20(9)053

Siehe Anlage

Berlin, 10. Oktober 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

zum Regierungsentwurf zum

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften

vom 6. August 2025 BT-Drs. 21/1497

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Zusammenfassung	3
2	Zu Art. 1 – Änderungen im EnWG	8
3	Zu Art. 17 - Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz	22
4	Zu Art. 18 - Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes	22
5	Artikel 22 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	24
6	Zu Art. 23 – Änderung des KWK-Gesetzes.....	25
7	Zu Art. 24 – Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes.....	26
8	Zu Art. 35 – Gasspeicherumlage	26

Ergänzend hat der BDEW Themenpapiere zu folgenden Themen erstellt:

- Endkundenmarkt
- Übergangsversorgung (§ 38a EnWG-E)
- Netz- und Systemsicherheit
- Energy Sharing
- Planungs- und Zulassungsrecht und elektromagnetische Beeinflussung
- Messstellenbetriebsgesetz
- Anlagensteuerbarkeit
- Energiefinanzierungsgesetz
- Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

1 Zusammenfassung

Der BDEW nimmt nachfolgend Stellung zum Regierungsentwurf eines „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“ vom 6. August 2025.

Der BDEW hat in seiner Stellungnahme zum Referentenentwurf für dieses umfassende Gesetz ein besonderes Augenmerk auf Bürokratielasten gelegt und möchte eingangs dieser Stellungnahme erneut die Bedeutung von Bürokratievermeidung und guter Gesetzgebung betonen. Der Koalitionsvertrag ist in diesen Punkten sehr klar. Gesetze müssen sich daran messen lassen.

Der Regierungsentwurf hat bereits etliche Hinweise des BDEW berücksichtigt, wir begrüßen das sehr. Das ist der richtige Weg. Gleichwohl sehen wir aber noch weiteres Potenzial für Vereinfachung, das dringend gehoben werden muss. Die weiteren Gesetzgebungsverfahren, die im Energierecht anstehen, bieten hier erneut Gelegenheit für sorgfältige Prüfung. Die Unternehmen der Energiewirtschaft werden seit Jahren mit immer weiteren Pflichten belegt, deren Erfüllung nicht dem Erfolg der Unternehmung zugutekommt, sondern allein behördlichen Monitoring- und staatlichen Kontrollwünschen entspricht. Dafür müssen die Unternehmen Ressourcen einsetzen, die an anderer Stelle produktiver wären.

In dem vorliegenden Entwurf sind insbesondere die Regelungen zum Endkundenmarkt, zu zusätzlichen Veröffentlichungspflichten und zum Monitoring bürokratisch und übersteigen die europäischen Vorgaben. Auch zu weiteren Regelungen, die aus BDEW-Sicht bürokratisches Belastungspotential beinhalten, hat der BDEW in seiner Stellungnahme entsprechende Hinweise und Verbesserungsvorschläge hinterlegt.

In der nachfolgenden Stellungnahme werden die grundlegenden Regelungen des Gesetzes angesprochen und bewertet. Eine detaillierte Auseinandersetzung – auch über dieses Gesetzgebungsverfahren hinaus – erfolgt in gesonderten Themenpapieren, auf die in der Stellungnahme verwiesen wird. So ist eine rasche Gesamtbewertung, wie auch eine gesonderte Auseinandersetzung mit einzelnen Themen im Detail möglich.

Zusammenfassend bewertet der BDEW den Entwurf wie folgt:

- › **Bürokratieabbau:** Wir begrüßen die verschiedentlichen Ansätze, Bürokratie zu vermeiden oder abzubauen (u.a. bei Regelungen zu Endkundenmärkten und der Ausgestaltung der Plattform nach § 20b durch die BNetzA). Weitere Verbesserungen sind jedoch erforderlich.
- › **Übergangsregelung für Kundenanlagen:** Das EuGH-Urteil zum Begriff der Kundenanlagen führt zu erheblicher Verunsicherung im Markt. Bisher als Kundenanlagen qualifizierte Netze, müssen möglicherweise als öffentliche Netze eingeordnet werden und unterfielen damit einem gänzlich anderen Regelwerk. Es ist daher wichtig, vor dem Jahresende eine unbürokratische Übergangslösung für einzelne Konstellationen zu finden. Betreiber der betroffenen Infrastrukturen (darunter Industrieunternehmen und Unternehmen der Wohnungswirtschaft) sowie Netzbetreiber, Regulierungsbehörden und Wirtschaftsprüfer müssen vor enormem bürokratischem Aufwand ohne Nutzen geschützt werden. Dies gilt unter anderem, aber nicht nur, hinsichtlich der Vorgaben zur rechnungsmäßigen Entflechtung nach § 6b EnWG und zur Abwicklung des Belastungsausgleichs. Der BDEW empfiehlt deshalb dringend die Schaffung einer Übergangsvorschrift, nach der Kundenanlagen, die bis zu einem bestimmten Stichtag in Betrieb genommen und als solche angeschlossen wurden, vorübergehend weiter als Kundenanlage und nicht als Energieversorgungsnetz betrieben und abgerechnet können. So kann der Zeitraum bis zu einer gut durchdachten Lösung für die Zukunft überbrückt werden.
- › **Endkundenmärkte:** Die Regelungen zu Absicherungsstrategien im Strombereich stärken die Rolle der Bundesnetzagentur (BNetzA) gegenüber unseriösen Anbietern. Allerdings ist es aus Sicht des BDEW dringend notwendig, dass individuelle und teilweise in langjähriger Praxis bewährte Strategien der Absicherung der Beschaffung bei den Lieferanten von den Anforderungen in § 5 Abs. 4a EnWG-E erfasst sind. Die bisherige Praxis bestehender Risikomanagementsysteme sollte nicht infrage gestellt werden. Eine erste Klarstellung in der Gesetzesbegründung hilft hier schon mal. Um Unklarheiten und Risiken für diejenigen zu vermeiden, die bereits über sorgfältig implementierte Risikomanagementsysteme verfügen, sollte aber auch unmissverständlich im Gesetzestext klar gestellt werden, dass ein aufgrund § 91 Abs. 2 AktG oder vergleichbarer Regelungen implementiertes Risikomanagementsystem, das zudem regelmäßig von einem Wirtschaftsprüfer auditert wird (z.B. nach IDW PS 340), geeignet ist, die Vorgaben aus § 5 Abs. 4a EnWG-E zu erfüllen.

BDEW begrüßt ausdrücklich, dass mit dem gesonderten Gesetzesentwurf zum ÜNB-Netzentgeltschuss nunmehr auch die unveränderte Weitergabe von gesunkenen

Netzentgelten und Messentgelten sowie Steuern und Konzessionsabgaben (§ 40 Absatz 3 Nummer 1 bis 5 EnWG-E) in die Regelung des § 41 Abs. 6 EnWG-E aufgenommen wird und damit eine unveränderte Weitergabe der gesunkenen Kalkulationsbestandteile ohne formelle Preisänderung möglich ist. Bezüglich der EnWG-Regelungen zur Weitergabe gesunkener Preisbestandteile in § 41 Abs. 6 EnWG-E sollte geprüft werden, inwieweit hier auch Kostensteigerungen der vom Lieferanten nicht beeinflussbaren Preisbestandteile berücksichtigt werden können. Dies würde einen wesentlichen Schritt zu einem stärkeren Bürokratieabbau für Lieferanten und Kunden bedeuten.

- › **Gemeinsame Energienutzung (Energy Sharing):** Die Vorgaben zur Gemeinsamen Energienutzung sollten im Gesetz auf das notwendige Maß beschränkt und durch eine BNetzA-Festlegung näher geregelt werden können. Diese Regelungstechnik ermöglicht es, dass Kosten und Nutzen der jeweiligen Umsetzungslösung sorgfältig abgewogen werden können. Energy Sharing verändert zwar die bilanzielle Abwicklung, führt aber nicht zu physikalischen Änderungen für das Netz oder zusätzlichem EE-Zubau. Es kann (und soll) jedoch die Akzeptanz und Beteiligung von Bürgern an der Energiewende stärken (Teilhabe). Entscheidend wird aber die konkrete Umsetzung sein. Sie muss möglichst, einfach, schlank und kostengünstig sein. Denn die Kosten müssen verursachungsgerecht zugeordnet und von den Nutzern getragen werden. Eine Inanspruchnahme der Gesamtheit der Netznutzer ist weder sachgerecht noch vermittelbar. Um die Systemkosten möglichst gering zu halten, darf das Recht zur gemeinsamen Energiebenutzung langfristig nicht über das Bilanzierungsgebiet hinausgehen. Die Abwicklung muss innerhalb angemessener Umsetzungsfristen, transparent, kostengünstig und mit der Branche abgestimmt erfolgen. Außerdem muss eine Synchronisation mit den Aktivitäten zum MaBiS-Hub erfolgen.
- › **Internetplattform für Netzzugang und weitere Anwendungen:** Die Befugnis zur Ausgestaltung einer Plattform durch die BNetzA statt im Gesetz selbst ist zu begrüßen. Kosten und Nutzen einer zentralen Internetplattform für den Netzzugang sowie zur Abwicklung des Energy Sharings müssen im Sinne einer effizienten Umsetzung vor einer gesetzlichen Festlegung mit der Branche besprochen werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein Eingriff in bestehende Abläufe und Prozesslandschaften zu erheblichem Mehraufwand und auch Verzögerungen an anderen Stellen führen kann. Es gilt die bestehenden Instrumente der Branche (Netzanschlussportal, VNBdigital und Marktkommunikationsprozesse) mit ihren jeweiligen Stärken zu verbinden. Zudem sind die Maßnahmen mit dem größten Nutzen für die Gemeinschaft aller Netznutzer zu priorisieren.

- › **Messstellenbetriebsgesetz:** Positiv ist, dass der Gesetzesentwurf vorsieht, die Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) zur Steuerung über intelligente Messsysteme mit den Regelungen des EEG besser zu verzahnen.
Die gesetzlich vorgegebene Frist für den Rollout von IMS mit Steuerungseinrichtungen wird jedoch realistischerweise nicht umsetzbar sein und sollte im Sinne der Planbarkeit für alle Marktbeteiligten angepasst werden. Die neue Steuerungstechnik wird voraussichtlich im Laufe des Jahres 2026 einsatzbereit sein, muss dann jedoch zunächst in der Praxis erprobt und in die jeweiligen Netzsysteme sicher integriert werden. Bis 2028 muss es möglich bleiben, auch neue Anlagen vorübergehend mit bewährter Technik zu steuern, um die Stabilität der Stromnetze sicherzustellen.
Eine flächendeckende Steuerung durch Netzbetreiber über Smart-Meter-Gateways wird realistisch erst nach dem 31. Dezember 2027 möglich sein. Daher sollte sich die Priorität des Rollouts im Jahr 2026 nicht allein an der Kombination aus Messsystem und Steuerungseinrichtung orientieren, sondern am Erreichen der sogenannten „Anlagensichtbarkeit“, sie ist die Voraussetzung für die Steuerung. Um den Ausbau nicht zu bremsen, müssen die gesetzlichen Ausstattungsquoten entsprechend angepasst werden. Messstellen, die in dieser Übergangszeit zunächst nur mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden, sollten bereits auf die Rolloutquote angerechnet werden, auch wenn die Steuerungstechnik erst später ergänzt wird.
- › **Effizienter Rechtsschutz in der Netzregulierung:** Der BDEW begrüßt ausdrücklich die vorgesehene Regelung in § 75 Abs. 3a EnWG. Sie trägt dazu bei, dass Rechtsschutz auch in den Festlegungsverfahren im Mehrebenensystem, wie sie nach der Unabhängigkeit der BNetzA seit 2025 sukzessive etabliert werden, effizient und zielgerichtet erfolgen kann. Ohne diese Rechtsänderung wären die Netzbetreiber gezwungen, allein zur Wahrung ihrer Rechtsposition bereits alle abstrakt-generellen Vorentscheidungen der Regulierungsbehörde gerichtlich anzufechten, um später auch die konkret-individuellen Festlegungen noch überprüfen lassen zu können. Mit der Neuregelung können die Unternehmen abwarten, ob und wie sich die konkrete Beschwer näher konkretisiert. Hiermit ist eine Effektivierung des Rechtsschutzes verbunden.
- › **Redispatch:** Der BDEW begrüßt die Anpassungen und Ergänzungen in § 14 EnWG-E, mit denen der bilanzielle Ausgleich auf Verteilernetzebene in einer Übergangsphase ausgesetzt werden soll. Dadurch wird in den kommenden Jahren die Möglichkeit für ein schrittweises Vorgehen zur Schaffung eines verteilnetzweit umsetzbaren und effizienten Redispatch 2.0 geschaffen. Im Detail sieht der BDEW aber noch Nachbesserungsbedarf.

- › **Energiefinanzierungsgesetz:** Die vom BDEW seit Längerem geforderte Umstellung im Energiefinanzierungsgesetz auf einen rein finanziellen Ausgleich der Korrekturmengen im EE-Belastungsausgleich sehen wir sehr positiv.
- › **EU-Gasbinnenmarktpaket:** Der BDEW fordert weiterhin nachdrücklich die zeitnahe Umsetzung des 2024 in Kraft getretenen Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpakets sowie weiterer erforderlicher Transformationsregelungen, damit die Verteilernetzbetreiber die Instrumente in die Hand bekommen, die sie für eine erfolgreiche Transformation ihrer Netze benötigen. Nur so kann für alle beteiligten Akteure, nicht zuletzt auch die Netznutzer, langfristig Planungs- und Investitionssicherheit und damit Vertrauen in das Gelingen der Energiewende geschaffen werden.

Im Einzelnen positioniert der BDEW sich wie folgt:

2 Zu Art. 1 – Änderungen im EnWG

2.1 Regelungen zu Endkundenmärkten

Der neue § 5 Abs. 4a EnWG-E setzt die Bestimmungen des Art. 18a der ergänzten Richtlinie 2019/944 in nationales Recht um. Die Regelung basiert auf den Erfahrungen der Energiepreiskrise 2022 als mehrere Lieferanten aufgrund ihrer spotbasierten Beschaffungsstrategie Insolvenz anmelden mussten. Deren Kunden wurden dann dem jeweiligen Grundversorger zugeführt, der die fehlenden Strommengen wiederum zu hohen Preisen am Spotmarkt beschaffen musste und die Kosten dafür auf seine Bestandskunden umlegte.

Wie in der Gesetzesbegründung dargelegt, praktizieren die meisten Versorger heute umfangreiches Risikomanagement. Die Risikoversorge ist aufgrund § 91 Abs. 2 AktG gesetzlich verpflichtend und betrifft Aktiengesellschaften und – folgend der Begründung der Bundesregierung zum KonTraG (BT-Drucksache 13/9712) – auch GmbHs. Da diese Regelungen auf den Fortbestand der Gesellschaft als Ganzes zielen, ist das dadurch geforderte Risikomanagement umfassender als eine bloße Absicherung des Marktpreisrisikos für Stromlieferungen. Der Gesetzgeber sollte daher im Gesetz unmissverständlich klarstellen, dass ein aufgrund § 91 Abs. 2 AktG oder vergleichbarer Regelungen implementiertes Risikomanagementsystem, das zudem regelmäßig von einem Wirtschaftsprüfer auditert wird (z.B. nach IDW PS 340), geeignet ist, die Vorgaben aus § 5 Abs. 4a EnWG-E zu erfüllen. Andernfalls entsteht für die Lieferanten das regulatorische Risiko, mit ihren Risikomanagementsystemen diese Vorgaben nicht zu erfüllen und folglich Implementierungsaufwand für zusätzliche, im Zweifel sogar redundante Risikomanagementsysteme. Dies gilt es im Hinblick auf eine kostengünstige Energieversorgung zu vermeiden. In jedem Fall darf die Bewertung der Angemessenheit von Risikostrategien nicht einseitig, sondern muss transparent und auf Basis bestehender wettbewerbsneutraler Kriterien erfolgen.

⇒ **Siehe dazu ausführlich und mit konkreten Formulierungsvorschlägen das Themenpapier „Endkundenmarkt“**

2.2 Änderungen im Redispatch

Mit den in § 14 EnWG vorgesehenen Änderungen zum Redispatch soll die Verpflichtung der Stromverteilernetzbetreiber (VNB) zur Bereitstellung des bilanziellen Ausgleichs und das Recht der VNB zur Abnahme des bilanziellen Ausgleichs von Redispatch-Maßnahmen in einer Übergangsphase bis zum 1. Januar 2032 grundsätzlich ausgesetzt werden. In dieser Phase soll die BNetzA gleichzeitig ermächtigt werden, den bilanziellen Ausgleich im Verteilernetz, auch teilweise, mit einer entsprechenden Festlegung zu regeln.

Aus Sicht des BDEW gehen die Anpassungen grundsätzlich in die richtige Richtung. Begrüßenswert ist insbesondere, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen des EnWG für den Redispatch 2.0 angepasst und weiterentwickelt werden sollen. Zudem können die geplanten Anpassungen, flankiert durch entsprechende Festlegungen der BNetzA, mehr Rechtssicherheit für den bilanziellen Ausgleich im Verteilernetz schaffen. Es besteht aber auch Verbesserungsbedarf.

⇒ **Siehe dazu ausführlich und mit konkreten Formulierungsvorschlägen das Themenpapier „Netz- und Systemsicherheit“**

2.3 Übergangsversorgung in Mittelspannung und Mitteldruck sowie in der Umspannung von Niederspannung zur Mittelspannung, § 38a EnWG

§ 38a EnWG-E orientiert sich an den vom BDEW im Jahr 2024 eingebrachten Entwurf für eine freiwillige Vereinbarung einer Übergangsversorgung. Grundsätzlich schafft § 38a EnWG-E eine gesetzlich verankerte Möglichkeit einer bilateralen Zuordnung von Letztverbrauchen ohne Liefervertragszuordnung zu einem definierten Übergangsversorger und ist daher im Grundsatz zu begrüßen. Gleichwohl ist anzumerken, dass der vorgesehene § 38a EnWG-E keine vollumfängliche Lösung für die mit dem BGH-Urteil vom 17. September 2024 (Az. EnZR 57/23) entstandenen Unsicherheiten darstellt. Insbesondere für die Fälle, in denen keine freiwillige Vereinbarung zwischen Grundversorger und Betreiber eines Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes über eine Übergangsversorgung zustande kommt oder eine Übergangsversorgung aufgrund wirtschaftlicher Gründe, die insbesondere in der Zahlungsfähigkeit des Letztverbrauchers liegen können, unzumutbar ist, schafft § 38a EnWG-E keine Abhilfe. Darüber hinaus sind auch noch einige weitere Aspekte in der Übergangsversorgung klärungsbedürftig.

⇒ **Siehe dazu ausführlich und mit konkreten Formulierungsvorschlägen das Themenpapier „Übergangsversorgung“**

2.4 Energy Sharing, § 42c EnWG

Die vorgesehene Regelung zur gemeinsamen Nutzung von Energie aus erneuerbaren Anlagen unter § 42c EnWG-E (Energy Sharing) setzt die Vorgaben aus Art. 15a der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie um, geht jedoch mit Blick auf den Zeitpunkt der Anwendung und des Umfangs über die Mindestanforderungen aus der Richtlinie hinaus. Die Richtlinie sieht vor, Letztverbrauchern die Teilhabe am Energiemarkt weiter zu vereinfachen und ist vor diesem Hintergrund grundsätzlich positiv. Gleichzeitig weist der BDEW auf die erhebliche Komplexität

der praktischen Umsetzung hin und fordert eine richtliniengetreue, aber praxistaugliche Ausgestaltung.

Die Vorgaben zur Gemeinsamen Energienutzung sollten in ihrem Umfang auf das beschränkt werden, was gemäß den Vorgaben der Strombinnenmarktlinie zwingend erforderlich ist und auch hier sollte der Gesetzgeber keine unnötigen Detailvorgaben zur Umsetzung und Abwicklung in der Praxis treffen. Kosten und Aufwand müssen auch beim Energy Sharing dort anfallen, wo der Nutzen entsteht.

Die Abwicklung und nähere Ausgestaltung des Energy Sharing sollte daher im Rahmen einer Festlegung durch die BNetzA erfolgen, um Flexibilität und eine sinnvolle Integration in bestehende und anstehende Marktprozesse (bspw. das BNetzA-Festlegungsverfahren ([Link zum Dokument](#)) zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub)) zu ermöglichen. Dieses Vorgehen wäre europarechtskonform und würde deutlich mehr Flexibilität bieten. Insbesondere die zeitlichen Abhängigkeiten und Wechselwirkungen sind zwingend durch die BNetzA abzustimmen, sodass Synergieeffekte gehoben werden können.

Zusätzliche Aufgaben für Netzbetreiber und Lieferanten sieht der BDEW kritisch, da die Ressourcen in der Branche bereits durch zahlreiche Digitalisierungs- und Transformationsprojekte stark gebunden sind. Die Unternehmen brauchen Zeit für die Durchführung und Konsolidierung der erheblichen IT-Projekte. Umsetzungskonzepte müssen dies berücksichtigen, gerade auch wenn es um die Errichtung und den Betrieb einer Plattform zur Abwicklung des Energy Sharing geht (siehe dazu unten zu § 20b EnWG-E)

Wir weisen darauf hin, dass für ein erfolgreiches Gesamtkonzept weitere Maßnahmen erforderlich sind. So setzt bspw. Österreich für das Energy Sharing staatliche Mittel aus dem Energie- und Klimafonds ein. Es wurde eigens eine **Koordinationsstelle** für Energiegemeinschaften gegründet, die die möglichen Nutzer aufklärt, berät, Musterverträge zur Verfügung stellt und fördert. Fehlt eine solche Koordinationsstelle steht zu befürchten, dass die Netzbetreiber faktisch von den Nutzern des Energy Sharing als einzige Ansprechpartner wahrgenommen werden und in eine Rolle gedrängt werden, die über ihren Aufgaben- und Zuständigkeitsbereich hinausgeht. Um es deutlich zu sagen: Die Netzbetreiber werden die Beratungsleistung nicht übernehmen können. Dies hat auch der Bundesrat in seiner Stellungnahme erkannt und fordert eine entsprechende Stelle. Aus Sicht des BDEW ist allerdings davon abzuraten, diese Aufgabe nun auch noch der BNetzA zuzuweisen. Die Behörde ist bereits mit vielen Aufgaben betraut, die sie auslasten. Hinsichtlich des Umfangs der teilnahmeberechtigten Anlagen geht der BDEW davon aus, dass sowohl Bestands- als auch Neuanlagen nach EEG erfasst sind. Die gemeinsame Nutzung sollte sich darüber hinaus zunächst auf eine Anlage je Letztverbraucher

beschränken; eine Mehrfachteilnahme sollte erst nach Auswertung praktischer Erfahrungen geprüft werden.

Zudem wird eine Klarstellung zur Definition von „Anlage“ und zur Ermittlung der Leistungsgrenzen (für § 42c Abs. 7 EnWG) gefordert. Dabei bietet sich für die Frage, ob es sich um eine oder mehrere Anlagen handelt, die Bezugnahme auf den technischen Anlagenbegriff an. Eine Zusammenfassung ist nur bei Solaranlagen angezeigt, die hinter demselben Netzanschlusspunkt betrieben werden. Diese Zusammenfassung sollte für die Anlagen gelten, die hinter einem Netzanschluss für die Zwecke der gemeinsamen Energienutzung messtechnisch zusammengefasst werden sollen, d.h. auf die Anlagen, die für die gemeinsame Energienutzung berücksichtigt werden sollen.

Das Recht zur gemeinsamen Energienutzung sollte räumlich dauerhaft nicht über das Bilanzierungsgebiet hinaus gehen. Die Einbeziehung weitere Gebiete erhöht die Komplexität deutlich und würde die Umsetzung verteuern. Vor diesem Hintergrund ist die Ausweitung auf angrenzende Bilanzierungsgebiete in § 42 c Abs. 4 Nr. 2 EnWG-E zu streichen. Darüber hinaus sind die vorgeschlagenen Umsetzungsfristen zum 1.6.2026 bzw. 2028 unrealistisch und verkennen den notwendigen Aufwand bei den Verteilnetzbetreibern. Der Gesetzgeber sollte keine Fristen gesetzlich festlegen, deren Erreichung schon bei Beschlussfassung nicht möglich ist. Dies führt nur zu Frustration auf allen Seiten: Bei den verpflichteten Verteilnetzbetreibern aber auch bei den Netznutzern, die sich darauf verlassen, dass gesetzliche Fristen eingehalten werden können. Der BDEW empfiehlt daher dringend, den Umsetzungszeitpunkt zu verlängern und im Sinne einer effizienten Umsetzung mit dem BNetzA-Festlegungsverfahren ([Link zum Dokument](#)) zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub) zu synchronisieren. Aus Sicht des BDEW sollten für die Umsetzung hinsichtlich der Machbarkeit und auch Priorisierung im Verhältnis zu anderen wichtigen Aufgaben für die Energieversorgung folgende Leitlinien gelten:

BDEW-Forderungen:

- › Richtliniengetreue Umsetzung hinsichtlich des Umfangs
- › Klare Aufgabenverteilung, Kostenregelung und Begrenzung des Anwendungsbereichs
- › Streichung der Ausweitung auf ein angrenzendes Bilanzierungsgebiet nach Absatz 4 Nr. 2
- › Realistische Umsetzungsfristen für die Beteiligten
- › Schaffung einer Festlegungsbefugnis der BNetzA für die Umsetzung und Abwicklung des Energy Sharings in der Praxis

⇒ **Siehe dazu ausführlich und mit konkreten Formulierungsvorschlägen das Themenpapier „Energy Sharing“**

2.5 Lieferantenwechsel, § 20a Absatz 2 Satz 4 und Absatz 3 EnWG

In Umsetzung der EU-Vorgaben sieht der EnWG-Entwurf vor, dass der technische Vorgang des Energielieferantenwechsels ab dem 1. Januar 2026 binnen 24 Stunden vollzogen und an jedem Werktag möglich sein muss. Mit der Regelung wird nun auch die Sparte Gas erfasst.

Der BDEW weist darauf hin, dass die Umsetzung der Maßnahme, mit Blick auf den Transformationspfad Gas, auf Basis der derzeit in Umsetzung befindlichen BNetzA-Festlegung zur GeLi Gas 2.0 erfolgen muss. Dadurch werden erneute IT- und Implementierungskosten in der Branche vermieden und eine zeitgerechte Umsetzung der EU-Vorgaben ermöglicht. Weitreichendere Umsetzungsideen sind weder sachgerecht noch zeitlich umsetzbar.

2.6 Gemeinsame Internetplattform der Netzbetreiber für die Abwicklung des Netzzugangs, § 20b EnWG

Grundsätzlich unterstützt der BDEW die Automatisierung und jede Form der Erleichterung bei der Abwicklung von energiewirtschaftlichen Prozessen, insbesondere durch eine Digitalisierung. Der Aufbau einer gemeinsamen Internetplattform zur Abwicklung des Netzzugangs bedarf aber zunächst einer fundierten Analyse. So ist zum Beispiel völlig unklar, wie die Abgrenzung zu den Netzanschlussportalen erfolgen soll, welche (Kosten-) Auswirkungen eine solche Plattform auf die IT-Systeme der Netzbetreiber haben wird und welchen Mehrwert sie bringt. Vielmehr erscheint es deutlich sinnvoller und effizienter, im ersten Schritt gemeinsame Vorgaben sukzessive zu entwickeln und dann zu prüfen, wie dies in einer zentralen Internetplattform mit Mehrwert für alle abgebildet werden kann. In jedem Falle ist Doppelarbeit zu vermeiden.

Der in der Begründung ausgewiesene Erfüllungsaufwand für die zentrale Plattform erscheint zudem mit **einmaligen Kosten von 50 Mio. Euro** sowie **jährlichen Kosten von 11 Mio. Euro** als unterschätzt.

Grundsätzlich weist der BDEW darauf hin, dass die administrative Ausformung von Netzzugangsregelungen und somit die Verfahren zur Abwicklung von Netzzugangs- oder Anschlussfragen nach den Regeln der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie in den ausschließlichen Aufgabenbereich der Bundesnetzagentur fallen. Aus diesem Grund ist es richtig, dass das Gesetz nun Regeln für einen grundsätzlichen Rahmen (Leitlinien) schaffen soll, statt die Plattform gesetzlich auszugestalten. Es ist sinnvoll, dass die Regelung weiterer Details vor diesem Hintergrund der BNetzA vorbehalten bleibt. Daher sollten sich auch die gesetzlichen Vorgaben für

die auf der Plattform abzuwickelnden Anwendungsfälle zunächst ausschließlich auf die Registrierung von Energiegemeinschaften nach § 42c EnWG-E-beschränken. Eine unmittelbare Ausweitung auf Anwendungsfälle zu Zählplananordnungen und Verrechnungskonzepten würde den Umsetzungsaufwand signifikant erhöhen und schafft außerdem keinen Mehrwert für Anschlusskunden, die diese Änderungen bereits in den bestehenden Netzzugangs- und Netzan-schlussprozessen der Netzbetreiber vornehmen können. Erst nach Aufbau der Plattform sollte durch die BNetzA evaluiert werden, ob und wenn ja, welche weiteren Prozesse sich für eine Abwicklung über die Plattform eignen und wann eine Umsetzung erfolgen kann.

Denn der vorgesehene Aufbau einer gemeinsamen Internetplattform ist sehr komplex und bedeutet einen erheblichen Aufwand für die Netzbetreiber. Hier ist besonders auf einzurichtende Schutzmaßnahmen für Cybersicherheit für sensible Daten hinzuweisen. Auch in diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass zusätzliche Aufgaben für Netzbetreiber und Lieferanten in jedem Einzelfall kritisch zu prüfen sind, da die Ressourcen in der Branche derzeit bereits durch zahlreiche Digitalisierungs- und Transformationsprojekte stark gebunden sind. Die Regelung besteht in der vorgelegten Ausgestaltung nicht den im Koalitionsvertrag der Bundesregierung ausdrücklich vereinbarten „Praxischeck“ (Rz 1870).

Darüber hinaus: Die Errichtung einer zentralen Plattform für den Netzzugang ist kostenintensiv. Sie darf nicht zulasten der Netzbetreiber gehen und muss regulierungsseitig anerkannt werden. Vor einer Umsetzung sind daher Kosten, Nutzen und die Verknüpfung mit bestehenden Systemen (z.B. MaBiS-Hub, digitale Netzan-schlussverfahren) gemeinsam mit der Branche zu prüfen. Da Netzbetreiber bereits verpflichtet sind, elektronische Antragsverfahren zu nutzen, braucht es ein abgestimmtes, praktikables Konzept und eine breite Konsultation. Zudem muss verhindert werden, dass Daten doppelt gepflegt oder bestehende Netzan-schlussportale erneut angepasst werden müssen. Eine Doppelung und Mehraufwand sind nicht akzeptabel. Daher sollte die BNetzA die Möglichkeit haben, die Anwendungsfälle nach Absatz 2 nicht nur zu konkretisieren, sondern auszuweiten oder einzuschränken.

Die EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie, deren Vorgaben mit dem vorliegenden Entwurf umgesetzt werden sollen, sieht in Artikel 15 Absatz 6 (b) (ii) auch die Einrichtung einer **Kontakt-stelle** vor, die praktische Informationen für die gemeinsame Energienutzung bereitstellt. In Österreich wurde bereits eine solche Stelle eingerichtet, die Schritt-für-Schritt-Anleitungen, FAQ-Dokumente, Musterverträge und weitere Unterstützungsleistungen für die Umsetzung von Energiegemeinschaften bereitstellt. Die Erfahrung aus Österreich zeigt, dass eine solche Kontaktstelle einen hohen Mehrwert hat. Der BDEW spricht sich dafür aus, dass auch in Deutschland eine solche Kontaktstelle eingerichtet wird. Um die Unabhängigkeit der Kontaktstelle sicherzustellen und dem österreichischen Best-Practice-Beispiel zu folgen, sollte diese Kontaktstelle durch eine Behörde oder andere staatliche Stelle eingerichtet werden. Aus Sicht

der Branche sollte allerdings nicht die BNetzA mit dieser Aufgabe betraut werden. Vielmehr sollte die BNetzA ihre Ressourcen auf die sachgerechte und möglichst unbürokratische Regulierungslösungen für die Netze konzentrieren können.

BDEW-Vorschlag:

Die Regelung in § 20b Absatz 2 EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

*„(2) Über die Internetplattform nach Absatz 1 ist einem Anschlussnehmer, einem Anschlussnutzer oder einem nach § 20 Absatz 1 Anspruchsberechtigten für die Abwicklung des Netzzugangs nach § 20 in benutzerfreundlicher Weise **die Registrierung von Vereinbarungen nach § 42c** mindestens ~~der Austausch folgender Daten und Informationen~~ zu gewährleisten:*

- ~~1. die erstmalige Bestellung, die Änderung oder die Abbestellung von Zählpunktanordnungen hinter einem Netzanschluss,~~*
- ~~2. die erstmalige Bestellung, die Änderung oder die Abbestellung von Verrechnungskonzepten hinter einem Netzanschluss sowie~~*
- ~~3. die Registrierung von Vereinbarungen nach § 42c.~~*

Die Regelung in § 20b Absatz 3 EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

„(3) Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen treffen

- 1. zu dem Zeitpunkt bis zu dem die Internetplattform nach Absatz 1 zu errichten und zu betreiben ist,*
- 2. zu dem Zeitpunkt ab dem der Austausch der in Absatz 2 Nummern 1 bis 3 genannten Daten und Informationen über die Internetplattform zu gewährleisten ist,*
- 3. zu ~~der Konkretisierung der~~ den in Absatz 2 genannten Anwendungsfällen **inklusive ihrer Erweiterung oder Eingrenzung**,*
- 4. zu der Beschränkung, Erweiterung oder Konkretisierung des Kreises berechtigter Nutzergruppen der Internetplattform in Abhängigkeit vom jeweiligen Anwendungsfall sowie*
- 5. zu Berechtigungskonzepten.“*

Die Ausgestaltung der Plattform erfolgt auf der Grundlage einer Kosten-Nutzen-Analyse und soll die Kostentragung und Anerkennung der Kosten für die Netzbetreiber im Regulierungsrahmen regeln.

Nach Absatz 3 sollte ein neuer Absatz eingefügt werden:

(4) Die Bundesregierung richtet eine Kontaktstelle ein, die Informationen für die Teilnehmer der gemeinsamen Energienutzung bereitstellt.

2.7 Erweiterung der Veröffentlichungspflichten, § 23c Abs. 2a und 2b EnWG-E

Da § 23c Abs. 2a-2b EnWG-E auf den Regelungen des Art. 20a der RED III und damit auf einer europäischen Richtlinie fußt, ist es sinnvoll, als mittelfristigen Veröffentlichungsort im EnWG eine europäische Veröffentlichungsplattform zu ermöglichen. So können Marktteilnehmer in ganz Europa Daten zum Elektrizitätsmix und den Treibhausgasemissionen der einzelnen Länder über eine gemeinsame Plattform und Schnittstelle beziehen und miteinander vergleichen.

Die Stromgebotszone Deutschlands umfasst auch Luxemburg. Dieser Umstand spricht ebenfalls für eine Veröffentlichung auf einer gemeinsamen europäischen Internetplattform wie der Transparenzplattform von ENTSO-E. Den deutschen Übertragungsnetzbetreibern ist darüber hinaus bekannt, dass andere europäische Übertragungsnetzbetreiber ebenfalls einen gemeinsamen europäischen Veröffentlichungsort präferieren. Als Rückfalloption für den Veröffentlichungsort sollte jedoch auch eine nationale Internetplattform möglich sein.

Den deutschen Übertragungsnetzbetreibern liegen trotz der gemeinsamen Gebotszone ausschließlich Daten für Deutschland vor. Das EnWG entfaltet keine Bindungswirkung für den luxemburgischen Übertragungsnetzbetreiber CREOS. Daher regt der BDEW an, in der Gesetzesbegründung klarzustellen, dass bei fehlenden Daten für Luxemburg die Veröffentlichung für die Gebotszone auch unter Ausschluss dieser Daten erfolgen kann.

§ 23c Abs. 2a EnWG-E orientiert sich im Wesentlichen am Text von Art. 20a der RED III. Auch wenn die Mitgliedsstaaten verpflichtet sind, die Vorgaben umzusetzen, weist der BDEW darauf hin, dass bereits die Regelungen in der Richtlinie beschränkten Nutzen haben.

Die unter Abs. 2a Nr. 1 EnWG-E aufgeführten intelligenten Messsysteme sind aus Sicherheitsgründen nicht in der Lage, Daten einer externen Datenquelle – wie z.B. die veröffentlichten Daten nach Abs. 2a EnWG-E – von einer Internetseite automatisiert (z.B. per Web-API) abzurufen, zu importieren und zu verarbeiten. Daher ist kein Nutzen in diesem Zusammenhang erkennbar.

Auch für die unter § 23c Abs. 2a Nr. 2 bis 4 EnWG-E angegebenen Anlagentypen und Systeme sind Umsetzbarkeit und Nutzen der Regelung zu hinterfragen. Die Übertragungsnetzbetreiber könnten zwar eine einheitliche Programmierschnittstelle für das automatische Auslesen der Daten entwickeln. Es stellt sich aber die Frage, ob eine Schnittstelle tatsächlich alle Marktteilnehmer und Systeme bedienen kann, da zumindest die Systeme untereinander nicht interoperable sind. Es ist aber auch nicht zielführend, für unterschiedliche Systeme unterschiedliche Schnittstellen per Gesetz festzulegen. Zudem gilt das Messstellenbetriebsgesetz nur in

Deutschland, sodass eine Anwendung der dort enthaltenen Anforderungen sehr wahrscheinlich die Nutzbarkeit der Daten auf deutsche Marktakteure begrenzen würde. Dies ist sicherlich nicht im Sinne der RED III. Daher sollte der Halbsatz „unter Beachtung der Vorgaben in Schutzprofilen und in Technischen Richtlinien nach dem Messstellenbetriebsgesetz“ gestrichen werden.

Die Anlagen unter Nr. 1 und 4 sind in EnWG-E – wie in der Richtlinie – pauschal und ohne Differenzierung angegeben. So fehlt etwa bei Ladepunkten für Elektromobile eine Unterscheidung nach Leistung oder öffentlich bzw. nicht-öffentlicher Zugänglichkeit. Die Wärme- und Kälteversorgungssysteme bleiben ohne Angabe zu Art und Leistung.

Eine weitere Frage ist, wer die Kosten für eine entsprechende technische Bereitstellung tragen muss.

Abs. 2b spezifiziert aktuell nicht, wem die Verteilnetzbetreiber die Daten zur Verfügung stellen sollen. Die Formulierung in der Begründung „bezieht die Betreiber von Verteilernetzen in die Verpflichtungen nach Absatz 2a ein“ lässt offen, ob es sich um eine Verpflichtung des Verteilernetzbetreibers entsprechend jener der Übertragungsnetzbetreiber handeln soll oder ob die Übermittlung an den Übertragungsnetzbetreiber und die Veröffentlichung solcher zusätzlichen Daten durch den Übertragungsnetzbetreiber über die gemeinsame Schnittstelle erfolgen soll – für den Fall, dass solche Daten überhaupt beim VNB vorliegen.

Zwingend zu bedenken ist auch, dass diese neuen Veröffentlichungspflichten bei allen betroffenen Markttrollen zu erheblichen zusätzlichen Belastungen beim Aufbau und Betrieb der notwendigen Schnittstellen führen. So sind für die Erfüllung der Aufgaben nach Abs. 2a die Übertragungsnetzbetreiber höchstwahrscheinlich auf Zuarbeiten der nachgelagerten Netzbetreiber und Betreiber direkt angeschlossener Anlagen angewiesen. Dem BDEW ist bewusst, dass die Regelung der Umsetzung einer Regelung aus einer Richtlinie bezweckt und die Kritik bereits auch die zugrundliegende Regelung in Art. 20a RED III trifft. Trotzdem ist hier noch einmal deutlich herauszustellen, dass diese Regelung einen erheblichen bürokratischen Aufwand bei vagem Nutzen verursacht.

Zudem sieht der BDEW vor dem Hintergrund der sicherheitspolitischen Lage die zunehmende Zahl der Veröffentlichungspflichten für die Energiewirtschaft grundsätzlich kritisch. Sie stehen in einem Spannungsverhältnis zu der laufenden Umsetzung verschiedener gesetzgeberischer Aktivitäten zum Schutz von Energieversorgungsanlagen, aber auch relevanter Unternehmen insgesamt. Es ist daher zu hinterfragen, ob tatsächlich alle im § 23c EnWG-E genannten, teils potenziell sicherheitsrelevanten Daten, über einheitliche digitale Schnittstellen jedermann zugänglich gemacht werden sollten.

2.8 Planung- und Zulassungsrecht, elektromagnetische Beeinflussung

Der BDEW begrüßt viele der im Rahmen der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vorgesehenen Anpassungen, da sie weitere Schritte zur Beschleunigung der Umsetzung von Energieinfrastrukturprojekten, zur Vereinfachung von Genehmigungsverfahren sowie zur Verbesserung der Rechtssicherheit darstellen. Hervorzuheben sind:

- › die Regelungen zum Abwägungsvorrang für Energiespeicher- und Verteilnetze (§§ 11c, 14d EnWG),
- › die fakultativen Planfeststellungsverfahren (§ 43 Abs. 2 EnWG) sowie
- › die Aktualitätsvermutung für Umweltgutachten (§ 43b EnWG).

Gleichzeitig sieht der BDEW in verschiedenen Punkten weiteren Anpassungsbedarf, um die intendierten Beschleunigungseffekte in der Praxis vollumfänglich zu realisieren. Dazu zählen insbesondere Vorschläge

- › zur Anpassung des Entschädigungsregimes nach § 17e EnWG, um den Weiterbetrieb von Offshore-Windparks über 25 Jahre hinaus zu ermöglichen, Investitionsanreize zu schaffen und neue Anlagen sowie Netzanbindungen auf eine Betriebsdauer von 35 Jahren auszulegen,
- › zur Ausweitung der Regelungsbereiche auf Gas- und Wasserstoffinfrastruktur, zur Konkretisierung rechtlicher Begriffe und Anwendungsbereiche (z. B. freiwilliger Planfeststellung nach § 43 Abs. 2 und bei Aktualitätsvermutung nach § 43b EnWG),
- › zur Vermeidung auslegungsbedingter Verzögerungen (z. B. bei der Leitungslängenbewertung in § 43 EnWG),
- › sowie zur Flexibilisierung von Erstattungsregelungen für technische Schutzmaßnahmen (§ 49a EnWG).

Darüber hinaus bedarf es einer Nachschärfung bestehender Vorschriften, wie bei der Umsetzung beschleunigter Schutzmaßnahmen nach § 49c EnWG, um die Netzmodernisierung effektiv voranzutreiben.

⇒ **Siehe dazu ausführlich und mit konkreten Formulierungsvorschlägen das Themenpapier „Planung- und Zulassungsrecht und elektromagnetische Beeinflussung“**

2.9 Fehlerhafte Gebote und Ausdehnung des Grads des Verschuldens in den §§ 95 und 95a EnWG

Mit der EnWG-Novelle sollen u.a. auch die §§ 95 und 95a EnWG geändert werden. Die neuen Vorschriften sollen den Anwendungsbereich des bisherigen § 95 Absatz 1b erweitern. Bisher wurden handelsgestützte Marktmanipulationen ohne nachgewiesene Einwirkungen auf Preise von Energiegroßhandelsprodukten nur bei vorsätzlichem Handeln mit Bußgeldern belegt. Die vorliegende Novelle will diese Vorgabe absenken und bereits leichtfertiges Handeln mit Bußgeldern belegen und argumentiert hierbei mit einer „einhelligen europäischen Auslegung“. Aus Sicht des BDEW lässt sich diese Argumentation nicht nachvollziehen. Die vorliegende Novelle verweist auf den Text der zugrundeliegenden REMIT-Verordnung, die ihrerseits keine Vorgaben zum Grad des Verschuldens macht. Mit der nun vorgeschlagenen Aufnahme des Maßstabs der Leichtfertigkeit in die Norm könnten so auch irrtümlich fehlerhafte Gebote („erroneous orders“) zum Tatbestand gezählt werden. Aus Sicht des BDEW ist dies nicht nachvollziehbar, da irrtümlich fehlerhafte Gebote, selbst leichtfertig abgesetzt, eben keine gezielte Marktmanipulation darstellen können. Ein einzelnes fehlerhaftes Gebot, etwa durch zum Beispiel fehlerhaft ausgefüllte Meldungen, ist nicht geeignet um die Anforderungen nach § 2 Nummer 2 REMIT zu erfüllen, da solche Angaben zum Beispiel kein künstliches Preisniveau erzielen können. Eine solche, nach der REMIT, intendierte Definition von Marktmanipulation kann nur durch vorsätzliche Handlungen vorliegen.

Die vorgeschlagenen Änderungen in den §§ 95 und 95a EnWG sind daher abzulehnen. Aus Sicht der Energiewirtschaft sollten die regulatorischen Ressourcen dazu eingesetzt werden, vorsätzliche Marktmanipulation aufzuklären und zu verfolgen. Fehler, zum Beispiel durch menschliches Versagen verursacht, sollten nicht als Marktmanipulation betrachtet werden – auch die Annahme, dass es sich hierbei um einheitliche europäische Rechtsauslegung handelt, gibt es nicht, sie wäre vom Wortlaut der REMIT auch nicht gedeckt.

2.10 Analyse des Grundversorgungssystems, § 118 Abs. 1 EnWG-E

Der BDEW spricht sich für eine Streichung der Regelung in § 118 Absatz 1 EnWG-E aus. In Deutschland gibt es schon seit vielen Jahren ein vorbildliches System der Grundversorgung, das sich auch in den Krisenjahren bewährt hat. Zur Vermeidung unnötiger bürokratischen Aufwand kann daher auf einen Evaluierungsbericht verzichtet werden.

Bis zum 1. Juli 2027 soll seitens des BMWi einen Bericht zur Evaluierung der Grundversorgung nach § 36 EnWG vorliegen, in dem insbesondere das Verfahren zur Bestimmung des Grundversorgers nach § 36 Abs. 2 EnWG und mögliche alternative Verfahren untersucht werden.

BDEW weist darauf hin, dass die Vorgaben des neuen EU-Strommarktdesigns zur Grundversorgung sich nur auf Mitgliedstaaten beziehen, die bisher kein Grundversorgungssystem implementiert haben. Eine Evaluierung der Grundversorgung, insbesondere des Verfahrens zur Bestimmung des Grundversorgers, ist nicht erforderlich, nachdem das bestehende Grundversorgungssystem den aktuellen, europäischen Vorgaben entspricht und es sich gerade erst in Zeiten der Energiekrise offenkundig und nachhaltig als stabil und krisensicher bewährt hat. Damit hat sich insbesondere auch das Verfahren zur Bestimmung des Grund- und Ersatzversorgers bewährt. Die entsprechend § 36 Abs. 2 EnWG festgestellten Grund- bzw. Ersatzversorgungsunternehmen haben 2021 allein im Strombereich Hunderttausende Kunden anderer Lieferanten vor einem Versorgungsausfall bewahrt. Dies erfolgte trotz der von der Energiekrise ausgelösten, schwierigen Rahmenbedingungen zu einem Zeitpunkt, zu dem zahlreiche „andere“ Energieversorgungsunternehmen die Versorgung ihrer Kunden nicht mehr gewährleisten konnten oder wollten. Bei diesen EVU war z. B. Folgendes zu beobachten:

- › insolvenzbedingte Versorgungsausfälle
- › rechtswidrige Kündigungen durch EVU, die ihre Kunden wegen der hohen Beschaffungskosten nicht länger beliefern wollten oder sogar ausdrücklich beim Grund- und Ersatzversorger „zwischenparken und anschließend zurückholen“ wollten
- › rechtswidrige und extreme Preisanpassungen unter Nichtbeachtung der gesetzlichen und vertraglichen Voraussetzungen, so dass nicht nur Gerichte, sondern sogar die BNetzA einschreiten musste
- › Zurückweisungen von Kündigungen der Kunden wegen drastischer Preiserhöhungen mit dem Argument, die vorangegangene Preiserhöhung sei „aus Versehen“ erfolgt.

Die verpflichtende Einführung eines Versorgers letzter Instanz (= Ersatzversorger) durch die novellierte Strommarktrichtlinie EU (2024/1711), die laut Gesetzesbegründung Anlass der Evaluierung ist, ändert daran nichts. Mitgliedstaaten sind entsprechend Art. 27 a zur Einführung eines Versorgers letzter Instanz nur verpflichtet, wenn sie noch kein entsprechendes (Ersatzversorgungs-)System geschaffen haben. In Deutschland ist das System der Versorgung letzter Instanz durch § 38 EnWG bereits seit 2005 etabliert. Auch die Vorgaben des Art. 27, die die Grundversorgung betreffen, sind in Deutschland umgesetzt.

Die deutsche Grund- und Ersatzversorgung hat ihre Leistungsfähigkeit unter Beweis gestellt. Sie gewährleistet seit 20 Jahren eine sichere und zuverlässige Energieversorgung. Die bloße Änderung einer EU-Richtlinie, deren Vorgaben zudem erfüllt sind, sollte nicht ein langjähriges, krisenerprobtes System in Frage stellen. Das deutsche Grundversorgungs-Modell könnte hierbei sogar als Vorbild für andere Mitgliedstaaten, die noch keines besitzen, dienen.

2.11 Übergangsregelung für das Zertifizierungsverfahren der Wasserstofftransportnetzbetreiber, § 118 Absatz 3 EnWG

Die Übergangsregelung für das Zertifizierungsverfahren der Wasserstofftransportnetzbetreiber ist zu begrüßen. Sie sollte so schnell wie möglich umgesetzt werden.

2.12 Verordnungsermächtigung und Übergangsregelung für eine Haftung, § 11 Absatz 3 und § 118 Absatz 2 EnWG-E

Der BDEW unterstützt die Aufnahme einer Übergangsvorschrift in § 118 Absatz 2 nach der die bisherigen Regelungen in § 5 GasNZV bzw. § 25 StromNZV weiter Anwendung finden, um eine Fortgeltung der bestehenden Praxis zu sichern. Das gilt auch für eine zusätzliche Möglichkeit des Ordnungsgebers, eine entsprechende Verordnung zu erlassen. Der BDEW teilt die Auffassung, dass anderenfalls eine Regelungslücke entstünde, die Netzbetreiber einem unkalkulierbarem Haftungsrisiko aussetzen würde.

2.13 Übergangsregelung für den Netzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen, § 118 Abs. 4 EnWG-E

Der BDEW kann die Aufnahme einer Übergangsvorschrift in § 118 Abs. 4 EnWG-E aus Gründen der Rechtsklarheit und Rechtssicherheit nachvollziehen, wonach Netzanschlussbegehren, die bis zum 30. Juni 2026 gestellt werden, 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.

Die in diesem Zusammenhang notwendigen, klarstellenden Ausführungen in der Gesetzesbegründung begrüßt der BDEW, womit zum Ausdruck kommt, dass auch solche Kosten der Netzbetreiber, die infolge des neuen Absatzes 4 ab dem 1. Januar 2026 für den Netzanschluss entstehen, auch gemäß § 20b GasNEV gewälzt werden können. Um für die regulierten Gasnetzbetreiber dauerhafte Rechtssicherheit auch nach dem Auslaufen der GasNEV zu erhalten, und damit die tatsächliche Realisierung von zukünftigen Einspeisungen sicherzustellen, muss das Instrument der Biogas-Umlage in der Folge darüber hinaus dauerhaft gesetzlich im EnWG verankert werden. Es stellt sicher, dass die lokal entstehenden Netzanschlusskosten nicht von den Verbrauchern im betreffenden Netzgebiet, sondern von der Gemeinschaft der Netznutzer getragen werden.

2.14 Weitere erforderliche Änderungen EnWG

Der BDEW sieht zudem weitere wichtige Themen, die geregelt werden sollten

- **Klarstellung der Abgrenzung von Energieversorgungsnetzen und Kundenanlagen**

Die Abgrenzung zwischen Energieversorgungsnetzen und Kundenanlagen nach der BGH-Rechtsprechung (Urteil vom 13.05.2025 und das damit verbundene EuGH-Urteil vom 28.11.2024) muss dringend gesetzlich erfolgen. Zu empfehlen ist eine sorgsame Abschichtung entsprechend den jeweiligen (vielfältigen) Konstellationen. Im Ergebnis muss sichergestellt werden, dass die Energieanlagen, die offensichtlich auch auf europäischer Ebene nicht als Energienetze angesehen wurden, regulatorisch auch weiter als Kundenanlagen eingestuft werden können. Dazu gehören beispielsweise Hausinstallationen in größeren Mehrfamilienhäusern wie auch Energieanlagen, über die Energie auf einem Betriebsgelände an konzernverbundene Unternehmen verteilt oder die fremdbetriebene Werkskantine mitversorgt werden. Würden solche Energieanlagen per se als Energieversorgungsnetze angesehen, würden alle Beteiligten mit den schon für die bestehenden Energieversorgungsnetzen nur mit erheblichem Aufwand zu folgenden regulatorischen Lasten überzogen, ohne dass dem ein Nutzen gegenüberstünde. Notwendig ist deshalb ein sinnvolles und ausgewogenes Verständnis des Begriffes „Energieversorgungsnetz“, dass die oben genannten Fälle nicht per se sondern ggf. Nur im Einzelfall umfasst. Dies lässt sich nach Auffassung des BDEW mit den europäischen Vorgaben gut vereinbaren. Sollte dies im Rahmen des laufenden Gesetzgebungsverfahrens nicht umsetzbar sein, plädiert der BDEW dringend für die **Einführung einer Übergangsregelung**. Eine solche Übergangslösung muss mindestens klarstellen, dass die betroffenen Netze die Vorgaben zur informatorischen Entflechtung nach § 6b EnWG und den Belastungsausgleich nach EnFG erst nach einer ausreichenden Vorbereitungszeit zu erfüllen haben.

BDEW-Vorschlag:

Der Anwendungsbereich der Definition des Energieversorgungsnetzes muss klargestellt werden.

Hilfsweise sollte in § 118 EnWG folgender neuer Absatz aufgenommen werden:

„(XX) Auf Betreiber von Energieanlagen, die auf der Grundlage von § 3 Nr. 24a als Kundenanlage an ein Energieversorgungsnetz angeschlossen worden sind und deren Energieanlage durch die europarechtskonforme Auslegung als Energieversorgungsnetz einzustufen ist, finden Vorgaben zur Rechnungslegung und internen Buchführung nach § 6b erstmals zu Beginn des jeweils zweiten vollständigen Geschäftsjahres nach (Einsetzen Inkrafttreten des Gesetzes) Anwendung. Bis dahin gelten Betreiber diese Anlagen nicht als Betreiber von Energieversorgungsnetzen im Sinne von § 3 Nr. 4.“

- **Hinweis zu redaktionellem Änderungsbedarf**

Der BDEW weist darauf hin, dass die in § 13g EnWG namentlich genannten Braunkohleblöcke mittlerweile alle endgültig stillgelegt sind. Die in § 50d aufgeführten Fristen sind abgelaufen. § 50d EnWG wird daher jedenfalls in der bestehenden Form nicht mehr benötigt.

3 Zu Art. 17 - Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz

§ 22 NABEG – Nachbeteiligungen nach dem VwVfG nicht erschweren

Durch die Änderung des § 22 NABEG sollen an Stelle der vermeintlich höheren Anforderungen des Verwaltungsverfahrensgesetzes für Nachanhörungen nach § 73 Absatz 8 VwVfG zukünftig auch die Anforderungen des NABEG gelten. Es erscheint indes fraglich, ob die Neuregelung tatsächlich zu einer Verfahrenserleichterung führt, da im Fall des § 73 Abs. 8 VwVfG anders als nach § 22 Abs. 7 S. 1 NABEG in der Regel gerade keine Öffentlichkeitsbeteiligung erfolgt, sondern eine bilaterale Nachbeteiligung der Betroffenen ermöglicht wird. Entgegen den Ausführungen in der Gesetzesbegründung könnte die Änderung des § 22 NABEG eine Verschärfung ggü. § 73 Abs. 8 VwVfG darstellen, weil in § 73 Abs. 8 VwVfG die Öffentlichkeitsbeteiligung mit Auslegung die Ausnahme, nicht die Regel darstellt. Aus Vorhabenträgersicht ist daher grds. zu bevorzugen, wenn die Beteiligung nach § 73 Abs. 8 VwVfG erfolgen kann, da dies in der Regel weitaus weniger aufwändig ist.

Es sollte daher klargestellt werden, dass die Anwendung des § 22 NABEG in Bezug auf § 73 Abs. 8 VwVfG nur für die Fälle gelten soll, in denen tatsächlich eine Öffentlichkeitsbeteiligung stattfindet. Darüber hinaus wird darauf hingewiesen, dass § 73 Abs. 8 VwVfG den Begriff der Öffentlichkeitsbeteiligung nicht verwendet.

4 Zu Art. 18 - Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes

Der schnelle Rollout von intelligenten Messsystemen ist von höchster Bedeutung für die anstehende Herausforderungen im Sinne der Energiewende. Zum einen ist die Sichtbarkeit der Anlagen für die Systemsteuerung von enormer Relevanz und zum anderen eröffnen Steuerungsmöglichkeiten weitere Optionen zur besseren Auslastung der Netze und können die Netzsicherheit gewährleisten.

Im Sinne eines effizienten Rollouts ist aber aus den Erfahrungen seit Inkrafttreten des MsbG (2016) festzustellen, dass insbesondere gesetzliche gesetzte Fristen praxisgerecht und realistisch erreichbar sein sollten. Die im Februar 2025 in Kraft getretene Quotenregelung sieht vor, dass der Rollout schon zum Ende des Jahres 2026 neben dem Einbau eines intelligenten Messsystems auch den Einbau von Steuerungseinrichtungen umfassen muss und sich die zu erfüllende Rolloutquote daran bemisst, ob beides verbaut ist. Um zu verhindern, dass der Rollout

aufgrund fehlender Steuerungseinrichtungen stockt, muss die grundsätzlich richtige, aber für den Start zu starre Verknüpfung des Einbaus intelligenter Messsysteme und des Einbaus von Steuereinrichtungen in den Rollout-Quoten vorübergehend flexibler gestaltet werden.

Messstellenbetreiber in geschlossenen Verteilernetzen, die selbst kritische Infrastrukturen betreiben, und unabhängig davon besondere Sicherheitsvorkehrungen einzuhalten haben (Flughäfen, Industrieparks) sollten darüber hinaus unter bestimmten Voraussetzungen von den Rolloutpflichten ausgenommen werden, soweit weder sicherheitstechnisch noch von der Funktionalität her keine Vorteile, sondern eher Nachteile entstehen.

Zudem haben sich bereits verschiedene Unklarheiten in dem derzeit geltenden Gesetzestext gezeigt, auf die der BDEW hinweisen möchte.

Ausführliche Begründungen zu den hier aufgeführten Punkten sowie weitere Ausführungen zu den gesetzlichen Anpassungen hinsichtlich der Einbeziehung von Wasserstoff sowie zu Haltefrist und Bündelangeboten sind dem separaten Themenpapier zum Messstellenbetriebsgesetz zu entnehmen. Des Weiteren macht der BDEW darin Vorschläge zu Themen, die er bereits im Rahmen des PV-Spitzen-Gesetzes adressiert hat und bei denen aus Sicht des BDEW noch Anpassungsbedarf besteht.

Wichtigste Forderungen in diesem Zusammenhang sind:

- › Die Verlängerung der Frist für den agilen Rollout auf den 31. Dezember 2027 in § 31 MsbG und Klarstellung der Folgen für die Quotenregelung
 - › Die Änderung von § 14a EnWG hinsichtlich der Steuerung über das Gateway
 - › Die Aufnahme einer kostenschützenden Regelung für übergangsweise eingesetzte konventionelle Steuerungstechnik für betroffene Anschlussnutzer
 - › Die Schaffung einer Ausnahme von der Ausstattungsverpflichtung für geschlossene Verteilernetzbetreiber mit hohen Sicherheitsanforderungen
 - › Die Schaffung realistischer Vorgaben für die Einbeziehung von Wasserstoff
 - › Einführung konsistenter Anreize für bessere Messwertqualität und fristgerechte Über-sendung
- ⇒ **Siehe dazu ausführlich und mit konkreten Formulierungsvorschlägen das Themenpapier „Messstellenbetriebsgesetz“ und das Themenpapier „Anlagensteuerbarkeit“**

5 Artikel 22 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Da in diesem Artikelgesetz im Wesentlichen Folgeänderungen anderer Artikel behandelt werden, konzentriert sich die Stellungnahme zum EEG auf die Punkte, die mit diesen Änderungen zusammenhängen, namentlich dem Steuerungsrollout nach dem MsbG. **Entsprechende Änderungsvorschläge für §§ 9 und 10b EEG 2023 finden sich im Themenpapier „Anlagensteuerbarkeit“.** Ausdrücklich begrüßen wir die vorgesehene Klarstellung in § 10 Abs. 1 EEG 2023-RegE, dass im Anwendungsbereich der NAV auch die Fachkunderfordernisse nach der NAV gelten, insbesondere die Notwendigkeit der Eintragung in das Installateursverzeichnis des Netzbetreibers.

Der BDEW weist darüber hinaus darauf hin, dass im Falle von gemischt genutzten Stromspeichern eine **gesetzliche Disparität zwischen dem Anlagenbegriff nach § 3 Nr. 1 und den Fördervoraussetzungen in § 19 Abs. 3 bis 3b EEG 2023** besteht: Nach § 3 Nr. 1, 2. Alternative, EEG 2023 gelten auch Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die *ausschließlich* aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln, als Anlage im Sinne der ersten Alternative der Regelung. Mischspeicher, die Strom sowohl aus EEG-Anlagen als auch aus dem Netz als Graustrom beziehen, sind wegen des Ausschließlichkeitsprinzips folglich keine solchen Anlagen. Sie wären aber nach Maßgabe der kommenden MiSpEl-Festlegung der BNetzA berechtigt, für den EEG-Stromanteil eine EEG-Förderung zu verlangen, soweit sie den Strom in das Netz einspeisen. Bereits dies ist schon ein gesetzlicher Widerspruch, da eine Nicht-EEG-Anlage eine EEG-Förderung erhalten könnte.

Offenkundig wird dies aber bei der Berechtigung zur Ausstellung von Herkunftsnachweisen: § 79 Abs. 1 EEG 2023 berechtigt das UBA, nur für Strom aus „Anlagen“ im Sinne von § 3 Nr. 1 EEG 2023, also aus „reinen“ EEG-Anlagen und „reinen“ EEG-Speichern, Herkunftsnachweise auszustellen. Das bedeutet, dass dieser Anlagenbegriff auch für die EEV und dieser nachgelagert für die HKRNDV gilt. Dementsprechend sind Mischspeicher keine „Anlagen“ im Sinne von § 3 Nr. 1 EEG 2023. Für den EEG-Strom aus diesen Anlagen dürften Betreiber dieser Speicher keine EE-Herkunftsnachweise beantragen und herausgeben, selbst wenn der Speicher die Vorgaben der kommenden MiSpEl-Festlegung einhält. Damit können diese Strommengen auch nicht über einen Direktvermarktungs-Bilanzkreis für die „sonstige Direktvermarktung“ als Strommengen, die für die Generierung von EE-Herkunftsnachweisen an Letztverbraucher verkauft werden, vermarktet werden, anders als sonstige EEG-Strommengen in der sonstigen Direktvermarktung. Im Sinne der Stromkennzeichnung würden diese Strommengen daher weiterhin Graustrommengen bleiben, was der Funktion des § 19 Abs. 3a bis 3c EEG 2023 i.V. mit der kommenden BNetzA-Festlegung entgegensteht, gerade diese grüne Eigenschaft zu erhalten. Dies erfordert dann eine entsprechende Anpassung von § 3 Nr. 1, 2. Alt, EEG 2023. Eine Verlagerung dieser Änderung in die kommende EEG-Novelle wird nach aktuell

wahrnehmbarem Zeitplan der EEG-Novelle zu spät kommen, da die BNetzA-Festlegung wahrscheinlich vor Abschluss der Novelle in Kraft treten wird. Daher sollte § 3 EEG 2023 im Zug dieser EnWG-Novelle entsprechend angepasst werden.

Im Übrigen wird der BDEW für die nächste EEG-Novelle weitere Änderungsvorschläge abstimmen und einbringen, wie etwa weitere Änderungen beim EE-Netzanschluss und förderseitige Anpassungen.

⇒ **Siehe dazu ausführlich das Themenpapier „Anlagensteuerbarkeit“**

6 Zu Art. 23 – Änderung des KWK-Gesetzes

Der BDEW sieht in Art. 23 des Regierungsentwurfs folgende Änderungen bzw. Ergänzungen als notwendig an:

Aufgrund des „KWKG-Änderungsgesetzes 2025“ wurde § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 KWKG dahingehend geändert, dass nur noch KWK-Anlagen förderfähig sind, die Strom auf Basis von Abfall, Abwärme, Biomasse, **gasförmigen oder nicht fossilen flüssigen** Brennstoffen gewinnen“. Hier muss zum einen die bereits in der Begründung des KWKG-Änderungsgesetzes genannte, aber im Gesetzeswortlaut nicht existierende Übergangsregelung für Bestandsanlagen in das Gesetz eingearbeitet werden. Zum anderen muss der Begriff „flüssige Brennstoffe“ in Abgrenzung z.B. zu Flüssiggas definiert werden.

Außerdem sollte bei der **Übergangsregelung für die negativen Preise und die Definition des Spotmarktpreises** nicht der 25. Februar 2025 als Stichtag genommen werden, sondern der 1. April 2025, der Zeitpunkt des Inkrafttretens des „KWKG-Änderungsgesetzes 2025“.

Darüber hinaus muss das **Verhältnis zwischen nicht mehr förderfähigen KWK-Strommengen wegen Erzeugung zu Negative-Preise-Zeiten und der Gesamtzahl der förderfähigen Vollbenutzungsstunden** im Gesetzeswortlaut klargestellt werden. Nur hierdurch wird für Anlagen- und Netzbetreiber hinreichende Rechtssicherheit hergestellt.

Schließlich fehlt in der **KWK-Ausschreibungsverordnung** die **Rechtsgrundlage für die KWK-Ausschreibungen ab 2026**. Nach § 3 Abs. 2 Satz 2 KWKAusV hat die Bundesregierung rechtzeitig einen Vorschlag für die Verteilung des jährlichen Ausschreibungsvolumens für die Jahre ab 2026 vorzulegen. Dies ist bislang unterblieben und muss mindestens für das Jahr 2026 nachgeholt werden.

Da die im geltenden KWK-Gesetz enthaltenen **Übergangsregelungen** einschließlich der durch die vorliegende Novelle vorgesehenen Präzisierungen für die KWK-Anlagenbetreiber sowie Wärme- und Kältenetzbetreiber keinen hinreichenden Investitionsschutz für eine Inbetriebnahme von in Umsetzung befindlichen Projekten nach 2026 geben, sieht der BDEW eine

unmittelbare Verlängerung des KWK-Gesetzes unabhängig von der ohnehin im Rahmen des Koalitionsvertrags angekündigten KWKG-Weiterentwicklung als dringend erforderlich an, wenn der EuGH die KWKG-Förderungen nicht als staatliche Beihilfen ansieht.

⇒ **Siehe dazu ausführlich das Themenpapier „Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz“**

7 Zu Art. 24 – Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes

Zum Energiefinanzierungsgesetz sieht der BDEW noch geringfügigen Änderungsbedarf bei der zu begrüßenden Umstellung auf einen **rein finanziellen Korrekturmechanismus des EE-Lastungsausgleichs** und regt weitergehende Änderungen für die Gleichstellung von geschlossenen Verteilnetzbetreibern mit anderen Verteilnetzbetreibern an.

Da der Regierungsentwurf eine **Streichung des beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalts** in § 68 EnFG vorsieht, sind weitergehende Anpassungen der Meldepflichten und -fristen erforderlich, um eine massengeschäftstaugliche Abwicklung dieser Privilegierung überhaupt zu ermöglichen.

Schließlich muss die letzte Stufe des **EnFG-Lastungsausgleichs zwischen ÜNB und VNB** mit einer **Übergangsfrist** versehen werden, damit die nach der aktuellen EuGH- und BGH-Rechtsprechung zum Begriff „Kundenanlage“ gestiegene Anzahl an Verteilernetzbetreibern effektiv am EnFG-Lastungsausgleich teilnehmen kann. Dies gilt sowohl hinsichtlich der insoweit ggf. bei nachgelagerten Netzbetreibern zu verortenden, an Letztverbraucher abgegebenen Strommengen, als auch hinsichtlich der dann zu erfüllenden Meldepflichten der Netzbetreiber. Aufgrund dieser praktischen Schwierigkeiten, verbunden mit einer weiterhin bestehenden, unklaren Abgrenzung zwischen den Begriffen „Kundenanlage“ und „Elektrizitätsverteilernetz“ plädiert der BDEW für die Schaffung einer entsprechenden Übergangsregelung für die Anpassung des EnFG-Lastungsausgleichs bis zum Ende des Jahres **2027**.

⇒ **Siehe dazu ausführlich das Themenpapier „Energiefinanzierungsgesetz“**

8 Zu Art. 35 – Gasspeicherumlage

Mit dem 4. EnWG-Änderungsgesetzes zur Abschaffung der Gasspeicherumlage, soll diese zum Ende des Jahres abgeschafft und die Rechtsgrundlage sowie die verfahrensmäßigen Voraussetzungen dafür geschaffen werden, dass der Bund den negativen Differenzbetrag auf dem Gasspeicherumlagekonto zum Ende des Jahres ausgleicht und damit den Kontostand auf null reduziert. Für den Zeitraum ab 1.1.2026 schafft das Gesetz eine allgemeine Regelung für die

Finanzierung der Gasspeicherbefüllungsmaßnahmen des Marktgebietsverantwortlichen sowie eine Verordnungsermächtigung für das BMWi, im Einvernehmen mit dem BMF falls zwingend notwendig für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, die Kosten für Maßnahmen des Marktgebietsverantwortlichen nach §§ 35a ff EnWG ganz oder teilweise auf die Bilanzkreisverantwortlichen umzulegen.

Es ist zu begrüßen, dass die für die Umsetzung erforderlichen rechtlichen Regelungen frühzeitig erlassen und dadurch Rechtssicherheit geschaffen wird.

Grundsätzlich positiv ist, dass die Gasverbraucher von der Gasspeicherumlage ab 2026 entlastet werden und die Kosten zukünftig über den Staatshaushalt finanziert werden sollen. Der Ausgleich des Umlagekontos sollte allerdings durch einen Bundeszuschuss aus dem Kernhaushalt und nicht aus dem KTF geleistet werden. Der KTF ist für investive, nicht konsumtive Ausgaben zu nutzen.

Bei rechtzeitigem Inkrafttreten des Gesetzes ist eine Weitergabe der Kostensenkung an die Endkunden zum Beginn des Jahres 2026 möglich. Insbesondere die Regelungen des neuen § 35 g bedürfen jedoch der Anpassung.

Im Einzelnen

§§ 35 f Abs. 1 S. 2 und 35 f Abs. 4 EnWG-E

Die §§ 35 f Abs. 1 S. 2 und 35 f Abs. 4 bedürfen der Ergänzung, damit die Ergebnisneutralität für den MGW insbesondere für dessen handels- und steuerbilanziell relevante Zeiträume und deren Stichtage möglich ist und auch ein Gleichlauf zwischen den beiden Absätzen hergestellt wird. Andernfalls besteht das Risiko, dass im Rahmen der Tätigkeit verursachte Kosten-/Erlössalden womöglich nicht zeit- und betragskongruent mit den sie kompensierenden Ausgleichsansprüchen bilanziert werden können und handelsbilanziell und steuerlich ungewollte Folgeeffekte eintreten.

Änderungsvorschlag § 35 f

(1) Die dem Marktgebietsverantwortlichen im Zusammenhang mit seinen Aufgaben zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit nach diesem Teil ab dem 1. Januar 2026 entstehenden Kosten werden, nach Maßgabe der Absätze 2 bis ~~65~~ ab dem 1. Januar 2026 von der Bundesrepublik Deutschland erstattet, wenn eine Rechtsverordnung nach § 35h nichts anderes bestimmt. Dem Marktgebietsverantwortlichen dürfen zu keinem Zeitpunkt ~~keine~~ Gewinne oder Verluste im Zusammenhang mit seinen Tätigkeiten nach diesem Teil entstehen.

(4) Soweit die in der Kostenberechnung dargelegten Kosten die dargelegten Erlöse übersteigen, also ein negativer Differenzbetrag entsteht, und wenn die Kostenberechnung von der Bundesnetzagentur für plausibel erachtet wurde, hat der Marktgebietsverantwortliche gegen die

*Bundesrepublik Deutschland einen Anspruch auf Erstattung dieses negativen Differenzbetrages. Soweit die in der Kostenberechnung dargelegten Erlöse die dargelegten Kosten übersteigen und die Kostenberechnung von der Bundesnetzagentur für plausibel erachtet wurde, hat die Bundesrepublik Deutschland einen Anspruch auf Erstattung dieses positiven Differenzbetrages gegen den Marktgebietsverantwortlichen. **Die Ansprüche bestehen dem Grunde nach bereits vor der Erklärung der Bundesnetzagentur.** Die Ansprüche nach den Sätzen 1 und 2 sind am 31. Juli des jeweiligen Kalenderjahres, in dem die Kostenberechnung zu übermitteln war, frühestens jedoch zwei Wochen nach der Plausibilitätserklärung der Bundesnetzagentur, fällig.*

Zu § 35g Abs. 7 EnWG-Entwurf Pflicht zur Weitergabe der Entlastung

Die 1:1-Weitergabe der Umlage trifft nicht auf alle Lieferverhältnisse zu. Es bedarf der Klarstellung, dass es sich nur um Verträge mit Letztverbrauchern handelt. Am virtuellen Handelpunkt THE gehandelte Mengen sollten explizit ausgenommen werden.

Grundsätzlich ist der im Gesetzentwurf vorgesehene Zeitplan zu begrüßen. Bei rechtzeitigem Inkrafttreten des Gesetzes ist eine Weitergabe der Kostensenkung an die Endkunden zum Beginn des Jahres 2026 möglich. Dabei ist zu beachten, dass zum Jahresende die meisten Lieferanten auf Grund der am jeweils 15. Oktober eines Jahres veröffentlichten Netzentgelte eine Neukalkulation der Preise vornehmen. Preisänderungen, die nicht unter die Regelungen des § 41 (6) EnWG fallen, müssen dem Kunden mit entsprechenden Fristen von 6 Wochen in der Grundversorgung und 4 Wochen bei Sondervertragskunden angekündigt werden. Zu diesen Fristen addieren sich noch die unternehmensinternen Vorbereitungen für die Preiskalkulation und die Vorbereitung und den Druck der Schreiben an die Kunden von zwei bis drei Wochen. Für eine Weitergabe der Entlastung ist es also zwingend notwendig, dass das Gesetz spätestens Ende Oktober im Bundesanzeiger veröffentlicht wurde.

Die Weitergabe der Entlastung muss die Berücksichtigung individueller Vertragskonstellationen im Sondervertragskundenbereich ermöglichen. Insbesondere Festpreisvereinbarungen, die die Umlage nach § 35e Satz 1 im Festpreis inkludieren, sind von der Verpflichtung der Weitergabe der Entlastung auszunehmen. Sowohl Kunden als auch Lieferanten haben mit einem solchen Vertrag eine bewusste Entscheidung auf Basis einer Risiko- bzw. Chancenbewertung getroffen und diese einkalkuliert. Eine einseitige Änderung würde zu Benachteiligung der Lieferanten führen. Zudem widerspräche eine entsprechende Regelung den Grundsätzen der Vertragsfreiheit. BDEW schlägt daher folgende Anpassung vor:

§ 35g (7) EnWG-E [Jeder bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 gesetzlich oder vertraglich von der Gasspeicherumlage belastete Bilanzkreisverantwortliche oder Gaslieferant ist verpflichtet, gegenüber seinen Kunden den Gaspreis mit Wirkung zum 1. Januar 2026 um den Betrag zu verringern, den dieser durch den Wegfall der Verpflichtung nach § 35e Satz 1 in der zuletzt für das

zweite Halbjahr 2025 festgelegten Umlagehöhe oder durch den Wegfall der in dieser Höhe entsprechend vertraglich geschuldeten Leistung einspart, soweit der Bilanzkreisverantwortliche oder Gaslieferant die Umlage nach § 35e Satz 1 oder die aufgrund eines Vertrages umgelegten Kosten auf seine Kunden umgelegt hat. Dies gilt nicht für Verträge, in denen die Umlage nach § 35e Satz 1 in einen Festpreis einkalkuliert war. Es wird vermutet, dass die Umlage nach § 35e Satz 1 in die Kalkulation des Gaspreises eingeflossen ist, es sei denn, der Bilanzkreisverantwortliche oder der Gaslieferant weist nach, dass dies nicht erfolgt ist. ...]

Es ist nachvollziehbar, dass der Gesetzgeber einen Hinweis auf die Entlastung auf der Kundenrechnung wünscht. Allerdings sei darauf hingewiesen, dass bereits jetzt Kundenrechnungen eine sehr hohe Zahl an Informationen und Daten für Kunden beinhalten müssen. Die stetige Ausweitung der Informationspflichten auf Kundenrechnungen führt daher nicht zu mehr Transparenz, sondern erhöht die Komplexität und senkt damit die Verständlichkeit für Kunden.

Eine Ausweisung der Entlastung der „Gasrechnung“ ist zudem ein aus Sicht des BDEW ungeeignetes Mittel, um die Kunden mit der Rechnung über die Entlastung zu informieren, die diese Information auf jeden Fall auch mit einer Preisanpassungsmitteilung bereits erhalten haben. Konkret auszuweisen, um welchen Betrag sich die Rechnung durch die Abschaffung der Gasspeicherumlage vermindert hat, würde für die Endkundenlieferanten bedeuten, dass der entsprechende jeweilige Entlastungsbetrag explizit berechnet werden müsste. Dies hätte zur Folge, dass immer zwei Beträge, einer mit Gasspeicherumlage und einer ohne dargestellt werden müssten. Ebenso ist es – auch wenn es auf den ersten Blick als wenig relevant erscheint – ein nicht gerechtfertigter Aufwand für eine einmalige Maßnahme, eine zusätzliche Berechnung in den Abrechnungssystemen zu implementieren (bei zusätzlicher Abrechnungslogik im IT-System stünde Nutzen und Aufwand in keinerlei Verhältnis). Es wäre daher zu begrüßen, wenn in den Rechnungen nur ein allgemeiner Hinweis auf die der Rechnung nicht mehr berücksichtigte Umlage nach § 35e Satz 1 darauf aufgenommen werden müsste. Dabei sollte die Umlage in ihrer vor dem 1.1.2026 geltenden Höhe pro kWh genannt werden. Aus Kundensicht sollte die Information ausreichend sein und durch Multiplikation mit dem Verbrauch lässt sich für den Kunden die Einsparung leicht ermitteln. Ebenso besteht so keine Gefahr, dass Kunden irritiert werden, wenn sich die auszuweisende Entlastung durch Wegfall der Umlage nach § 35e Satz 1 bei zum Beispiel zum 1.1.2026 steigenden Netzentgelten trotz einer 1:1-Weitergabe der Entlastung nur teilweise auf die Gesamtrechnungssumme ausgewirkt hat

BDEW schlägt daher folgende Anpassung vor:

§ 35g (7) EnWG-E, Satz 4

~~Der Betrag, um den sich die Gasrechnung~~ Für den Abrechnungszeitraum, in dem die Entlastung durch die Umlage erfolgte, ist in der Gasrechnung auf die Entlastung durch den Wegfall der Umlage nach § 35e Satz 1 hinzuweisen und die Höhe der Umlage vor dem 1.1.2026 ~~nach Satz 1 gemindert hat, ist in der Gasrechnung transparent~~ auszuweisen.

Verordnungsermächtigung gemäß § 35h EnWG-E

Grundsätzlich ist es richtig, dass das BMWF – auch wenn das Ministerium in der Gesetzesbegründung explizit eine andere Erwartung äußert – eine Regelung zur Kostentragung für den Fall, dass zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit der Marktgebietsverantwortliche Maßnahmen ergreifen muss, vorsieht.

Die Regelung des § 35h EnWG-E steht einer vollständigen Abschaffung der Gasspeicherumlage jedoch entgegen. Die Regelung erhöht die Unsicherheit beim Abschluss zukünftiger Lieferverträge und die Unplanbarkeit für die Marktakteure. Zudem ist nicht einmal festgelegt, mit welchen Fristen eine solche neue Umlage eingeführt werden könnte. Eine neu zu erhebende Umlage sollte nicht per Verordnung und mit entsprechend kurzen Fristen eingeführt werden dürfen, sondern wenn dann nur in einem regulären Gesetzgebungsprozess inkl. Anhörung der Öffentlichkeit. Dies widerspricht dem Vorbehalt des Gesetzes und dem Wesentlichkeitsprinzip, das besagt, dass die wesentlichen Aspekte einer Regelung, insbesondere einer belastenden Regelung, im Gesetz festgeschrieben werden. Der § 35 h EnWG-E ist daher zu streichen.

Sollte eine Streichung trotz dessen nicht vorgenommen werden, sind objektive Anknüpfungspunkte, Prozesse und Fristen im Gesetz zu regeln und können nicht in einer Verordnung ausgelagert werden.