

Berlin, 10.10.2025

Themenpapiere zur BDEW-Stellungnahme zum

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

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

BDEW-Stellungnahme EnWG: Themenpapier – Endkundenmarkt

10. Oktober 2025

Änderungen im EnWG zu Endkundenmärkten

1 Anzeige der Energiebelieferung / Absicherungsstrategien bei Änderungen des Energieangebots, § 5 Abs. 4a EnWG-E

Eingriffe in den Wettbewerbsmarkt dürfen grundsätzlich nur dort vorgenommen, wo dies rechtlich oder sachlich zwingend notwendig ist. Um innovative Wettbewerbsprodukte wie zum Beispiel flexible Tarifmodelle zu entwickeln, ist der rechtliche Rahmen derzeit ausreichend. Marktseitige Anreize und Wirtschaftlichkeit dürfen nicht durch konträre Vorgaben zum Hedging oder eine starke Einengung der möglichen Preisvolatilität behindert werden. Daher begrüßt der BDEW, dass in der Entwurfsfassung der aktuellen EnWG-Novelle (§ 5 neuer Absatz 4a) die Mindestvorgaben der EU-Binnenmarktrichtlinie zu Absicherungsstrategien im Strombereich 1:1 umgesetzt und nicht verschärft werden. Damit ist die Rolle der BNetzA gegenüber eventuell unseriösen Anbietern gestärkt, die keine derartigen Maßnahmen ergreifen, um das Risiko eines Ausfalls der Belieferung der eigenen Kunden zu vermeiden.

Wie in der Gesetzesbegründung schon dargelegt, praktizieren die allermeisten Versorger heute umfangreiches Risikomanagement. Die Risikovorsorge 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 unmissverständlich im Gesetzestext klarstellen, dass ein aufgrund § 91 Abs. 2 AktG oder vergleichbarer Regelungen implementiertes Risikomanagementsystem, das zudem regelmäßig von einem Wirtschaftsprüfer auditiert wird (z.B. nach IDW PS 340), geeignet ist, die Vorgaben aus § 5 Abs. 4a EnWG-E zu erfüllen. Andernfalls entstünde für die Lieferanten ein regulatorisches Risiko, mit ihren Risikomanagementsystemen diese Vorgaben nicht zu erfüllen. Die Folge wäre zusätzlicher bürokratischer Implementierungsaufwand für im Zweifel sogar redundante Risikomanagementsysteme, der am Ende zu Lasten der Kunden ginge.

Zudem müssten neue Anforderungen genauer formuliert werden, so deutlich wird, welche Risikostrategien als angemessen bewertet werden und welche nicht. Diese Anforderungen dürften nicht einseitig sein, sondern müssten transparent und auf Basis bestehender wettbewerbsneutraler Kriterien vom Gesetzgeber oder der BNetzA formuliert werden. Um hier bürokratischen Aufwand zu vermeiden, sollte die oben beschriebene Risikovorsorge ausreichen.

2 Monitoring im Endkundenmarkt § 35 (1) Nr. 10

BDEW kritisiert grundsätzlich die ständig wachsende Zahl an Datenlieferpflichten. Insbesondere die Datenlieferverpflichtungen für das jährliche Monitoring wachsen bei jeder Novellierung beständig an, ohne dass der Nutzen dargestellt bzw. nachgewiesen wird. Dies widerspricht aus Sicht des BDEW dem zumindest politisch erklärten Willen des Bürokratieabbaus. Wir bitten daher um Überprüfung, wofür die Erhebung der Daten notwendig sind.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Wir weisen darauf hin, dass die Unterbrechung der Versorgung sowie die Anzahl der vereinbarten Abwendungsvereinbarungen und der erfolgreich durchgeführten Abwendungsvereinbarungen nach § 41g Absatz 1 von einigen EVU nicht getrennt nach Strom und Gas ausgewertet werden können. Zumindest dies muss in der Regelung klargestellt werden.

3 Ergänzungsvorschlag Klarstellung bei Rechnungs- und Informationszeiträumen zu § 40 b EnWG

Die Fristen zur Rechnungsstellung wurden 2021 neu geregelt. Bis dahin durfte die Abrechnungsperiode eines Kunden ein Jahr nicht „wesentlich“ überschreiten. Das Gesetz sieht aktuell eine harte Frist vor, die die bisherige Flexibilität in Bezug auf die Abrechnungsperiode beschränkt. Fehlende Messdaten dürfen nicht zu versäumten Abrechnungsfristen führen. Dies offenbart Harmonisierungsbedarf bei der Fristsetzung. Abrechnungen müssen häufig korrigiert werden, was mit Rechts- und Inkassorisiken für Lieferanten einhergeht. Eine Lösung wäre die Wiedereinführung des Begriffs "wesentlich" in § 40b EnWG mit dem diese Harmonisierungslücke geschlossen werden könnte.

4 Rechnungsstellung: Ausweitung der 3 wöchigen Rechnungsfristen auf monatliche RLM-Gasabrechnungen nicht praktikabel (§40c Abs. 2 Satz 2 EnWG)

§ 40c Abs. 2 verpflichtet Strom- und Gaslieferanten, dem Letztverbraucher die Rechnung spätestens sechs Wochen nach Beendigung des abzurechnenden Zeitraums und eine Abschlussrechnung spätestens sechs Wochen nach Beendigung des Lieferverhältnisses zur Verfügung zu stellen. Für monatliche Stromabrechnungen gilt nach Satz 2 eine Abrechnungsfrist von drei Wochen. Der Gesetzentwurf sieht nunmehr vor, dass die dreiwöchige Abrechnungsfrist auch für monatliche Gasabrechnungen Anwendung finden soll, die insbesondere bei RLM-gemessenen Gaskunden üblich ist.

Eine dreiwöchige Abrechnungsfrist ist für RLM-gemessene Kunden im Regelfall nicht umsetzbar, weil die für die Abrechnung erforderlichen Werte wie Lastgänge und Brennwert frühestens 14 Tage nach Ende des Liefermonats vom Verteilnetzbetreiber an den Lieferanten übermittelt werden. Wir schlagen daher vor, dass die dreiwöchige Abrechnungsfrist an das Vorliegen der Abrechnungswerte anknüpft und zu diesem Zeitpunkt zu Laufen beginnt.

BDEW-Formulierungsvorschlag

§ 40c Abs. 2 EnWG sollte wie folgt geändert werden:

*„(2) Energielieferanten sind verpflichtet, dem Letztverbraucher die Rechnung spätestens sechs Wochen nach Beendigung des abzurechnenden Zeitraums und eine Abschlussrechnung spätestens sechs Wochen nach Beendigung des Lieferverhältnisses zur Verfügung zu stellen. Erfolgt eine Abrechnung nach § 40b Absatz 1 monatlich, beträgt die Frist für diese Abrechnung drei Wochen **ab Vorliegen der erforderlichen Abrechnungswerte.**“*

5 Erweiterte Informationspflichten § 41 Abs. 1 EnWG-E

Im Rahmen der Vertrags-/Produktgestaltung werden die gesetzlichen Vorgaben für vorvertragliche Informationspflichten zunehmend erweitert. Mit der vorliegenden Neuregelung werden die EVU beispielsweise zusätzlich verpflichtet, den Kunden auf Sonderangeboten/Preisnachlässe, auf die separaten Kündigungsmöglichkeit von Bündelprodukten, zur separater Preis-Ausweisung der jeweiligen Bündelprodukte hinzuweisen.

Grundsätzlich ist Transparenz ein wichtiger Aspekt für eine gute Vertrags- bzw. Kundenbeziehung. Der BDEW weist allerdings darauf hin, dass mit den zunehmenden gesetzlichen Informationspflichten die Komplexität der Informationen in Vertragsunterlagen und Rechnungen weiter erhöht wird. Zu viel Informationen bewirken am Ende eine Intransparenz für den Kunden und die intendierte Wirkung wird nicht erreicht. Es sollte daher grundsätzlich der Informationsumfang kritisch geprüft werden. Sowohl im Hinblick auf die Verständlichkeit für Kunden als auch auf mit Blick auf das ausgegebene Ziel des Bürokratieabbaus.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Grundsätzlich können die Regelungen zu Unsicherheiten bei zukünftigen Bündelprodukten führen, zum Beispiel beim Umgang mit Hardware, die keine Laufzeit hat.

6 Kostenwälzung von nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen, § 41 Abs. 6 EnWG-E

BDEW begrüßt ausdrücklich, dass mit dem 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. Das gleiche sollte für die unveränderte Weitergabe von Kostenerhöhungen der nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile gelten. Auch in diesen Fällen hat der Lieferant keine von ihm veranlasste Preisänderung vorgenommen, sondern lediglich die staatlich oder regulatorisch veranlassten Kostenbestandteile unverändert weitergereicht, was im Ergebnis kein Sonderkündigungsrecht des Kunden rechtfertigt. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass einzelne Umlagen und Abgaben durch Entscheidungen des Gesetzgebers mittlerweile mehrfach im Jahr geändert werden, stellt es sich für die Energielieferanten als eine zunehmende wirtschaftliche Herausforderung dar, wenn die nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile nicht

durch eine einfache Kostenwälzung in beide Richtungen an den Kunden weitergegeben werden können.

BDEW-Formulierungsvorschlag

§ 41 Abs. 6 EnWG sollte wie folgt geändert werden:

*„Bei unveränderter Weitergabe von umsatzsteuerlichen Mehr- oder Minderbelastungen, die sich aus einer gesetzlichen Änderung der geltenden Umsatzsteuersätze ergeben sowie bei unveränderter Weitergabe von **Mehr- oder** Minderbelastungen aufgrund einer ~~Absenkung~~ **Veränderung** des Saldos der Kalkulationsbestandteile nach § 40 Absatz 3 Nummer 1 bis 5, bedarf es keiner Unterrichtung nach Absatz 5 Satz 1 und 2; dabei entsteht kein außerordentliches Kündigungsrecht nach Absatz 5 Satz 4.“*

7 Festpreisverträge, § 41a Abs. 4-7 EnWG-E

Auch wenn es sich um eine Umsetzung der Vorgaben der Binnenmarktrichtlinie Strom handelt, halten wir eine staatliche Vorgabe bzw. die gesetzliche Verpflichtung von Lieferanten für bestimmte Tarifangebote (abseits der Grundversorgung) für grundlegend falsch. Da in Deutschland ein funktionierender Stromwettbewerbsmarkt vorherrscht, sollte die Entscheidung über bestimmte Tarifangebote vollständig den jeweiligen Lieferanten überlassen werden. Sofern sich eine Nachfrage nach bestimmten Produkten/Tarifen kundenseitig entwickelt oder besteht, sorgt der Markt und seine Teilnehmer automatisch dafür, dass Angebote im Wettbewerb gelegt werden.

Den Vorgaben der Strombinnenmarktrichtlinie entsprechend sollen Stromlieferanten mit mehr als 200.000 Kunden verpflichtet werden, Festpreisverträge anzubieten, in denen der Preis in Bezug auf den Versorgeranteil über einen Zeitraum von mindestens 12 Monaten stabil bleibt. Derartige Verträge sind bereits aktuell weit im deutschen Endkundenmarkt verbreitet, was letztendlich bestätigt, dass die Stromlieferanten bei entsprechender Nachfrage auch ohne gesetzliche Verpflichtungen den Erwartungen ihrer Kunden entgegenkommen. Einer gesetzlichen Vorgabe bedarf es nicht.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Hinsichtlich der Informationspflichten ist darauf hinzuweisen, dass die Pflichtangaben nach § 41a Absatz 6 EnWG-E aus redaktionellen Gründen ersatzlos gestrichen werden können, weil die Informationspflichten bereits in Absatz 7 Ziff. 5. und 6. vollständig abgebildet sind.

Nach § 41a Abs. 7 EnWG-E besteht die Verpflichtung, dem Letzverbraucher vor Vertragsabschluss nicht nur den Gesamtpreis, sondern alle Preisbestandteile mitzuteilen. Dies stellt insbesondere bzgl. der Netzentgelte und der Messkosten die Stromlieferanten vor erhebliche Probleme, weil es den Lieferanten zum Teil unmöglich ist die tatsächlichen Netzentgelte oder Messkosten vor Abschluss zu beziffern. Die Zuordnung erfolgt sowohl bei den Lieferanten als auch bei den Tarifrechnern über die PLZ. Eine finale Zuordnung über die PLZ ist jedoch in teilversorgten Gebieten nicht möglich. Unter Berücksichtigung, dass mit dem Kunden ein Inklusivpreis vereinbart wurde, hatten diese Abweichungen in der Praxis

bisher keine Relevanz. Bei den Messkosten wäre eine Bezifferung nur dann möglich, wenn die Art der Messeinrichtung (konventioneller Zähler, mME oder ImSyS) bereits vor Abschluss bekannt ist. Dies ist nicht der Fall. Selbst die Implementierung einer solchen Abfrage würde zu keinem Erfolg führen, weil insbesondere bei größeren Wohnkomplexen die Mieter oftmals überhaupt keine Kenntnis über die Art der (im Keller) eingebauten Messeinrichtung haben. Die notwendigen Informationen liegen somit erst nach Rückmeldung durch die Marktpartner vor, sodass diese Informationen dem Kunden nicht vor der Bestellung durch den Kunden mitgeteilt werden könnten. Der Kunde könnte die Aufsplittung des Gesamtpreises in die einzelnen Preiselemente somit erst nach Antragstellung, spätestens jedoch mit der Vertragsbestätigung erhalten. Vorher könnte der Lieferant allenfalls Werte unter Vorbehalt einer späteren Änderung nach erfolgter MaKo mitteilen. Auch weitere Informationen, z.B. der Vertragsbeginn könnten erst nach der MaKo erfolgen. Bei Absendung der Bestellung wäre nur die Information „Vertragsbeginn: mit Vertragsbestätigung, spätestens mit Lieferbeginn“ möglich. Die obigen Probleme würden sich ggf. relativieren, wenn durch den Gesetzgeber klargestellt wird, dass „Vor Abschluss“ tatsächlich so verstanden werden kann, dass diese Informationen erst mit der Vertragsbestätigung durch den Lieferanten zu erfolgen haben und nicht bereits vor Absendung der Bestellung durch den Kunden.

Über die vorvertragliche Informationsbereitstellung hinaus ist nach §41a Abs. 7 EnWG vorgesehen, den Kunden im Falle einer Änderung eines Informationsbestandteils auch der Verlängerung eines dynamischen Tarifes oder Festpreisvertrags die entsprechenden Informationen zukommen zu lassen. Dies betrifft u.a. auch Informationen, dessen Inhalt der Stromlieferant nicht selbst bestimmt, sondern informatorisch an den Kunden weitergibt, wie z.B. die Kontaktdaten des Verbraucherservice der BNetzA (§ 41 Abs. 7 Ziff 7 a) i.V.m. § 41 Abs.1 Satz2 Ziff. 12 EnWG) . Sollte die BNetzA die Kontaktdaten ändern, müssten alle Stromkunden in einem dynamischen Tarif oder Festpreisvertrag eine Zusammenfassung aller geforderten Informationen erhalten. Diese Informationen sind im Zweifel über die Internetseite abrufbar und benötigen aus unserer Sicht keine eigene Kommunikation.

Die in § 41 Abs. 5 getroffene Ausnahmeregelung für Lieferanten, die nur dynamische Tarife anbieten, ist grundsätzlich eine Ungleichbehandlung von Lieferanten. Diese lässt sich zwar aus der Richtlinie ableiten (Mitgliedstaaten können Ausnahme vornehmen), setzt aber nach der Richtlinie voraus, dass ferner “die Ausnahme sich nicht negativ auf den Wettbewerb auswirkt” UND “für den Endkunden eine ausreichende Auswahl an Elektrizitätsversorgungsverträgen mit fester Laufzeit und Festpreis besteht”. Mit der geplanten Einführung dieser Ausnahme hat der dt. Gesetzgeber augenscheinlich diese beiden Voraussetzungen bejaht. Damit stellt sich aber die Frage, warum überhaupt eine Verpflichtung von bestimmten Lieferanten ergehen muss, wenn bereits eine ausreichende Auswahlmöglichkeit im Markt existiert.

Bürokratieabbau ernst nehmen

ACHTUNG BÜROKRATIE

Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Informationspflichten zu den Vertragsinhalten über das gebotene Maß hinausschießen und zu erheblichen Mehrkosten führen, ohne dass der Kunde hiervon in irgendeiner Weise profitieren könnte.

Bereits nach geltender Rechtslage beinhaltet § 41 Abs. 1 EnWG eine umfangreiche Liste, was alles Inhalt von Energielieferverträgen sein muss. Für Fernabsatzverträge und Verträge außerhalb von Geschäftsräumen gilt zudem § 312d BGB in Verbindung mit § 246a EGBGB, der zahlreiche Informationspflichten normiert. Im elektronischen Geschäftsverkehr gibt es daneben noch die Pflichten aus § 312i BGB. Zudem ist in der Werbung und auf der Internetseite § 41 Abs. 3 EnWG zu beachten.

Nunmehr ist bei Festpreisverträgen und bei dynamischen Verträgen vor Vertragsschluss eine Art Informationsblatt vorgesehen, auf dem die aufgezählten umfangreichen Informationen enthalten sind. Ein zusätzliches Informationsblatt o.ä., das auch die unterschiedlichen Netzentgelte des jeweiligen Netzgebiet ausweisen muss und daher für jedes Netzgebiet unterschiedlich ausfallen dürfte, würde bei den Versorgungsunternehmen einen nicht unerheblichen Aufwand verursachen, der nach Auffassung des BDEW in keinem Verhältnis zum Nutzen steht, da der Kunde über die Vertragsformulare oder die Online-Bestellstrecke ja ohnehin alle Informationen erhält. Sofern einzelne Informationen aus dem geplanten § 41a Abs. 7 EnWG bisher noch nicht Pflichtinhalt von Verträgen sind, könnte dies in § 41 Abs. 1 EnWG ergänzt werden.

8 Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen, §§ 41f, 41 g EnWG-E - Übergangsfristen zur Umsetzung der gesetzlichen Änderungen ermöglichen

Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass mit den neu eingeführten §§ 41f, 41g EnWG-E zwischen Versorgungsunterbrechungen von Haushaltskunden innerhalb der Grundversorgung und außerhalb der Grundversorgung unterschieden wird.

Mit dem neu eingefügten § 41g EnWG-E wird in der Grundversorgung ein neuer Prozess zur Vermeidung von Energiesperren eingeführt, der die Einbeziehung des örtlichen Sozialhilfeträgers ermöglicht. Mit der Androhung einer Versorgungsunterbrechung wegen Zahlungsverzuges muss dem Haushaltskunden mitgeteilt werden, dass er freiwillig der Weitergabe seiner Daten an das zuständige Sozialamt zustimmen kann. Erteilt der Haushaltskunde dem Grundversorger die Zustimmung, ist der Grundversorger verpflichtet, den Sozialhilfeträger unter Weitergabe der Kundendaten über die drohende Versorgungsunterbrechung zu informieren. Bei fehlender Zustimmung ist der Grundversorger berechtigt - aber nicht verpflichtet - zum Zeitpunkt der 8-werkträgigen Sperrankündigung (41f Abs. 5 EnWG-E), das zuständige Sozialamt auch ohne Zustimmung des Kunden über die bevorstehende Versorgungsunterbrechung zu informieren. Von diesem Prozess sind keine geltenden Fristen und weitere Vorgaben für den Lieferanten bei Androhung und Durchführung einer Energiesperre betroffen, da der Sozialhilfeträger innerhalb von 8 Tagen reagieren muss, sofern die Behörde die drohende Liefersperre durch eine Kostenübernahmeerklärung abwenden will. Damit die Behörde eine kurzfristige Entscheidung treffen kann, sollte ihr auch die Höhe der Zahlungsrückstände durch den Grundversorger mitgeteilt werden können.

Grundsätzlich ist es zu befürworten, dass das Versorgungsunternehmen gesetzlich ermächtigt werden soll, dem Sozialamt Daten des Kunden zur Prüfung von Sozialhilfeansprüchen zur Verfügung zu stellen. Hiermit wird eine rechtssichere Möglichkeit geschaffen, in Härtefällen Verfahren anzustoßen und Kunden zu helfen. Anstatt einer generellen Verpflichtung für Versorgungsunternehmen zur Einholung von Einwilligungen zur Kontaktaufnahme mit Sozialämtern sollte zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen jedoch ein Weg gewählt werden, der den Haushaltskunden – im Bedarfsfall – direkter, schneller und zuverlässiger die Inanspruchnahme von Hilfeleistungen ermöglicht. Beispielsweise würde eine größere Wirkung durch eine Regelung zur Übernahme von Energiekosten durch Sozialhilfeträger außerhalb des EnWG erzielt werden, die dem Sozialhilfeträger die proaktive Übernahme von Energiekosten von Berechtigten ermöglicht, bereits bevor Zahlungsrückstände entstehen.

Wichtig ist, dass keine Änderungen der Fristigkeiten für Androhung und Umsetzung der Energiesperren aufgenommen werden. In der behördlichen Umsetzung ist entscheidend, dass standardisierte Schnittstellen zwischen Grundversorger und Sozialhilfeträger zur Verfügung stehen, um einen kurzfristigen und reibungslosen Datenaustausch zu ermöglichen.

BDEW-Formulierungsvorschlag

§ 41g Abs. 6 Ziff. 3 EnWG sollte wie ergänzt werden:

„3. die der Androhung der Versorgungsunterbrechung zugrundeliegenden Zahlungsrückstände“

Mit der Umsetzung der neuen Anforderungen an die Liefersperre sind die Geschäftsprozesse der Lieferanten in großem Umfang anzupassen und es sind Schnittstellen mit den beteiligten Sozialhilfeträgern zu etablieren. Eine sofortige Umsetzung nach Inkrafttreten der neuen gesetzlichen Regelungen ist daher faktisch ausgeschlossen, weshalb eine angemessene Umsetzungsfrist von 6 Monaten zwingend aufzunehmen ist.

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

Bis zum 1. Juli 2027 soll seitens des BMWK ein 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.

BDEW-Stellungnahme EnWG: Themenpapier – Änderungen im EnWG zur Netz- und Systemsicherheit

10. Oktober 2025

1 Änderungen beim Redispatch 2.0, § 14 EnWG

Gemäß den im Regierungsentwurf vorgesehenen Änderungen in § 14 EnWG 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. Außerdem soll die BNetzA im Rahmen des finanziellen Ausgleichs des Anlagenbetreibers Regelungen auch für einen angemessenen Aufwendungsersatz schaffen. Diesen sollen die Anlagenbetreiber erhalten, bei denen der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) und nicht der Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich bereitstellt.

Aus Sicht des BDEW gehen die Anpassungen grundsätzlich in die richtige Richtung. Positiv zu bewerten ist insbesondere, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen des EnWG für den Redispatch 2.0 angepasst und flexibilisiert werden sollen. Dadurch wird in den kommenden Jahren die Möglichkeit für ein schrittweises Vorgehen in Richtung eines verteilnetzweit umsetzbaren und effizienten Redispatch 2.0 auf Basis von Erfahrungen und Kapazitäten der Branche geschaffen. In den Übertragungsnetzen funktioniert der bilanzierte Redispatch 2.0 bereits heute gut. Zudem können die geplanten Anpassungen, sobald auch die entsprechenden Festlegungen der BNetzA vorliegen, mehr Rechtssicherheit für den bilanziellen Ausgleich im Verteilernetz schaffen. Hier ist die BNetzA gefragt, durch die konkrete Ausgestaltung Rechts- und Praxissicherheit herzustellen. Sinnvoll ist auch das Ziel, Regelungen für einen angemessenen Aufwendungsersatz zu schaffen, solange keine Bilanzierung durch den anfordernden Netzbetreiber erfolgt.

Allerdings bestehen auch noch wichtige Verbesserungsbedarfe:

- Weitere Details hinsichtlich der schrittweisen Wiederaufnahme des bilanziellen Ausgleichs durch die Verteilernetzbetreiber soll die vorgesehene Festlegung der BNetzA enthalten, die mit dem Inkrafttreten des Gesetzes getroffen werden kann. Es muss vermieden werden, dass zeitweise rechtliche Unsicherheit in Bezug auf Bilanzierungsaufgabe entsteht. Ebenso braucht es Klarheit hinsichtlich der Höhe des hiermit im Zusammenhang stehenden finanziellen Ausgleichs.

- Der BDEW empfiehlt, das Inkrafttreten der den Redispatch 2.0 betreffenden Gesetzesänderung auf den ersten Tag eines Kalenderjahres zu datieren, da Vermarktungsverträge oftmals eine jährliche Laufzeit haben und eine unterjährige Änderung der Ansprüche auf bilanziellen Ausgleich bzw. angemessenen Aufwendungsersatz nur mit erheblichem Aufwand in den Verträgen zwischen den Betreibern der Anlage und den Lieferanten bzw. Vermarktungsunternehmen umgesetzt werden können. Auch die Regelungen zum angemessenen Aufwendungsersatz müssen frühestmöglich bekannt sein. Ausschließlich durch eine solche Regelung wird die rechtliche Unsicherheit des Anlagenbetreibers über die Höhe des finanziellen Ausgleichs ausgeschlossen.
- Die geplante Anpassung schafft eine sinnvolle Übergangsphase und Spielräume für die BNetzA, praxisfeste und robuste Prozesse für die gesamte Branche zu etablieren. Der BDEW spricht sich dafür aus, bis Ende des Jahres 2030 die Umsetzung und Effektivität der gesamten gesetzlichen Übergangsregelung auf dem Weg zu einem flächendeckenden bilanziellen Ausgleich durch die Netzbetreiber zu evaluieren (und die Evaluierung nicht nur auf § 14 Abs. 1b Satz 4 EnWG-E zu beschränken, wie in § 14 Abs. 1b Satz 5 EnWG-E vorgesehen). Aus dieser Evaluierung könnten weitere notwendige rechtliche Weichenstellungen für die Zukunft des Redispatch 2.0 nach 2031 abgeleitet werden.
- Bei der Bestimmung des angemessenen Aufwendungsersatzes, wie ihn die Bundesnetzagentur (BNetzA) festlegen soll, ist auf die Erfüllung des Grundprinzips zu achten, nach dem eine Redispatch-Maßnahme den Anlagenbetreiber weder besser- noch schlechterstellen soll. Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber (und nicht der Bilanzkreisverantwortliche) den Aufwendungsersatz erhält, muss der Aufwendungsersatz mindestens der Höhe des anzulegenden Wertes entsprechen, damit dieses Prinzip gewahrt bleibt. Bilanzkreisverantwortlicher und Anlagenbetreiber müssen die Möglichkeit haben, die ihnen entstandenen Kosten über den Aufwendungsersatz zu decken.

Darüber hinaus sollten aus Sicht des BDEW die folgenden Hinweise und Ergänzungsbedarfe bereits jetzt im Gesetzentwurf berücksichtigt werden:

Die einseitige Nennung von „*wirtschaftlichen Vorteilen*“ in § 14 Abs. 1b EnWG-E bei der Bereitstellung des bilanziellen Ausgleichs durch den Bilanzkreisverantwortlichen ist nicht sachgerecht. Im Gegenteil ist nicht erkennbar, wann es überhaupt zu wirtschaftlichen Vorteilen im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen kommen könnte. In der Gesetzesbegründung wird genannt, dass dies im Falle von negativen Preisen oder positivem Redispatch der Fall sein könnte. Hier wird jedoch die Tatsache vernachlässigt, dass eine Anlage eine flexibel einsetzbare Option darstellt und durch die Redispatch-Maßnahme die Option entfällt, die Anlage, falls es wirtschaftlich sinnvoll ist, eigenständig bei negativen Preisen einzusenken oder bei

positiven Preisen zu erhöhen. Weiterhin sieht der geplante § 14 Abs. 1b EnWG-E vor, dass die BNetzA im Rahmen ihrer Festlegungskompetenz insbesondere auch negative Anreize bei einer ineffizienten Bewirtschaftung einsetzen soll. Anreize können aus Sicht des BDEW eine wichtige Rolle auf dem Weg zur Verbesserung des Redispatch 2.0 spielen. Die Fokussierung auf allein negative Anreize ist jedoch nicht sachgerecht und sollte dringend gestrichen werden. Auch positive Anreize können effektive Instrumente darstellen und sollten in den Überlegungen der BNetzA Berücksichtigung finden können.

BDEW-Formulierungsvorschläge:

§ 14 Absatz 1a und 1b EnWG-E sollte wie folgt geändert und folgender Absatz 1d zusätzlich in § 14 EnWG eingefügt werden:

„(1a) Die Regulierungsbehörde regelt durch eine ~~bis zum Ablauf des 31. Dezember 2031 zu befristende~~ Festlegung nach § 29 Absatz 1, unter welchen Voraussetzungen § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen entsprechend anzuwenden ist. Die Regulierungsbehörde kann die Anwendung insbesondere auf bestimmte Netzebenen, Anlagenarten und Anlagengrößen sowie auf bestimmte Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen beschränken oder von der Zustimmung der Betreiber vorgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze oder anderer Beteiligter abhängig machen. § 13j Absatz 5 Nummer 3 ist entsprechend anzuwenden.

(1b) Sofern oder soweit nach Absatz 1 Satz 3 der § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 für einen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen keine Anwendung findet, ist § 13a Absatz 2 mit der Maßgabe anzuwenden, dass der bilanzielle Ausgleich nach § 13a Absatz 1a Satz 1 als erfüllt gilt und der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen dem Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie als Bestandteil des finanziellen Ausgleichs einen angemessenen Aufwendungsersatz für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs durch den Bilanzkreisverantwortlichen zu zahlen hat. Die Höhe des zu zahlenden angemessenen Aufwendungsersatzes entspricht den Kosten, die für die Vornahme des bilanziellen Ausgleichs der Maßnahme durch den Bilanzkreisverantwortlichen erforderlich sind. **Sie entspricht mindestens dem anzulegenden Wert.** ~~Wirtschaftliche Vorteile, die der Bilanzkreisverantwortliche durch die Vornahme des bilanziellen Ausgleichs hätte erlangen können, hat der Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes zu erstatten.~~ Die Regulierungsbehörde trifft durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen zur Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes ~~und zur Bestimmung der wirtschaftlichen Vorteile~~. Sie gibt insbesondere pauschale Bestimmungsmethoden, Maßgaben für eine effiziente Bewirtschaftung sowie ~~negative Anreize zur bei einer ineffizienten~~ Bewirtschaftung vor. Die Sätze 1 bis 3 sind nicht anzuwenden,

wenn und soweit die Anlage der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zugeordnet ist. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie evaluiert zum 1. Juli 2027 die Umsetzung und Wirkung der Maßgaben und Anreize nach Satz 5.

[...]

(1d) Die Regulierungsbehörde legt dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz spätestens zum 31. Dezember 2030 einen Bericht über den Umsetzungsstand hinsichtlich der Vorgaben der nach Absatz 1a erlassenen Festlegung vor. Der Bericht soll auch eine Prognose über die zu erwartende weitere Umsetzung beinhalten. Die Regulierungsbehörde hat zur Erstellung des Berichts die Vertreter der Wirtschaft zu hören. Der Bericht soll auch Aussagen dazu enthalten, ob und aus welchen Gründen eine Verlängerung der nach Absatz 1a erlassenen Festlegung aus Sicht der Regulierungsbehörde notwendig wäre."

BDEW-Stellungnahme EnWG: Themenpapier – Übergangsversorgung (§ 38a EnWG-E)

10. Oktober 2025

Änderungen im EnWG zur Übergangsversorgung

1.1 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. Der BDEW weist drauf hin, dass die Verweise in der Gesetzesbegründung auf die beiden Urteile des Oberlandesgericht Düsseldorf v. 2.3.2023, 5 U 1/22 (nrw.de) sowie Oberlandesgericht Düsseldorf, 5 U 3/22 (nrw.de) überholt sind. Weiterhin ist zu klären, wie oberhalb der Mittelspannung bzw. Mitteldruck eine Übergangsversorgung, für die § 38a EnWG-E zutreffender Weise keine Anwendung findet, geregelt werden soll.

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. Würde der Netzbetreiber in diesen Fällen die entnommenen Energiemengen einem anderen Versorger zuordnen, müssten alle überregionalen Versorger außerhalb ihres Grundversorgungsgebietes Regelungen und Abläufe vorhalten. Denkbar wäre, dass eine Zuordnung dabei sogar erfolgen könnte, wenn im Vorversorgungsfall der betroffene Lieferant und/oder der Letztverbraucher den Liefervertrag selbst gekündigt hätten. Eine rechtssichere Klärung für den Umgang mit diesen Tatbeständen ist insbesondere vor dem Hintergrund des oben genannten BGH-Urteils unumgänglich und sollte in Form eines zusätzlichen Absatzes in § 38a Abs. 11 EnWG vom Gesetzgeber aufgegriffen werden.

BDEW-Formulierungsvorschlag zu § 38a Abs. 11 EnWG-E:

“(11) Liegen die Voraussetzungen einer Übergangsversorgung nicht oder nicht mehr vor und kann deshalb durch den Betreiber eines Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes keine Zuordnung eines Letztverbrauchers zum Bilanzkreis eines Übergangslieferanten erfolgen, ist der Betreiber von Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzen

verpflichtet, die Anschlussnutzung unverzüglich zu unterbrechen; hierfür hat der Anschlussnehmer entsprechend den Zutritt zu gewähren. Eine Unterbrechung erfolgt nicht, wenn die Folgen der Unterbrechung außer Verhältnis zur Schwere der Zuwiderhandlung stehen, insbesondere wenn in Folge der Unterbrechung eine Gefährdung von Leib und Leben oder vergleichbar gewichtiger Rechtsgüter entstehen würde. Betreiber von Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzen sind berechtigt, diese Energiemengen zu bilanzieren und Ersatz für die angefallenen Kosten vom Letztverbraucher zu verlangen. Die Höhe des Anspruchs für die bezogene Energie bestimmt sich nach dem Ausgleichsenergiepreis für die Beschaffung von elektrischer Ausgleichsenergie, welcher im Minimum 0 €/MWh beträgt, es sei denn es sind höhere Kosten angefallen. Die Gasmengen werden über das Trading Hub Europe (THE)-Konto ausgeglichen. Die Regulierungsbehörde wird ermächtigt, eine Festlegung zu treffen, die die Bilanzierungsvorgaben sowie die Kompensation der Kosten, die der Betreiber von Energieversorgungsnetzen nicht gegenüber dem Letztverbraucher insbesondere aufgrund von Zahlungsunfähigkeit geltend machen kann, regelt.

Nach § 38a Abs. 10 Satz 5 EnWG-E ist der Netzbetreiber nach fristloser Beendigung durch den Übergangsversorger lediglich berechtigt statt verpflichtet, eine Sperrung durchzuführen. Dadurch würde dem Lieferanten die Möglichkeit fehlen, die Sperrung gegenüber den Netzbetreibern durchzusetzen und sich gegebenenfalls schadlos zu halten. Daher sollte die Möglichkeit bestehen, abweichende Regelungen zur Umsetzung der Unterbrechung auf Verlangen des Übergangsversorgers zu treffen, die den Netzbetreiber zur Unterbrechung innerhalb einer bestimmten Frist verpflichten.

BDEW-Formulierungsvorschlag zu § 38a Abs. 10 Satz 5 EnWG-E:

*“(10) [...] Im Fall des Satzes 3 und nach Zugang der Information nach Satz 4 ist der Betreiber des Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes ~~berechtigt~~ **verpflichtet**, die Versorgung des Letztverbrauchers unverzüglich zu unterbrechen [...].”*

§ 38a Abs. 5 EnWG-E sieht eine Berücksichtigung der Bestimmungen nach §§ 41-41e EnWG bei der Übergangsversorgung vor. § 41 EnWG gilt jedoch nur für Verträge. § 38a EnWG-E begründet indes ein gesetzliches Schuldverhältnis, wenn die Bedingungen einer Übergangsversorgung gegeben sind. Durch den Verweis auf § 41 EnWG würden für die Übergangsversorgung hohe Transparenzanforderungen gelten, die sonst nur für Verträge gelten. In Bezug auf diese Transparenzanforderungen ist die hohe Schutzbedürftigkeit der Kunden in höheren Spannungs- und Druckebenen aus Sicht des BDEW nicht nachvollziehbar. Dadurch würden Kunden in der Übergangsversorgung bessergestellt sein, als Kunden in der Ersatzversorgung, auf die der § 41 EnWG keine Anwendung findet. Der Verweis auf §§ 41-41e ist daher zu streichen.

BDEW-Formulierungsvorschlag zu § 38a Abs. 5 EnWG-E:

“(5) Auf die Übergangsversorgung eines Letztverbrauchers sind ergänzend die Bestimmung der §§ 40 bis 40c und § 42 unter Berücksichtigung der Maßgaben der Absätze 6 bis 10 entsprechend anzuwenden.”

§ 38a Abs. 7 EnWG-E sieht eine Deckelung der Preise für die Übergangsversorgung vor. Aufgrund der mit der Übergangsversorgung eingehenden wirtschaftlichen Risiken sollte ein höheres Entgelt in den Grenzen der Angemessenheit möglich sein.

Durch eine Beibehaltung einer Preisdeckelung bestünde die Gefahr, dass Grundversorger keine Vereinbarung einer Übergangsversorgung nach § 38a EnWG-E eingehen und daher das Instrument seine Wirkung verliert. Im Übrigen obliegt eine Überprüfung der Angemessenheit bzw. Billigkeit der Preisgestaltung den Kartellbehörden. Ebenfalls ist im Vergleich zu dem Wortlaut und Begründung des früheren § 118c Abs. 3 EnWG das Wort “kurzfristigen” zu streichen. Ein Übergangsversorger dürfte - je nach möglicher Planung/Abschätzung der Energiemengen - nicht zwingend die Energie ausschließlich “kurzfristig” beschaffen. Um hier klarstellend mehr flexiblere Beschaffungsmöglichkeiten zuzulassen, die sich auch ggf. für die betroffenen Letztverbraucher positiv auswirken können, sollte diese redaktionelle Streichung vorgenommen werden.

Zudem wird vorgeschlagen, in § 38a Abs. 7 Nr. 2 EnWG-E die Worte “im Grundversorgungsgebiet des Übergangsversorgers” einzufügen. Analog zur Ersatzversorgung muss es möglich sein, diese Kostenbestandteile in dem Preis der Übergangsversorgung (u.a. Netznutzungs- und Messentgelte, Konzessionsabgabe) als Durchschnittswert zu berechnen, sofern der Übergangsversorger Grundversorger in mehreren Netzgebieten ist.

BDEW-Formulierungsvorschlag zu § 38a Abs. 7 EnWG-E:

“(7) Der Übergangsversorger ist berechtigt, als Allgemeinen Preis für die Übergangsversorgung von dem betroffenen Letztverbraucher ein angemessenes Entgelt zu verlangen, das insbesondere ~~nicht höher sein darf als die Summe~~

- 1. ~~der die~~ Kosten einer kurzfristigen Beschaffung der für die Übergangsversorgung erforderlichen Energiemengen über Börsenprodukte sowie Beschaffungsnebenkosten zuzüglich eines Aufschlags von 10 Prozent,*
- 2. ~~der die~~ für die Belieferung des betroffenen Letztverbrauchers im Grundversorgungsgebiet des Übergangsversorgers anfallenden Kosten für Netz- und Messentgelte sowie staatlich veranlasste Preisbestandteile sowie*
- 3. sonstiger Preis- und Kostenbestandteile, insbesondere eines Grundpreises, enthält.”*

Im Weiteren orientiert sich der Referentenentwurf in § 38a Abs. 6, 7 und 10 EnWG-E an der Begrifflichkeit der „Allgemeinen Preise“ in Anlehnung an den bestehenden §§ 36 und 38 EnWG. In höheren Spannungs- und Druckebenen finden im Gegensatz zur Grund- und Ersatzversorgung (Gesamtpreismodell) Preisformeln geschäftsüblich Anwendung. Dies könnte zu Verwechslungen und Missverständnissen bei allen Akteuren führen. Zumindest in der

Gesetzesbegründung sollte klargestellt werden, dass auch Preisformeln und ähnliche Preismodelle als „Allgemeine Preise“ verstanden und angewendet werden dürfen.

Darüber hinaus weisen wir darauf hin, dass die prozessualen Abläufe des 24h-Lieferantenwechsels (BK6-22-024 / BK6-24-174) die Umsetzung der Übergangsversorgung erschweren. Hintergrund ist, dass wegen der Vorgaben der BNetzA zum 24h-Lieferantenwechsel sowohl der Netzbetreiber als auch der Übergangsversorger erst 24 Stunden vor dem geplanten regulären Lieferende konkrete Maßnahmen ergreifen können, da bis dahin ein neuer Lieferant die Lieferstelle anmelden könnte.

Grundsätzlich besteht ein Missverhältnis zwischen den engen Fristenvorgaben des 24h-Lieferantenwechsels und dem hohen wirtschaftlichen Risiko, das mit der Übergangsversorgung sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Lieferanten in höheren Druck- und Spannungsebenen verbunden ist.

Vor diesem Hintergrund können auch die in § 38 Abs. 4 EnWG-E vorgesehenen Informationspflichten keine ausreichende Wirkung entfalten, weil der zur Verfügung stehende Zeitraum für alle Beteiligten im ungünstigsten Fall auf wenige Stunden begrenzt sein kann.

Auch die konkrete Formulierung der Frist für das Ende der Übergangsversorgung in § 38a Abs. 9 EnWG sollte noch einmal geprüft werden. Die Formulierung sollte offener erfolgen, damit die Regelungen des Lieferantenwechsels grundsätzlich darauf anwendbar sind. Die derzeitige Formulierung würde an Wochenenden zu einer mit Mehraufwand verbundenen Abweichung von den bestehenden Prozessen führen. Daher schlägt der BDEW vor, die Regelung des § 38 EnWG zur Ersatzversorgung auf § 38a EnWG-E zu übertragen und nicht auf einen speziellen Tag zu verweisen.

BDEW-Formulierungsvorschlag zu § 38a Abs. 9 EnWG-E:

„(9) Die Übergangsversorgung eines Letztverbrauchers endet, ohne dass es einer Kündigung bedarf, ~~mit dem Ablauf des Tages, der dem Tag vorausgeht, zu dem die Elektrizitäts- oder Gaslieferung auf Grundlage eines neuen Elektrizitäts- oder Gaslieferungsvertrages~~ wenn die Energielieferung auf der Grundlage eines Energielieferungsvertrages des Letztverbrauchers beginnt, spätestens jedoch drei Monate nach Beginn der Übergangsversorgung. Der Übergangsversorger kann für die Abrechnung der Elektrizitäts- oder Gaslieferung den Elektrizitäts- oder Gasverbrauch für den Zeitraum der Übergangsversorgung auf Grund einer rechnerischen Abgrenzung schätzen, soweit keine Verbrauchsermittlung nach § 40a Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 vorliegt.“

Das Rechtsverhältnis nach Absatz 1 endet, wenn die Energielieferung auf der Grundlage eines Energielieferungsvertrages des Kunden erfolgt, spätestens aber drei Monate nach Beginn der Übergangsversorgung.

BDEW-Stellungnahme EnWG: Themenpapier – Gemeinsame Energienutzung – „Energy Sharing“

10. Oktober 2025

Die geplante Regelung soll die Vorgaben zur gemeinsamen Nutzung von Energie aus erneuerbaren Anlagen in Artikel 15a der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie (Energy Sharing) umsetzen. Dies soll Letztverbrauchern die Teilhabe am Energiemarkt weiter vereinfachen und ist vor diesem Hintergrund grundsätzlich positiv. Im Positionspapier [„Rahmenbedingungen für Energy Sharing: Akzeptanz stärken, Investition anregen“](#) vom 2. Juli 2024 hatte der BDEW bereits ausführliche Vorschläge für eine Ausgestaltung von „Energy Sharing“ in Deutschland unterbreitet. Darin enthaltene Positionen spiegeln sich u.a. in der Bewertung zu § 42c EnWG-E wider.

Festzuhalten ist dabei, dass es Privatpersonen ermöglicht werden soll, mit möglichst geringem administrativem Aufwand an den energiewirtschaftlichen Prozessen teilzunehmen. Gleichzeitig ist weiterhin sicherzustellen, dass diese Nutzenden auch die entstehenden Kosten zu tragen haben.

Um das sicherzustellen, sollte mit der Branche im Sinne einer effizienten Umsetzung zusammengearbeitet werden. 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:

- 1:1 Umsetzung der Richtlinie hinsichtlich des Umfangs
- Ausschöpfen der Fristen für die Umsetzung
- Schaffung einer Festlegungsbefugnis der BNetzA für die Umsetzung und Abwicklung des Energy Sharings in der Praxis

1 Richtliniengetreue Umsetzung: Priorisierung und Frist

Die Umsetzung geht insbesondere mit Blick auf den Zeitpunkt der Anwendung und des Umfangs über die Mindestanforderungen aus der Richtlinie hinaus. Wir möchten hier an die Vereinbarung des Koalitionsvertrages erinnern, die bei der Umsetzung von EU-Recht in nationales Recht kategorisch bürokratische Übererfüllung ausschließt (Rz. 2014). Die Spielräume, die Art. 15a Strombinnenmarktrichtlinie der nationalen Umsetzung insbesondere hinsichtlich des Zeitpunkts überlässt, sollten dringend genutzt werden, um der Praxis den notwendigen Zeitraum zur Implementierung der erforderlichen effizienten **Prozesse für die Abwicklung von Netzzugang und Bilanzierung** und für deren Erprobung zu geben.

Hintergrund ist, dass § 42c EnWG-RegE die Komplexität der Abwicklung insbesondere für Netz- und Messstellenbetreiber sowie Reststromlieferanten im Vergleich zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung erheblich steigert, da die Lieferung auch über das Netz erfolgen können soll. Die Ausgestaltung der Marktkommunikationsprozesse zur Abwicklung des Netzzugangs und der Bilanzierung ist

nach europäischem Recht grundsätzlich Aufgabe der BNetzA. Der BDEW spricht sich daher dafür aus, die Abwicklung der gemeinsamen Energienutzung (Energy Sharing) im Rahmen einer BNetzA-Festlegung auszugestalten. Dieses Vorgehen wäre europarechtskonform und würde deutlich mehr Flexibilität bieten, um die Verfahren mit den bestehenden Marktkommunikationsprozessen oder mit bereits anstehenden Marktkommunikationsprojekten (bspw. das BNetzA-Festlegungsverfahren zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub)) sinnvoll zu synchronisieren. **Insbesondere die zeitlichen Abhängigkeiten und Wechselwirkungen sind zwingend durch die BNetzA abzustimmen, sodass Synergieeffekte gehoben werden können.**

Abzulehnen ist, dass einmal mehr die Netzbetreiber oder Lieferanten zusätzliche Aufgaben übernehmen sollen, die entweder anderen Marktteilnehmern zuzuordnen sind oder grundsätzlich durch staatliche Stellen zu erfüllen wären (wie schon bei Prüfungsanforderungen nach dem EEG, bei der Erlöschöpfung aus den Preisbremsengesetzen, etc.). Da die Ressourcen sowohl bei den Vertrieben als auch bei den Verteilernetzbetreibern begrenzt sind, ist dringend auch eine zeitliche Priorisierung nach Energiewenderelevanz und Kosten bzw. Nutzen erforderlich. Auch aus Gründen der Priorisierung ist auch die umfangreiche Zuweisung neuer Aufgaben an Netzbetreiber zur Vereinfachung der gemeinsamen Energienutzung in § 20b EnWG-RegE zu hinterfragen.

Vor allem vor dem Hintergrund, dass zeitnah eine Vielzahl anderer Projekte mit IT-Relevanz umgesetzt werden müssen, ist eine Abwicklung von Energy Sharing im Massengeschäft in den genannten Fristen bis 2026 für die Umsetzung innerhalb eines Bilanzierungsgebietes und bis 2028 in weiteren Bilanzierungsgebieten nicht realisierbar.

Beispiele für die bereits bei den Energieversorgungsunternehmen laufenden Projekte mit hohem IT-Umsetzungsaufwand sind unter anderem:

- der Rollout von intelligenten Messsystemen,
- die Umstellung der Steuerung von Anlagen für den Verbrauch und die Einspeisung, auf eine Steuerung über das intelligente Messsystem,
- die Beschleunigung und Digitalisierung des Netzanschlusses,
- die Beschleunigung des Netzausbaus,
- die Umsetzung des Redispatch und bzw. andere Maßnahmen vor dem Hintergrund der Erzeugungsüberschussthematik,
- die Umsetzung der Vorgaben zur Cybersicherheit (NIS-2-Umsetzungs- und Cybersicherheitsstärkungsgesetz),
- die Stabilisierung der Regelungen zum Lieferantenwechsel 24h Strom,
- die Umsetzung von Gebäudestrommodellen und die Netzentgeltabrechnung nach § 14a EnWG (insb. Tarifmodell 3 seit 1. April 2025) und
- die Einführung des [BNetzA-Festlegungsverfahrens](#) zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub), die ebenfalls die Messwertverarbeitung beinhaltet.
- Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL)

- Ausschreibung des Bundes für Schnellladeinfrastruktur für E-Lkw, insbesondere im Zusammenhang mit „Netzzugangsregeln zur Ermöglichung einer ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnung für Elektromobilität (NZR-EMob)“

2 Richtliniengetreue Umsetzung: Zuordnung von Aufgaben und der Finanzierung

Es sei darauf hingewiesen, dass aus den Regelungen für die Lieferanten des sogenannten „Reststroms“ zusätzlich zu den bereits aus § 42b EnWG (Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung) folgenden Risiken weitere erhöhte Bilanzierungsrisiken folgen können.

Es ist zu begrüßen, dass die Abrechnung der anfallenden Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte offenbar grundsätzlich von gemeinschaftlichen Energienutzern abgewickelt und kostenseitig getragen werden soll und hierfür nicht der Stromlieferant des Letztverbrauchers in Anspruch genommen werden kann. Allerdings ergibt sich dies nicht ausdrücklich aus § 42c Absatz 3 Nr. 3 EnWG-RegE, wie die Begründung zu diesem Punkt vermuten lässt. Die Regelung enthält grundsätzlich nur noch die Aussage, dass eine Nutzung der Elektrizität unentgeltlich zwischen den Vertragspartnern erfolgen kann. Dies könnte aus Sicht des BDEW missverständlich sein. Der BDEW geht davon aus, dass die Unentgeltlichkeit sich ausschließlich auf die Lieferung von Elektrizität bezieht und nicht auf ggf. zu zahlende Steuern sowie Umlagen oder das bei der Nutzung des Netzes anfallende Netzentgelt.

Der BDEW begrüßt die Regelung, dass die erwähnte Abrechnung der Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte nach § 42c Absatz 5 EnWG-RegE neben anderen als der zu vergütenden Dienstleistung von einem Dritten erbracht werden kann. Dies ermöglicht eine professionelle Abwicklung und verringert mögliche Beratungsaufwände für alle Beteiligten. Um die Abrechnung der Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte so effizient wie möglich zu gestalten, sollte in der konkreten Ausgestaltung mit der Branche erarbeitet werden, wie eine Abrechnung, die nicht durch den Stromlieferanten erfolgt, erfolgen kann. Dabei sind individuelle Abrechnungen zwischen Kunden und Netzbetreiber außerhalb der gängigen Abrechnungsprozesse zu vermeiden, um eine effiziente Durchführung der Abrechnung gewährleisten zu können¹. Die Abrechnung wird die Aufwände, insbesondere IT-Aufwände, beim Netzbetreiber maßgeblich erhöhen.

Da die Beschaffung des „Reststroms“ durch den Lieferanten zudem mit Aufwand verbunden ist, sollte der Letztverbraucher im Rahmen einer Anzeigepflicht den Energieversorger von der Teilnahme am Energy-Sharing unterrichten müssen. Wünschenswert sind im Rahmen der Anzeigepflicht die Angabe zusätzlicher Informationen, wie z.B. den Aufteilungsschlüssel oder ob Speicher integriert sind.

3 Anwendungsbereich und Regelungen zur Abwicklung

In dem Recht zur gemeinsamen Nutzung von Energie über weite Strecken und mehrere Netzebenen sieht der BDEW die Möglichkeit der Verschärfung aktueller und künftiger Netzengpässe, da es ggf. zu zusätzlichen, sonst nicht auftretenden Lastspitzen durch die Gemeinschaft der Letztverbraucher kommen kann. Grundsätzlich gilt, dass auch die Nutzer von Energy Sharing in alle Maßnahmen zur

¹ Korrigierte Version

verbesserten Systemdienlichkeit von PV- und Speichieranlagen, analog den dann geltenden Vorgaben für die betroffenen Nutzergruppen, einbezogen werden müssen.

Die **Einschränkung auf ein Bilanzierungsgebiet** ist vor dem Hintergrund einer handhabbaren Abgrenzung dringend geboten, denn die EU-Richtlinie gibt einen geographischen oder lokalen Bezug vor. **Energy Sharing sollte räumlich dauerhaft nicht über das Bilanzierungsgebiet hinaus gehen. Die Ausweitung auf ein angrenzendes Bilanzierungsgebiet in Abs. 4 Nr. 2 ist zu streichen.**

Wenn das Gebiet, in dem Energy Sharing möglich ist, zu groß wird, gehen der lokale Charakter, und potenziell mögliche netzentlastende Effekte verloren. Die Ermöglichung zum Energy Sharing über die Grenze eines Bilanzierungsgebietes hinaus, würde zu einer Erhöhung des Transportes von Kleinstmengen über Netzebenen und Netzbetreibergrenzen hinweg führen. Dies widerspricht dem Ziel der Dezentralität und kann Netzengpässe verschärfen, insbesondere wenn Strom aus der NS-/MS-Ebene über HS- oder HÖS-Ebenen transportiert werden muss. Dieser Ansatz widerspricht somit wesentlich dem grundsätzlich sinnvollen Ansatz und der steigenden Notwendigkeit zu netzdienlichem Verhalten aller Netznutzer. Die Definition des relevanten Gebietes sollte besser vor einer endgültigen Festbeschreibung im Gesetz eingehend analysiert und ggf. über eine Festlegungskompetenz der BNetzA geregelt bzw. geändert und in bestehende angepasste Marktkommunikationsprozesse sinnvoll integriert werden. So hat bspw. Österreich bereits hinreichende Erfahrungen in Sachen Energiegemeinschaften über Bilanzierungsgebiete hinweg gesammelt. Der enorme prozessuale und operative Aufwand und die tatsächliche quantitative Nutzung stehen in keinem positiven Verhältnis. **In einer möglichen Festlegung der BNetzA sollte auch geregelt werden, dass auch noch kleinere Begrenzungen, getroffen werden können,**

Dementsprechend steht der BDEW der Erweiterung auf „das“ angrenzende Bilanzierungsgebiet ab 1. Juni 2028 ausgesprochen und entschieden kritisch gegenüber. Darüber hinaus ist auch nicht klar wie zu verfahren ist, wenn mehrere Bilanzierungsgebiete angrenzen. Für den Fall, dass es bei der angedachten Regelung für angrenzende Bilanzierungsgebiete bleibt, sollte eine Klarstellung erfolgen, dass es sich bei angrenzenden Bilanzierungsgebieten nur um solche Verteilernetze handeln kann, die eine netztechnische direkte Verbindung aufweisen und nicht um Verteilernetzgebiete, die nur geografisch aneinandergrenzen. Die Festlegungen darüber sollten ebenfalls durch die BNetzA erfolgen.

Mit Blick auf die Umsetzungsfristen und die des [BNetzA-Festlegungsverfahrens](#) zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub) ist zu empfehlen, die Fristen für die Betreiber der Elektrizitätsverteilernetze innerhalb des Bilanzierungsgebiets ab 1. Juni 2026 nach Absatz 4 Nr. 1 entsprechend zu verlängern und mit dem Umsetzungszeitpunkt im Jahr 2029 zum MaBiS-Hub durch eine BNetzA-Festlegungskompetenz zu synchronisieren, um Synergieeffekte zu erzielen, dem Umsetzungsaufwand gerecht zu werden und keine Investitionen und Ressourcen für zeitlich begrenzte Übergangslösungen zu binden. Damit kann im Jahr 2029 im Rahmen der Einführung des MaBiS-Hub (der Funktion „Messwertverarbeiter“) die Umsetzung des §42c Abs. 4 Nr. 2 erfolgen. Somit erfolgt keine separate Umsetzung (Implementierung neuer Prozesse) des §42c Abs. 4 Nr. 2 für ein Jahr bis zur Einführung des MaBiS-Hub. Eine Umsetzung nach jetziger Frist wird kaum erreichbar sein, so dass der Aufbau eines marginal früher operativen, separaten und damit Kapazitäten und Kosten bindenden Parallelsystems in keiner Weise einer effizienten und netzkostenoptimierenden Ausprägung darstellen würde.

Auch die über § 20b Absatz 1 EnWG-RegE wohl verbindliche **Nutzung einer Internetplattform** sollte das Gesetz in der Fassung des vorliegenden Entwurfs nicht vorsehen. Die Schaffung einer solchen Plattform ist in der vorgegebenen Zeit ohnehin nicht möglich (siehe dazu Ausführungen zu § 20b EnWG-RegE in der BDEW-Stellungnahme). Kosten und Nutzen z.B. einer Internetplattform zur weiteren Digitalisierung des Netzzugangs sowie zur Abwicklung des Energy Sharing sollten vor einer Detailfestlegung mit der Branche besprochen werden und sind auf ihre Umsetzbarkeit in der Praxis zu prüfen. Dabei ist zu bedenken, dass ein Eingriff in bestehende Abläufe und Prozesslandschaften auch zu Verzögerungen an anderen Stellen führen kann. Soweit es um die Nutzung einer Plattform für die Abwicklung des Netzzugangs geht, begrüßt der BDEW die Verschiebung der Umsetzungszeiträume in § 20b Abs. 3 in die Festlegungskompetenz der BNetzA. Ausführliche Erläuterungen zur Plattform unter § 20b EnWG-RegE finden sich in der Hauptstellungnahme.

4 Regelungen zu Dienstleistungen und beteiligten Anlagen

Grundsätzlich sollten rollenspezifische Ausgestaltungen und Vorgaben nicht im Gesetz, sondern im Rahmen einer BNetzA-Festlegung spezifiziert werden. Nur so können Konzepte in die praktische Umsetzung gebracht werden, die effiziente Lösungen ermöglichen. Mit Blick auf die praktische Umsetzung des Energy Sharing in den Vorgaben zur Marktkommunikation hat der BDEW sich bereits ausführlich mit entsprechenden Modellen beschäftigt und bringt diese Konzepte gerne im Rahmen einer BNetzA-Festlegung ein.

Eine Verpflichtung der Netzbetreiber zur Umsetzung der Regelungen zum Energy Sharing (§ 42c, Absatz 4) sollte erst erfolgen, wenn durch die BNetzA in Zusammenarbeit mit der Branche die Marktkommunikation und die entsprechenden Formate abgestimmt und in die Praxis überführt wurden.

Der BDEW unterstützt in diesem Zusammenhang, dass § 42c Absatz 1 EnWG-RegE auf „**eine**“ **Anlage** zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien Bezug nimmt und geht davon aus, dass die Formulierung *„Der Betreiber einer Anlage (...) kann die erzeugte Elektrizität (...) gemeinsam nutzen (gemeinsame Nutzung), wenn ...“* die gemeinsame Energienutzung auf eine Anlage je beteiligtem Letztverbraucher beschränkt. Eine Ausweitung auf Mehrfachteilnahme sollte erst nach eingehender Analyse von Erfahrungswerten angedacht werden.

Hinsichtlich des Umfangs der teilnahmeberechtigten Anlagen geht der BDEW davon aus, dass sowohl Bestands- als auch Neuanlagen nach EEG erfasst sind. Die Einbindung bestehender Anlagen ermöglicht die effiziente Nutzung des vorhandenen Potenzials und stärkt die Flexibilität sowie Wirtschaftlichkeit des Systems, auch um gerade in der Anlaufphase einen Aufwuchs von Sharing-Modellen zu ermöglichen. Dies ist besonders angezeigt, da eine mögliche Überschusseinspeisung mit Blick auf Neuordnung des EE-Fördersystems nur im Rahmen einer Direktvermarktung möglich ist.

Für die Feststellung, ob es sich um eine oder mehrere Anlagen handelt und wie die relevanten Leistungsgrenzen nach § 42c Abs. 7 EnWG-RegE ermittelt werden, sollte eine Klarstellung aufgenommen werden. 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.

5 Wechselfristen und -daten sowie Einhaltung eichrechtlicher Vorgaben

Wie bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG, fehlen auch in § 42c EnWG Abs. 3 Nr. 2 weitere Regelungstatbestände zum Aufteilungsschlüssel der Energiemengen. Da der Aufteilungsschlüssel für Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und Reststromlieferant äußerst relevant ist, muss er auch diesen Beteiligten mitgeteilt werden und Grundinformationen wie zeitliche Aspekte der Abnahme oder die Information, ob Speicher integriert sind, enthalten. Individuell vereinbarte Aufteilungsschlüssel zwischen Betreiber und Letztverbraucher können zu übermäßig vielen Einzelfallbearbeitungen (Klärfällen) führen. Daneben sind diese mit hohem manuellem Aufwand für die teilnehmenden Letztverbraucher und oft mit bilateralen Abstimmungen verbunden. Als weiterer Regelungstatbestand wäre die Aufnahme von Haftungsregeln bei möglichen Pflichtverstößen anzustoßen, die z.B. bei Nichtmitteilung des Aufteilungsschlüssels greifen würden. Wie oben schon vorgeschlagen, bietet es sich an, dieses Regelungsfeld der BNetzA zu überlassen. Das Gesetz bietet hierfür nicht den richtigen Regelungsrahmen.

Der BDEW weist außerdem darauf hin, dass der Letztverbraucher nach Eichrecht eine nachvollziehbare Rechnung erhalten muss und diese mit Hilfe der Zählerstände und einfachen Rechenoperationen ermöglicht werden muss. Dies ist für die Netznutzungsabrechnung gewährleistet, wenn darüber die gesamte Energiemenge abgerechnet wird (siehe § 33 MessEG, mit Anforderungen an das Verwenden von Messwerten).

BDEW-Vorschlag:

Die Vorgaben nach § 42c EnWG-RegE sollten in ihrem Umfang auf das beschränkt werden, was gemäß den Vorgaben der Strombinnenmarkttrichtlinie zwingend erforderlich ist. Dazu schlägt der BDEW folgende Mindeständerungen vor:

- Streichung von Absatz 4 Nr. 2
- Umsetzung Absatz 4 Nr. 1 erst nach Einführung entsprechender Regeln zur Marktkommunikation
- Klarstellung bzw. Korrektur der Verweise in Absatz 5
- Klarstellung der Bedingungen für die Zusammenrechnung von Anlagen

Außerdem sollte § 42c Abs. 6 um einen Satz ergänzt werden:

(4) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zur gemeinsamen Nutzung nach Absatz 1 teilen der zuständigen Stelle den in Absatz 3 Nummer 2 bezeichneten Aufteilungsschlüssel mit. Die BNetzA kann Näheres in einer Festlegung regeln.

Flankierende Änderungen im EEG fehlen

Die im ursprünglichen Regierungsentwurf vorgesehene Modifizierung der anteiligen Direktvermarktung für eine flexible Aufteilung der Strommengen für den Verbrauch in der kundeneigenen Anlage und zwischen den teilnehmenden Energienutzern in jeder Viertelstunde in § 21b Abs. 2 EEG-E fehlt

im aktuellen Entwurf. Die klarstellende Anpassung im EEG zur Berücksichtigung für das Energy Sharing war vor dem Hintergrund des Interessensausgleichs der Letztverbraucher und des Prognoserisikos der ÜNB zu begrüßen und sollte wieder aufgenommen werden. Perspektivisch werden durch das BNetzA-Festlegungsverfahren zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub) auch andere Modelle grundsätzlich umsetzbar sein (vgl. BNetzA-Eckpunktepapier BK6-24-210).

BDEW-Stellungnahme EnWG: Themenpapier: Planung- und Zulassungsrecht und elektromagnetische Beeinflussung

10. Oktober 2025

Inhalt

1	Einleitung	2
2	Hinweise im Einzelnen	3
2.1	§ 11c und § 14d EnWG	3
2.2	§ 17d EnWG – Verlängerung der bestehenden Regelung.....	3
2.3	§ 43 EnWG - Erfordernis der Planfeststellung.....	3
2.4	§ 43b EnWG – Änderung der Regelungen zum Planfeststellungsbeschluss.....	4
2.5	§ 44a EnWG – Veränderungssperre, Vorkaufsrecht	6
2.5.1	Zu § 44a Abs. 1 Satz 2 EnWG	7
2.5.2	Zu § 44a Abs. 1 Satz 4 EnWG – Ausnahme von der Veränderungssperre	7
2.6	§ 44b Absatz 8 EnWG – Vorzeitige Besitzeinweisung, Verweis auf Landesregelungen.....	9
2.7	§ 48a EnWG – Duldungspflicht bei Transporten für alle Energien.....	10
2.8	§ 49a EnWG - Elektromagnetische Beeinflussung, Festlegung der Erstattungsdauer	10
2.9	§ 49c EnWG – Beschleunigte Umsetzung von Schutz- und Sicherungsmaßnahmen	11

1 Einleitung

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 Erweiterung des Ausführungszeitraums für Offshore-Anbindungsleitungen (§ 17d Abs. 1a 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),
- zur Streichung des Verweises auf Landesgesetze in § 44b Absatz 8 zur Vermeidung bürokratischer Mehraufwände,
- 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.

Die nachfolgenden Ausführungen konkretisieren diese Punkte im Einzelnen und enthalten zugleich konstruktive Formulierungsvorschläge zur Weiterentwicklung des Gesetzentwurfs im Sinne einer praxisgerechten, effizienten und zukunftsfähigen Energieinfrastrukturplanung.

2 Hinweise im Einzelnen

2.1 § 11c und § 14d EnWG

Es ist zu begrüßen, dass in § 11c und § 14d eine Regelung zum Abwägungsvorrang für Energiespeichereinrichtungen bzw. für Energieverteilernetze aufgenommen wird.

2.2 § 17d EnWG – Verlängerung der bestehenden Regelung

Um einen koordinierten Weiterbetrieb bestehender und in Bau befindlicher Offshore-Windparks (OWP) über ursprüngliche Laufzeit von 25 Jahren hinaus ermöglichen, durch den die Kosteneffizienz und Stromerträge erhöht sowie die Umwelteingriffe reduziert werden können, bedarf es verschiedener regulatorischer Anpassungen. Ein entsprechend noch im Referentenentwurf angekündigter Regelungsvorschlag ist im Regierungsentwurf nicht mehr enthalten. Das Entschädigungsregime nach § 17 e EnWG ist aber bei einem Weiterbetrieb von OWP und Netzanbindung über die ursprüngliche Laufzeit von 25 Jahren hinaus nicht mehr sachgerecht. Der Entschädigungsmechanismus muss daher grundlegend überdacht, angepasst und ggf. ersetzt werden. Wenn OWPs nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung fallen und entsprechend keinen Anspruch mehr auf eine Marktprämie haben, werden diese Parks keine Entschädigungszahlungen bei Störungen gem. § 17e Abs. 1 EnWG erhalten. Der Weiterbetrieb eines OWP ist unter Umständen mit größeren Investitionen verbunden. Vor dem Hintergrund der erwartbaren positiven Effekte eines Weiterbetriebs sollten auch im Bereich des Entschädigungsregimes Anreize für einen Weiterbetrieb geschaffen werden. So könnte z.B. die Marktprämie bzw. der zukünftige CfD bis zum Ende der Lebensdauer als Entschädigungsgrundlage fortgeschrieben werden.

Zudem spricht sich der BDEW für neue Offshore-Windparks sowie Offshore-Netzanbindungssysteme zukünftig bereits bei Flächenplanung, Ausschreibung und Genehmigung auf eine Betriebsdauer von 35 Jahren aus. Auch hierfür sollte im Rahmen einer solchen Umstellung das derzeitige, auf eine 25-jährige Lebensdauer ausgelegte Entschädigungsregime nach § 17 e EnWG entsprechend überdacht, angepasst oder ggf. ersetzt werden.

2.3 § 43 EnWG - Erfordernis der Planfeststellung

Die Änderung des § 43 Absatz 2 Satz 1 EnWG, in deren Rahmen die Möglichkeit einer freiwilligen Planfeststellung für Hochspannungsfreileitungen, mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt oder mehr und mit einer Gesamtlänge von bis zu 200 Metern, jetzt auch ohne das Erfordernis einer Mitnahme auf einem Mehrfachgestänge, in einer eigenen Nummer 11 des Absatzes 2 geregelt werden sollen, begrüßt der BDEW. Diese Änderung erhöht die Lesbarkeit der Regelung. Zudem erhalten die Vorhabenträger ein Wahlrecht, ob sie ein Planfeststellungsverfahren mit enteignungsrechtlicher Wirkung oder Einzelgenehmigungen beantragen. Das erhöht die Flexibilität in den Verfahren.

Planfeststellungspflicht erst ab 5 Kilometer Leitungslänge: Gerade für zahlreiche Netzanschlussleitungen sind zudem kurze Erweiterungsleitungen mit einer Länge von unter 5 km erforderlich. Diese dringend benötigten kurzen Leitungsabschnitte könnten erheblich beschleunigt werden, wenn die

Planfeststellungsbedürftigkeit nach § 43 Abs. 1 Nr. 1b EnWG) erst ab einer Leitungslänge von 5 km verbindlich vorgegeben würde. Der neue § 43 Abs. 2 Nr. 11 EnWG müsste dann ebenfalls entsprechend angepasst werden.

Maßgeblichkeit der Leitungslänge des Änderungsvorhabens klarstellen: Umstritten ist in der Behördenpraxis allerdings, wie die Gesamtlänge bei einem Änderungsvorhaben zu bestimmen ist. Zum Teil wird vertreten, dass auf das zu ändernde Bestandsvorhaben abzustellen sei, zum Teil wird hingegen auf die Länge des Änderungsvorhabens abgestellt. Zielführend im Sinne einer Beschleunigung ist allein ein Abstellen auf die Länge des Änderungsvorhabens. Aufgrund der uneinheitlichen Auslegung und Anwendung schlagen wir zur Klarstellung des § 43 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b EnWG eine entsprechende Anpassung des Wortlauts in Buchstabe b oder eine Ergänzung in der Gesetzesbegründung vor.

Freiwillige Planfeststellung für Gasversorgungsleitungen unter DN 300: Ferner regt der BDEW an, nach der neuen Nummer 11 eine neue Nummer 12 einzufügen, mit der Gasleitungen, welche wegen ihres Durchmessers ≤ 300 mm nicht der Planfeststellung nach § 43 Absatz 1 Satz 1 Nr. 5 EnWG unterliegen, einer fakultativen Planfeststellung unterzogen werden können. Damit würde für Fernleitungen eine Regelungslücke geschlossen, die bislang in der Praxis regelmäßig Projektverzögerungen bedingt.

BDEW-Formulierungsvorschlag:

§ 43 Abs. 2 EnWG sollte um nachfolgende Nr. 12 ergänzt werden:

„Gasleitungen mit einem Durchmesser von 300 Millimeter oder weniger“

2.4 § 43b EnWG – Änderung der Regelungen zum Planfeststellungsbeschluss

Der BDEW begrüßt, dass mit § 43b Absatz 4 EnWG eine Regelung in das Gesetz eingefügt wird, nach der Umweltgutachten etc. regelmäßig als aktuell gelten sollen, sofern sie nicht älter als 5 Jahre sind. Hierdurch wird sich in der Praxis absehbar eine erhebliche Erleichterung ergeben.

Aktualitätsvermutung für Gutachten auch für Gas- und Wasserstoffleitungen: Gut ist, dass von der Regelung jetzt auch Elektrizitätsversorgungsanlagen nach Absatz 2 umfasst sind. Allerdings stellt sich die Frage, warum diese Regelung nur auf Anlagen der Elektrizitätsinfrastruktur anwendbar sein soll und nicht auch auf Anlagen der Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur. Das Bedürfnis nach Entlastung der Wirtschaft und Beschleunigung ist vergleichbar und die Anwendung von § 43b EnWG gerade auf die dringend erforderliche Wasserstoffinfrastruktur wird deren Aufbau unterstützen und somit zur Energie- und Klimawende beitragen.

Daher sollte die Regelung auch auf § 43 Abs. 1 Nummer 5 und 6 EnWG verweisen. Zudem sollte in der Begründung eine klarstellende Erläuterung aufgenommen werden, dass durch die Inbezugnahme von Nr. 5 auch Wasserstoffleitungen im Sinne von § 43 Abs. 1 S. 1 EnWG einbezogen sind.

Zeitraum der Vermutung auf sechs Jahre festlegen: Daneben plädiert der BDEW dafür, den Zeitraum der Vermutungsregel auf sechs Jahre auszuweiten. Der aktuelle Vorschlag beschränkt die

„Erleichterung“ im Wesentlichen auf eine Verrechtlichung des Status Quo. Bedauerlich ist zudem, dass relevante Änderungen im Rechtsrahmen, etwa Änderungen von Raumordnungsplänen und darin befindlichen Zielen der Raumordnung nach Antragseinreichung und vor Planfeststellung nicht erfasst werden.

Abschluss des Anhörungsverfahrens als maßgeblicher Zeitpunkt: Zudem sollte anstatt auf den Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung auf den Zeitpunkt des Abschlusses des Anhörungsverfahrens abgestellt werden. Damit würde erstmals in zulässiger Weise ein normativer Anknüpfungspunkt in Bezug auf die regelhafte Aktualität der in Bezug genommenen Daten geschaffen. Dies erhöht die praktische Vollziehbarkeit der Norm und beschleunigt damit die Verfahren, da Überprüfungen und Datenaktualisierungen kurz vor Abschluss des Verfahrens vermieden werden können. Als Abschluss des Anhörungsverfahrens ist in der Regel der Erörterungstermin oder bei Entbehrlichkeit des Erörterungstermins der Ablauf der Stellungnahme- und Einwendungsfristen anzusetzen.

Gesetzliche Anerkennung der Plausibilisierung bestehender Untersuchungen: Schließlich sollte im Gesetzestext in § 43b Abs. 4, letzter Satz EnWG ergänzt werden, wie sich die zuständige Behörde von der fortbestehenden Aussagekraft überzeugen soll. Die bisherige Praxis lässt eine **Plausibilisierung** ausreichen. Dies sollte zur Vermeidung von strengeren behördlichen Forderungen bis hin zu Neukartierungen ausdrücklich im Gesetzestext aufgenommen werden.

BDEW-Formulierungsvorschlag:

§ 43b Absatz 4 EnWG wird wie folgt geändert:

(4) Bei einem Vorhaben nach § 43 Absatz 1 Satz 1 ~~Nummer 1 bis 4~~ **Nummer 1 bis 6**, § 43 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 bis 6, 10 und 11 und § 43 Absatz 2 Satz 2 sowie bei einem Vorhaben nach § 1 des Bundesbedarfsplangesetzes und nach § 1 des Energieleitungsausbaugesetzes wird vermutet, dass die folgenden Daten zum Zeitpunkt der ~~der Zulassungsentscheidung~~ **des Abschlusses des Anhörungsverfahrens** hinreichend aktuell sind:

1. Daten, die den Unterlagen des Vorhabensträgers zugrunde liegen, insbesondere einem Sachverständigengutachten, einer Bestandserfassung oder einer Auswirkungsprognose, die zur Prüfung der Vereinbarkeit der Errichtung, des Betriebs oder der Änderung eines Vorhabens mit den umweltrechtlichen Vorgaben erstellt wurden, sowie
2. Daten über ökologische Verhältnisse am Standort oder in seiner Umgebung.

Satz 1 ist nicht anzuwenden, wenn

1. die Daten zum Zeitpunkt der ~~der Zulassungsentscheidung~~ **des Abschlusses des Anhörungsverfahrens** älter als ~~fünf~~ **sechs** Jahre sind, oder

2. *der zuständigen Behörde aufgrund substantiierter Stellungnahmen oder Einwendungen im Anhörungsverfahren oder aufgrund eigener Erkenntnisse Hinweise vorliegen, dass sich der maßgebliche Sachverhalt verändert hat und davon auszugehen ist, dass sich dies auf die Entscheidung auswirken kann.*

*Die den Unterlagen nach Satz 1 zugrunde liegenden Daten, die zum Zeitpunkt der ~~der Zulassungsentscheidung~~ **des Abschlusses des Anhörungsverfahrens** älter als ~~fünf~~ **sechs** Jahre sind, soll die zuständige Behörde ihrer Entscheidung zugrunde legen, soweit sie sich von deren fortbestehender Aussagekraft überzeugt hat, insbesondere wenn für diese Art der Daten keine Veränderung zu erwarten ist.*

Im weiteren Gesetzgebungsverfahren sollte zudem in geeigneter Weise – etwa im Rahmen der Begründung der vom BDEW geforderten Änderung – klargestellt werden, dass der Vorhabenträger, soweit keine aktuellen Daten vorliegen, auch – wie bisher – eine Worst-Case-Betrachtung unter Berücksichtigung des im jeweils relevanten Lebensraum anzunehmenden Artenvorkommens durchführen kann. Dies führt bei kleineren Vorhaben oder bei Vorhaben in weitestgehend aus Artenschutzsicht unproblematischen Lebensräumen zu einer Beschleunigung der Gutachtenerstellung. Die grundsätzliche Möglichkeit einer Worst-Case-Betrachtung sollte daher nicht durch die Klarstellung der Frist für vorhandenen Daten/Untersuchungen erschwert werden.

2.5 § 44a EnWG – Veränderungssperre, Vorkaufsrecht

§ 44a EnWG schafft eine Regelung zur Veränderungssperre im Rahmen von Planungsverfahren.

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die Einführung des § 44a EnWG sowie das damit verbundene Ziel, Planungsverfahren zu beschleunigen und die zügige Umsetzung von Vorhaben zu sichern. Positiv ist insbesondere, dass Veränderungssperren nun bereits vor dem in § 44a Abs. 1 Satz 1 EnWG genannten Zeitpunkt erlassen werden können. Auch die beabsichtigte Stärkung der Wirksamkeit der Veränderungssperre wird ausdrücklich unterstützt.

Allerdings sollte die Neuregelung – auch im Hinblick auf die bevorstehende Umsetzung der RED-III-Richtlinie – um eine **Ausweitung auf Infrastrukturgebiete** ergänzt werden, die nach diesen Vorgaben festgelegt werden. Dies würde ermöglichen, Veränderungssperren auch innerhalb solcher Gebiete zu verhängen. Besonders relevant ist dies vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion, ob Infrastrukturgebiete künftig Raumverträglichkeitsprüfungen (RVP) ersetzen könnten. In einem solchen Fall würde der Anwendungsbereich des § 44a erheblich eingeschränkt, da eine Veränderungssperre dann nur für Gebiete gelten würde, die Gegenstand einer RVP waren. Fänden Raumverträglichkeitsprüfungen infolgedessen nur noch selten statt, liefe das mit der Regelung verfolgte Beschleunigungsziel ins Leere.

Zudem bleiben einige Aspekte des Vorschlags unklar oder aus Sicht der Praxis problematisch. Dies gilt insbesondere für die Anwendung der Veränderungssperre auf Grundstücke für Anlagenstandorte. Der Ausbau der Netzinfrastruktur steht unter erheblichem Flächen- und Konkurrenzdruck, was eine kosteneffiziente Umsetzung erschwert. Daher möchten wir im Folgenden konkrete Punkte ansprechen und Verbesserungsvorschläge unterbreiten:

2.5.1 Zu § 44a Abs. 1 Satz 2 EnWG

Die neue Regelung erlaubt den Erlass einer Veränderungssperre nach Abschluss einer RVP nach § 15 ROG oder nachträglich für Flächen, die Gegenstand einer solchen Prüfung waren. Hier bestehen jedoch mehrere Unklarheiten:

- **Unschärfe des Begriffs „Flächen“:** Der Wortlaut des § 44a Abs. 1 Satz 2 EnWG n.F. spricht von „Flächen“, während § 15 Abs. 1 Satz 2 ROG primär die raumbedeutsamen Auswirkungen einer Maßnahme zum Gegenstand hat. In der Praxis der Bundesländer variiert zudem der Zuschnitt der geprüften Bereiche – von trassenscharfer Prüfung bis hin zu Korridoren unterschiedlicher Breite. Die Definition des Begriffs „Fläche“ bedarf daher einer klarstellenden Präzisierung.
- **Nachweis der Trassierungserschwerung:** Der Verweis auf eine „Erschwerung der Trassierung“ hat in der Vergangenheit zu erheblichen Abstimmungsschwierigkeiten zwischen Vorhabenträgern und Behörden geführt. Hier wäre eine gesetzliche Vermutung der Erschwerung für Maßnahmen in Gebieten denkbar, die Varianten der Trassenführung betreffen.
- **Begrenzung auf „Leitungen“:** Derzeit erfasst der Wortlaut nur „Leitungen“. Aus Sicht des BDEW ist es erforderlich, sämtliche Energieanlagen im Sinne des § 43 Abs. 1 und Abs. 2 Nr. 1 EnWG einzubeziehen. Dies gilt insbesondere für Nebenanlagen, die häufig nicht Gegenstand einer RVP oder eines Planfeststellungsverfahrens sind, aber frühzeitig als Zwangspunkte identifiziert werden müssen. Eine entsprechende Ausweitung der Regelung wäre dringend geboten.

2.5.2 Zu § 44a Abs. 1 Satz 4 EnWG – Ausnahme von der Veränderungssperre

Die vorgesehene Ausnahme von der Veränderungssperre für rechtlich zulässig begonnene Maßnahmen, Unterhaltungsarbeiten sowie die Fortführung bisheriger Nutzungen ist grundsätzlich nachvollziehbar. Die aktuelle Formulierung ist jedoch zu weit gefasst: Es besteht die Gefahr, dass bereits ein symbolischer Spatenstich eines konkurrierenden Vorhabens die spätere Anwendung einer Veränderungssperre verhindert – selbst wenn das konkurrierende Vorhaben problemlos beendet werden könnte. Daher schlägt der BDEW eine differenziertere Regelung vor: Eine Ausnahme sollte nur gelten, wenn der Abbruch eines Vorhabens Dritter mit nachgewiesenen, nicht zumutbaren Verlusten verbunden wäre. Darüber hinaus sollte die sogenannte „Unberührtheitsklausel“ auf tatsächlich begonnene physische Veränderungen beschränkt werden, um etwa die Fortführung von Bauleitplanverfahren während einer Veränderungssperre zu verhindern.

Zudem schlägt der BDEW vor, aus der Kann- eine Sollregelung zu machen.

BDEW-Formulierungsvorschlag, § 44a Abs. 1 EnWG:

§ 44a Absatz 1 EnWG sollte wie folgt gefasst werden:

„Vom Beginn der Auslegung der Pläne im Planfeststellungsverfahren oder von dem Zeitpunkt an, zu dem den Betroffenen Gelegenheit gegeben wird, den Plan einzusehen, dürfen auf den vom Plan betroffenen Flächen bis zu ihrer Inanspruchnahme wesentlich wertsteigernde oder die geplante Baumaßnahmen erheblich erschwerende Veränderungen nicht vorgenommen werden (Veränderungssperre). Die Planfeststellungsbehörde ~~kann~~ soll bereits mit dem Abschluss einer Raumverträglichkeitsprüfung nach § 15 des Raumordnungsgesetzes oder nachträglich für Flächen, die Gegenstand der Raumverträglichkeitsprüfung waren, eine Veränderungssperre erlassen, wenn anderenfalls die Möglichkeit besteht, dass die Trassierung der darin zu verwirklichenden Leitung oder Anlagen im Sinne des § 43 Absatz 1 und Absatz 2 Nr. 1 erheblich erschwert wird. Eine Veränderungssperre soll auch für Flächen erlassen werden, soweit sie als Standort zur Realisierung oder Erweiterung von Anlagen im Sinne des § 43 Abs. 2 Nr. 1 geeignet sind. Die Veränderungssperre nach Satz 2 ergeht als Allgemeinverfügung; von der Anhörung nach § 28 des Verwaltungsverfahrensgesetzes und entsprechender landesrechtlicher Bestimmungen soll abgesehen werden. Tatsächliche Veränderungen und ausgeübte Nutzungen, die in rechtlich zulässiger Weise vor Beginn einer Veränderungssperre begonnen worden sind und während der Dauer einer Veränderungssperre fortgeführt werden, sowie Unterhaltungsarbeiten sind auch nach Beginn der Veränderungssperre zulässig. Unzulässige Veränderungen bleiben bei Anordnungen nach § 74 Absatz 2 Satz 2 des Verwaltungsverfahrensgesetzes und entsprechender landesrechtlicher Bestimmungen und im Entschädigungsverfahren unberücksichtigt.“

Ergänzung in § 44a Abs. 3 EnWG:

„In den Fällen des Absatzes 1 Satz 1 ~~und 2~~ bis 3 steht dem Träger des Vorhabens an den betroffenen Flächen ein Vorkaufsrecht zu.“

Zur Begründung der Änderung sollte im weiteren Gesetzgebungsverfahren darauf hingewiesen werden, dass ggf. die isolierte Beantragung und Erlass einer Veränderungssperre für solche Flurstücke erforderlich ist, auf denen Nebenanlagen im Sinne des. § 43 Abs. 2 Nr. 1 EnWG errichtet oder solche erweitert werden sollen. Da diese unter Umständen nicht Gegenstand einer Raumverträglichkeitsprüfung oder einer Planfeststellung gem. § 43 EnWG sind und zudem weit vor Durchführung eines Zulassungsverfahrens als Zwangspunkte identifiziert werden, ist eine über Satz 2 hinausgehende Regelung erforderlich.

2.6 § 44b Absatz 8 EnWG – Vorzeitige Besitzeinweisung, Verweis auf Landesregelungen

Die Aufnahme eines neuen Absatzes 8, mit welchem für die Verfahren der vorzeitigen Besitzeinweisung ergänzend auf die landesrechtlichen Vorschriften der Enteignungsgesetze verwiesen wird, wird abgelehnt. Anstatt mit einem § 44b Absatz 8 EnWG auf die Enteignungsgesetze der Länder zu verweisen, wäre es stattdessen sinnvoll und folgerichtig, diesen Verweis auch aus den Parallelvorschriften des § 18f FStrG (dort Absatz 8) und § 21 AEG (dort Absatz 9) ersatzlos zu streichen und damit auch dort eine Sperrwirkung wie im aktuellen § 44b EnWG bundeseinheitlich zu normieren.

Mit dem Beschluss des Bundesverwaltungsgerichts (Beschluss vom 06.02.2025 – 11 B 4.24) ist es mit der durch das BVerwG bestätigten Sperrwirkung (vgl. Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 und 14 GG sowie Art. 72 Abs. 1 GG) (endlich) gelungen, eine bundeseinheitliche Regelung für alle Enteignungsbehörden zu schaffen. Dies betrifft insbesondere die Vereinheitlichung von Rechtsbehelfsbelehrungen sowie die Vereinheitlichung der Bestimmung des Streitwertes für das Besitzeinweisungsverfahren nach § 44b EnWG.

In der Vergangenheit hat es vielfach voneinander abweichende länderspezifische Ausgestaltungen der Rechtsbehelfsbelehrungen und der Streitwertfestsetzung gegeben. Selbst innerhalb desselben Landes hatten einzelne Enteignungsbehörden teilweise sogar verfahrensspezifisch unterschiedliche Ansätze zur Streitwertfestsetzung. Auch die Rechtsbehelfsbelehrungen unterlagen bei Enteignungsbehörden einem stetigen Wandel. Gerade diese länder- bzw. behörden- bzw. verfahrensspezifischen Ansätze waren in der Vergangenheit der Grund für Fehleranfälligkeiten, Rückfragen und insbesondere eine uneinheitliche Rechtsprechung. Mit den damit verbundenen Risiken sowie Kosten- und Personalmehraufwand bei Vorhabensträgern und Behörden.

Dementsprechend hätte die Aufnahme des vorgeschlagenen Absatz 8 zur Folge, dass gerade kein einheitlicher Rechtsrahmen geschaffen würde und es gerade keine Entlastung der Vollzugsbehörden sowie der weiteren Verfahrensbeteiligten gäbe.

Insbesondere im Hinblick auf die Forcierung des Bürokratieabbaus und der zwischen Bund und Ländern vereinbarten Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren, insbesondere von länderübergreifenden Infrastrukturvorhaben, sollte die jetzt durch das BVerwG bestätigte bundeseinheitliche Regelung unbedingt bestehen bleiben.

Hinsichtlich der materiellrechtlichen Erwägungen wird auf die zutreffenden Ausführungen in den Beschlüssen des BVerwG vom 06.02.2025 – 11 B 4.24 ([BVerwG 11 B 4.24, Beschluss vom 06. Februar 2025 | Bundesverwaltungsgericht](#)) sowie des OVG NRW vom 14.08.2024 – 21 E 702/23 ([Oberverwaltungsgericht NRW, 21 E 702/23](#)) verwiesen.

2.7 § 48a EnWG – Duldungspflicht bei Transporten für alle Energien

Der BDEW regt die Erweiterung des § 48a EnWG auf Gas und Wasserstoff an. Es besteht gleichfalls ein Bedürfnis für die in § 48a EnWG geregelte Duldungspflicht bei Transporten für diese Vorhabenarten. Überdies besteht ein Erweiterungsbedarf im Hinblick auf Unterhaltungstatbestände.

BDEW-Formulierungsvorschlag, § 48a Satz 1 EnWG:

§ 48a Satz 1 EnWG sollte wie folgt gefasst werden:

„Eigentümer und sonstige Nutzungsberechtigte eines Grundstücks können Betretung und Befahrung, die Überfahrt und Überschwenkung des Grundstücks sowie sonstige Nutzung durch den Anlagenbetreiber oder Vorhabenträger oder von ihm Beauftragte zur Unterhaltung von Energieanlagen, zum Transport von Großtransformatoren, Kabelrollen, Rohren oder sonstigen Bestandteilen von Stromnetzen Energieanlagen oder Hilfsmitteln zur Errichtung, Instandhaltung oder zum Betrieb von Stromnetzen Energieanlagen nicht verbieten, sofern diese gemäß Satz 6 bekanntgegeben wurden.“

2.8 § 49a EnWG - Elektromagnetische Beeinflussung, Festlegung der Erstattungsdauer

Der BDEW begrüßt die gesetzgeberische Absicht, mit der vorliegenden Regelung eine allseits akzeptable Neuregelung zu schaffen, welche die rasche Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen ermöglicht. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Festlegung der maßgeblichen Erstattungsdauer. Dieser Aspekt sollten noch angepasst werden, um Unbilligkeiten und Umsetzungsprobleme in der Praxis zu vermeiden.

So sollte zum einen anstelle auf den Ablauf des konkreten Jahres 2065 abzustellen jeweils auf einen Zeitraum von 40 Jahren abgestellt werden, da die tatsächlichen Nutzungsdauern angesichts der beabsichtigten klimaneutralen Nach- bzw. Weiternutzung für den Transport von Wasserstoff einerseits über die 40 Jahre hinaus gehen werden und andererseits eine ungerechtfertigte Benachteiligung im Hinblick auf die Kostenerstattung für erforderliche Maßnahmen erfolgen würde, die erst durch Sachverhalte in den kommenden Jahren durch die ÜNB ausgelöst werden. Durch die Fixierung auf das Jahr 2065 würde zum Beispiel für eine Maßnahme, die in 2032 erforderlich wird, nur noch eine Erstattung für längstens 33 Jahre erfolgen können, was unbillig ist.

BDEW-Formulierungsvorschlag:

§ 49a Absatz 4 EnWG wird wie folgt geändert:

„(4) Wenn eine neue oder weitergehende Schutz- und Sicherungsmaßnahme an der elektromagnetisch beeinflussten technischen Infrastruktur erforderlich ist oder die Schutz- und Sicherungsmaßnahmen an den beeinflussten technischen Infrastrukturen Schutz- und

*Sicherungsmaßnahmen am Übertragungsnetz wegen der kürzeren Dauer der Umsetzung oder aus wirtschaftlichen Gründen vorzuziehen sind, hat der Übertragungsnetzbetreiber dem Betreiber technischer Infrastrukturen nach Maßgabe dieses Absatzes sowie der Absätze 5 und 6 die nachgewiesenen notwendigen Mehrkosten für die Schutz- und Sicherungsmaßnahmen, einschließlich der nachgewiesenen notwendigen Mehrkosten für Unterhaltung und Betrieb, insbesondere für Wartung und Instandhaltung und den funktionsgleichen oder baugleichen Austausch der Schutzkomponenten, für eine Dauer, die der zu erwartenden tatsächlichen Nutzungsdauer der technischen Schutz- und Sicherungsmaßnahme entspricht, längstens aber ~~bis zum Ablauf des Jahres 2065~~ **für einen Zeitraum von 40 Jahren** zu erstatten. [...]“*

2.9 § 49c EnWG – Beschleunigte Umsetzung von Schutz- und Sicherungsmaßnahmen

Die durch § 49c EnWG beabsichtigte beschleunigte Umsetzung von Schutz- und Sicherungsmaßnahmen hat sich angesichts der Anpassungen des § 49c EnWG im damaligen Gesetzgebungsprozess nicht in die Praxis übertragen können. Weder ist ersichtlich, dass die zuständigen Behörden Genehmigungen entsprechend § 49c Absatz 4 EnWG beschleunigt bearbeiten, noch genügt lediglich die Duldung nur von Vorarbeiten nach § 49c Absatz 5 EnWG. Hier wäre eine Nachschärfung zur schnelleren Umsetzung der technischen Schutzmaßnahmen für die Höherauslastung der Stromnetze wünschenswert.

BDEW-Formulierungsvorschlag:

Einfügung eines § 49c Absatz 2a EnWG:

„(2a) Erforderliche Schutz- und Sicherungsmaßnahmen stellen in der Regel keinen erheblichen Eingriff gemäß § 14 BNatSchG dar. Eingriffe, die einer artenschutzrechtlichen Ausnahme oder einer Befreiung bedürfen, müssen nur einer speziellen artenschutzrechtlichen Prüfung (Stufe I) anhand vorhandener Datengrundlagen beziehungsweise anhand der Biotopstrukturen (sog. Potentialabschätzung) unterzogen werden.“

In Absatz 5 ist eine Änderung erforderlich, die dazu führt, dass die umzusetzende Maßnahme selbst – und nicht nur die Vorarbeiten – zu dulden sind.

BDEW-Formulierungsvorschlag:

§ 49c Absatz 5 EnWG sollte wie folgt geändert werden:

„(5) Schutz- und Sicherungsmaßnahmen im Sinne des Absatzes 1 Satz 1 Nummer 3 sind so weit wie möglich im Schutzstreifen der eigenen Infrastruktur durchzuführen. Dort, wo sich die Schutzstreifen mehrerer Betreiber berühren oder überdecken, tritt die Gesamtfläche dieser Schutzstreifen an die Stelle des Schutzstreifens der eigenen Infrastruktur im Sinne des Satzes 1. Soweit der Schutzstreifen zur Ausführung von Vorarbeiten im Sinne von § 44 Absatz 1, die für

*die Umsetzung der Schutz- und Sicherungsmaßnahmen notwendig sind, nicht ausreicht, sind Eigentümer und sonstige Nutzungsberechtigte der an den Schutzstreifen mittelbar oder unmittelbar angrenzenden geeigneten Grundstücke und sonstigen geeigneten Flächen (angrenzende Flächen) verpflichtet, die **Schutz- und Sicherungsmaßnahmen einschließlich** Vorarbeiten der Übertragungsnetzbetreiber, der betroffenen Betreiber technischer Infrastrukturen oder ihrer jeweiligen Beauftragten zu dulden. Die Inanspruchnahme der angrenzenden Flächen auf Grundlage von Satz 3 ist nur innerhalb eines Abstands von bis zu 300 Metern, berechnet von der äußeren Grenze des Schutzstreifens, möglich. Im Übrigen ist bezogen auf Vorarbeiten § 44 Absatz 2 bis 4 im Verhältnis zwischen Übertragungsnetzbetreibern oder betroffenen Betreibern technischer Infrastrukturen und Nutzungsberechtigten entsprechend anzuwenden.“*

Begleitschreiben des BMWF und der BNetzA

Im Übrigen und vor dem Hintergrund, dass § 49c Absatz 4 EnWG keine Geltung gegenüber den Landesbehörden zeitigt, wird angeregt, dass ein Begleitschreiben von Seiten des BMWF und der BNetzA zur Verfügung gestellt wird, mit welchem den zuständigen Landesbehörden die Relevanz der Maßnahmen für die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit sowie für die bei Nichtumsetzung volkswirtschaftlich hohen Kosten durch Redispatch erklärt wird und deshalb zugleich um prioritäre und möglichst unverzügliche Bearbeitung gebeten wird.

BDEW-Stellungnahme EnWG: Themenpapier– Änderungen des Messstellenbetriebsgesetzes

10. Oktober 2025

Inhalt

1	Zusammenfassung	2
2	Übergangsregelungen und Steuerung über konventionelle Steuerungseinrichtungen in § 19 Absatz 2 MsbG-E und § 14a EnWG	3
2.1	Anpassung der Frist für das Ende des agilen Rollouts	5
2.2	Kosten konventioneller Steuerung durch den Netzbetreiber	7
2.3	Übergangsregelungen zur Steuerung in § 14a EnWG	8
3	Haltefrist und Bündelangebote, §§ 5 und 6 MsbG-E	9
4	Einbeziehung von Gas und Wasserstoff, §§ 20, 40 und 34 Absatz 2 Nr. 1 MsbG-E	11
5	Visualisierung der Messwerte gegenüber dem Anschlussnutzer, §§ 61 und 62 MsbG-E.....	11
6	Messwertnutzung und Weiterverarbeitung nach §§ 66 und 67 MsbG	11
7	Weiterer Anpassungsbedarf am MsbG.....	12
7.1	Ausstattungsverpflichtung und Anerkennung für Rolloutquoten, § 45	12
7.2	Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen, § 32 MsbG.....	12
7.3	Unklarheiten bei Preisobergrenzen ausräumen	13
7.4	Steuerung am Netzanschluss nach §§ 30 Absatz 2, 34 MsbG	14
7.5	Datenkommunikation	16
7.6	Festlegungsbefugnisse nach § 47 Abs. 3 MsbG-E	18
7.7	Ausnahmen bei Ausstattungspflichten bei gVNB	18
7.7.1	Besonderheiten bei der Mess- und Steuerungstechnik.....	18
7.7.2	Sicherheitstechnische Bedenken und geringerer Funktionsumfang	20
7.8	Weitere Hinweise.....	22

1 Zusammenfassung

Im Verhältnis zu den Regelungen im Regierungsentwurf der Energierechtsnovelle vom November 2024 enthält der nun vorliegende Regierungsentwurf vom 6. August 2025 eine überschaubare Zahl an Änderungen im Vergleich zum Referentenentwurf, darunter einige begrüßenswerte. Dazu gehört der Verzicht auf den Vorschlag einer Regelung zu Entschädigungen bei der Verletzung der Messwertqualität in ihrer ursprünglich geplanten verschuldensunabhängig ausgestalteten Form und die Einführung einiger Klarstellungen. Es fehlen allerdings noch immer wesentliche von der Branche lange angemahnte Änderungen (§ 31 und § 45). Das Thema Messwertqualität ist wichtig und bedarf weiterer Verbesserungsmaßnahmen. In der ursprünglich vorgesehenen Fassung war die Regelung allerdings abzulehnen.

Wir möchten erneut und wiederholt darauf hinweisen, dass die Prüfung der praktischen Anwendung neuer gesetzlicher Normen von besonderer Bedeutung für ihren Erfolg ist. Wenn eine Norm nicht verständlich ist, in der Praxis nicht umgesetzt werden kann oder sogar zu Folgen führt, die gesetzgeberisch nicht intendiert sind, ist das gesetzgeberische Ziel nicht mehr erreichbar. Nicht ohne Grund wird im Koalitionsvertrag geregelt, dass bereits in der Frühphase von Gesetzgebungsverfahren Praxischecks durchzuführen sind und Betroffene mit angemessenen Fristen (in der Regel vier Wochen) zu beteiligen sind (Rz. 1869-1871 der Koalitionsvereinbarung). Leider war auch in dem vorliegenden Verfahren die Frist zur Stellungnahme zum Referentenentwurf mit 8 Tagen erneut deutlich zu kurz.

Im Zusammenhang mit dem Rollout von intelligenten Messsystemen und Steuereinrichtungen sind sowohl die Sichtbarkeit als auch die Steuerbarkeit von Anlagen für die Sicherheit der Netze von großer Bedeutung. Beides sollte bestmöglich vorangetrieben werden. Solange die Steuerung noch nicht flächendeckend über das Smart-Meter-Gateway realisiert werden kann, ist die Steuerung über konventionelle Technik sicher zu ermöglichen und dabei den Verbraucher nicht übermäßig zu belasten. Aus diesem Grund 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 (d.h. entkoppelt voneinander) gestaltet werden. Derzeit zeigt sich, dass der Rollout intelligenter Messsysteme stetig voran geht, aber mit großen Herausforderungen verbunden ist. Diese grundsätzliche positive Entwicklung sollte nicht gebremst werden.

Messstellenbetreiber bzw. Netzbetreiber in geschlossenen Verteilernetzen, die selbst kritische Infrastrukturen betreiben, und unabhängig davon besondere Sicherheitsvorkehrungen einzuhalten haben (Flughäfen, Industrieparks) sollten darüber hinaus von den Rolloutpflichten ausgenommen werden, wenn der Einbau weder sicherheitstechnisch noch von der Funktionalität Vorteile bringt, sondern eher Nachteile entstehen.

Die wichtigsten Forderungen in diesem Zusammenhang sind dabei:

- Die Verlängerung der Frist für den agilen Rollout auf den 31. Dezember 2027 in § 31 MsbG und Klarstellung der Folgen für die Quotenregelung
- Flächendeckende Steuerung über Smart-Meter-Gateways ab 2028

- Die Anpassung von § 14a EnWG hinsichtlich der späteren Steuerung über das Smart-Meter-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

2. Die Erhöhung der Preisobergrenze für Moderne Messeinrichtungen um 5 € auf 30 €/Jahr.

Hinsichtlich der vorgesehenen Änderungen aus dem vorliegenden Regierungsentwurf sind folgende Punkte besonders bedeutsam:

3. Die im Referentenentwurf noch geplanten Entschädigungen bei der Verletzung der Messwertqualität (§ 78 Abs. 1 MsbG-E) waren in der geplanten Form nicht angemessen

- Die Haltefrist von zwei Jahren begrüßt der BDEW, sofern sie nicht Bündelangeboten entgegensteht
- Es sind längere Fristen für die Anbindung von Gas-, aber auf jeden Fall von Wasserstoffzählern vorzusehen
- Eine angemessene und verursachergerechte Regelung zur Steigerung der Messwertequalität im Einklang mit bestehenden vertraglichen Regelungen
- Auch die einfachere Visualisierung über ein mobiles Endgerät unterstützt der BDEW in Verbindung mit kleineren Anpassungen

2 Übergangsregelungen und Steuerung über konventionelle Steuerungseinrichtungen in § 19 Absatz 2 MsbG-E und § 14a EnWG

Der BDEW begrüßt die grundsätzliche Priorisierung des Einbaus intelligenter Messsysteme insbesondere bei den Anlagen, die zukünftig unter Nutzung des Gateways mit oder ohne separate Steuerungseinrichtung steuerbar sein sollen. Das in diesem Jahr bereits geänderte MsbG hat dazu die entsprechenden Regelungen getroffen.

Der BDEW sieht dabei die Notwendigkeit, die Regelungen zur Steuerung im EEG und im EnWG noch deutlich stärker mit denjenigen des MsbG zu harmonisieren und **realistische Zeiträume für den Steuerungsrollout** vorzusehen, ohne dabei die Interessen der Anschlussnutzer aus dem Auge zu verlieren.

In diesem Zusammenhang ist ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass die Sichtbarkeit von zu steuernden Anlagen ein wichtiger erster Schritt für ihre Integration ins Energienetz ist, auch wenn die Steuerung über das Gateway ggf. in Verbindung mit einer Steuerungseinrichtung noch nicht möglich ist.

Der Regierungsentwurf enthält einen Änderungsvorschlag für § 19 Absatz 2 MsbG. Die Regelung soll klarstellen, dass die Steuerung über konventionelle Messeinrichtungen möglich sein soll, wenn § 9 EEG Anwendung findet. Das ist positiv und zu begrüßen, allerdings aus Sicht des BDEW nicht ausreichend.

Es besteht aber dennoch **Handlungsbedarf**. Denn die Änderungen, die am 25. Februar 2025 im EEG in Kraft getreten sind, verpflichten zwar bestimmte Anlagenbetreiber, die netzdienliche Steuerung über konventionelle Technik sicherzustellen, solange das iMS noch nicht verbaut und erfolgreich getestet ist. Und für die Direktvermarktung gilt eine generelle Übergangsfrist bis 2028 jedenfalls für Neuanlagen. Die Regelungen entbinden den Messstellenbetreiber allerdings nicht von seinen Pflichten, denn das EEG und das MsbG haben unterschiedliche Adressaten. Hier bedarf es einer Harmonisierung der Regelungen. Auch der § 14a EnWG ist hinsichtlich der Steuerung über das Gateway (mit oder ohne separate Steuerbox) mit einer dem EEG entsprechenden Regelung anzupassen.

So ist eine Ausnahme von der Einbauverpflichtung durch das MsbG ab Anfang 2026 nicht mehr vorgesehen. Um seine Rolloutpflichten zu erfüllen, muss der Messstellenbetreiber dann nicht nur das intelligente Messsystem verbauen, sondern auch eine Steuerungseinrichtung und die Steuerung über diese Steuerungseinrichtung sicherstellen.

Diese Kombination würde dazu führen, dass bis zu einer erstmaligen erfolgreichen Testung sowohl eine Steuerungseinrichtung als auch konventionelle Technik zu verbauen wären, damit alle Beteiligten ihre Pflichten aus dem Gesetz jeweils erfüllen.

Aus diesem Grund begrüßt der BDEW die im Regierungsentwurf vorgeschlagene Änderung des § 19 Absatz 2 MsbG, die nur leicht anzupassen ist, und sieht es dringend geboten, die Möglichkeit zum agilen Rollout zu verlängern und auch im MsbG wie schon im EEG den Einbau von intelligenten Messsystemen von der Steuerung über Smart-Meter-Gateways im **Rahmen einer Übergangsregelung vorübergehend** zu entkoppeln.

Im zweiten Halbjahr 2025 sind die ersten Steuereinrichtungen verfügbar, die zu Testzwecken eingesetzt werden können. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass in dieser Zeit ausschließlich Steuerungseinrichtungen verfügbar sind, die entweder eine digitale Schnittstelle oder eine Relaischnittstelle haben. Eine technische Einrichtung, die beides ermöglicht, befindet sich in der Zertifizierung. Eine Lösung, mit der beide Schnittstellen bedient werden können, wird zumindest für die Anfangszeit für die Messstellenbetreiber deshalb wichtig sein, weil sie keine Prognose treffen können, welche Anlagen vor Ort anzubinden sind. Es gibt bereits zu steuernde Anlagen mit digitaler Schnittstelle aber auch einen erheblichen Bestand mit Relaischnittstelle. Es ist also nicht unwahrscheinlich, dass an einem Ort mehrere Anlagen mit unterschiedlichen Schnittstellen anzubinden sind.

Daneben laufen derzeit Erarbeitung und Einführung der notwendigen IT-Prozesse durch die Netzbetreiber und die Messstellenbetreiber, die voraussichtlich im Laufe des Jahres 2026 massentauglich zur Verfügung stehen sollen.

Der BDEW geht davon aus, dass die Umstellung auf die Steuerung über Smart-Meter-Gateways im Jahr 2026 beginnen und in 2028 flächendeckend erfolgen kann.

Einige Netzbetreiber haben gegenwärtig erste Tests für das netzorientierte Steuern über das SMGW gestartet bzw. vorbereitet. Zu bedenken ist auch, dass zurzeit noch keine Erfahrungen vorliegen, wie

zuverlässig die Steuerung über die neue Technik in der Fläche in der Praxis umgesetzt werden kann und welche Abhängigkeiten von den Mobilfunknetzbetreibern tatsächlich bestehen.

Bestandsanlagen und Anlagen, die bis Ende 2027 neu in Betrieb genommen werden, sollten daher übergangsweise auch nach dem MsbG parallel zum iMS, also nicht über das SMGW bzw. über entsprechende Steuerungseinrichtungen, sondern durch Übergangstechnik gesteuert werden dürfen, wo dies erforderlich ist, um die Stabilität der Systeme sicher zu stellen. § 19 Abs. 2 MsbG ist entsprechend anzupassen, um eine vorübergehende Ausnahme zu schaffen. Systeme, die unter diese Ausnahme fallen, sollten spätestens mit der Pflicht zur Umrüstung bzw. Ausstattung aller Bestandsanlagen nach § 45 Abs. 1 Nr. 2 lit. d) MsbG alle (auch sicherheitstechnischen) Anforderungen des MsbG zur Steuerung erfüllen. Rein redaktionell ist darauf hinzuweisen, dass der Verweis auf § 9 Abs. 2 EEG (wie auch in der Begründung richtigerweise genannt), nicht auf § 9 Abs. 1 EEG 2023 gehen muss, da die Fälle adressiert sind, in denen die Steuerung noch konventionell erfolgen muss. In diesem Zusammenhang begrüßt der BDEW auch die erweiterten Festlegungsbefugnisse der BNetzA zu energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgängen in § 47 Abs. 3 MsbG-RegE.

BDEW-Vorschlag:

§ 19 Abs. 2 MsbG-E sollte wie folgt ergänzt werden:

„Zur Datenverarbeitung energiewirtschaftlich relevanter Mess- und Steuerungsvorgänge dürfen ausschließlich solche technischen Systeme und Bestandteile eingesetzt werden, die den Anforderungen der §§ 21 und 22 genügen, die §§ 9 Absatz ~~1~~2, § 10b und 100 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes bleiben unberührt.“

Im Zusammenhang mit der Steuerung enthält das **Themenpapier „Anlagensteuerung“** weitere Hinweise und Änderungsvorschläge insbesondere zum EEG.

2.1 Anpassung der Frist für das Ende des agilen Rollouts

Flankierend zu der zuvor vorgeschlagenen Übergangsregelung sollte die Frist für das Ende des agilen Rollouts nach § 31 MsbG bis zum 31. Dezember 2027 verlängert werden. Der agile Rollout ermöglicht Messstellenbetreibern den systematischen Einbau intelligenter Messsysteme. So kann sichergestellt werden, dass der Einbau dort erfolgt, wo es insbesondere aus Netz- und Systemsicht sinnvoll und notwendig ist.

Im Zusammenhang mit den neuen Vorgaben zum Einbau von intelligenten Messsystemen, der Steuerung über intelligente Messsysteme und den jeweils geltenden Rolloutquoten bestehen noch Unsicherheiten und Inkonsistenzen auch mit Blick auf den Zeitpunkt der Steuerung über das intelligente Messsystem.

Die Regelung im EEG sieht konsequenterweise eine Übergangsregelung für die netzdienliche Steuerung vor, die sich im Messstellenbetriebsgesetz wie dargestellt nicht widerspiegelt. Nach dem EEG sind Anlagen erst dann durch den Netzbetreiber über ein intelligentes Messsystem zu steuern, wenn ein

solches verbaut und der Test der Steuerung durch den Netzbetreiber erfolgreich absolviert worden ist. Bis zu diesem Zeitpunkt sind diese Anlagen über konventionelle Steuerungstechnik zu steuern oder es ist die Wirkleistungseinspeisung zu begrenzen. Ausnahmen gelten auch für direktvermarktete Anlagen im Kleinanlagensegment.

Die Netzbetreiber werden über die intelligenten Messsysteme erst ab 2028 flächendeckend bzw. in größerer Zahl steuern können. Ist die Steuerung aus Gründen der Netz- oder Systemstabilität bereits vorher erforderlich, muss sie über konventionelle Steuerungseinrichtungen erfolgen können. Dabei muss sichergestellt sein, dass die konventionelle Steuerungstechnik für einen gewissen Zeitraum genutzt werden kann. Unabhängig davon verweist der BDEW darauf, dass eine Steuerung durch den Netzbetreiber die letzte Option sein sollte. Marktlisch beschaffte Flexibilitätsoptionen können bereits im Vorfeld einen Beitrag dazu leisten, dass die Steuerung durch den Netzbetreiber nicht erst notwendig wird.

Nur über die vorübergehende Nutzung konventioneller Steuerungstechnik bzw. das vorübergehende Auseinanderfallen von **Messung** über das intelligente Messsystem und der **Steuerung** über Übergangstechnik kann sichergestellt werden, dass der Rollout intelligenter Messsysteme für Anlagen auch vorangeht, die jedenfalls in der Zukunft steuerbar sein müssen. Dazu gehört auch, dass in der Übergangszeit die Ausstattung nur mit einem intelligenten Messsystem ohne die gleichzeitige Ausstattung mit einer Steuerungseinrichtung in den Quoten anerkannt wird.

BDEW-Vorschlag:

§ 31 Abs 1 MsbG sollte wie folgt geändert werden:

(1) Messstellenbetreiber können den Rollout nach § 30 Absatz 1 bis 3 im Bereich der Niederspannung bei Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch bis einschließlich 100 000 Kilowattstunden und bei Messstellen an Zählpunkten von Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 25 Kilowatt auch mit intelligenten Messsystemen beginnen, bei denen eine oder mehrere der folgenden Anwendungen jeweils nicht schon zum Zeitpunkt des Einbaus, sondern spätestens bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025~~7~~ durch ein Anwendungsupdate zur Verfügung gestellt werden können:

- 1. Anwendungen zur Protokollierung im Sinne von § 21 Absatz 1 Nummer 1,*
- 2. Anwendungen zur Fernsteuerbarkeit im Sinne von § 21 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c oder*
- 3. Anwendungen zur Übermittlung von Stammdaten im Sinne von § 21 Absatz 1 Nummer 6.*

Satz 1 findet auch auf die Ausstattung mit intelligenten Messsystemen durch nach den §§ 5 oder 6 beauftragte Dritte Anwendung.

§ 29 Abs 1 MsbG sollte wie folgt ergänzt werden:

(1) Der grundzuständige Messstellenbetreiber hat, soweit dies nach § 30 wirtschaftlich vertretbar ist, Messstellen an ortsfesten Zählpunkten zu den in § 45 genannten Zeitpunkten wie folgt auszustatten:

- 1. mit intelligenten Messsystemen bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6 000 Kilowattstunden sowie*
- 2. mit intelligenten Messsystemen und einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt*
 - a) bei Letztverbrauchern, mit denen eine Vereinbarung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes besteht,*
 - b) bei Betreibern von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt, soweit dies erforderlich ist, um jeweils bis zum Ablauf der gesetzlichen Zieljahre Anlagen zu den nach § 45 Absatz 1 gebotenen Anteilen an der installierten Leistung auszustatten.*

Die Ausstattungspflicht nach Satz 1 Nr. 2 mit einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt besteht nicht während des agilen Rollout nach § 31.

2.2 Kosten konventioneller Steuerung durch den Netzbetreiber

Die vorübergehende Verzögerung der Steuerung durch den Netzbetreiber über das Smart-Meter-Gateway sollte auch aus Akzeptanzgründen nicht zu höheren Kosten für den betroffenen Anschlussnutzer führen. Handelt es sich um eine Steuerung am Netzanschluss, sollten die für den Übergangszeitraum durch die konventionelle Steuerung entstehenden Kosten die Kosten für die Steuerung über das intelligente Messsystem nicht übersteigen. Einer Regelung bedarf es dabei nicht für Anlagen, die bereits mit einem iMS und einer Steuerungseinrichtung ausgestattet sind, aber noch nicht darüber gesteuert werden können. Für diese Anlagen trifft § 9 Absatz 2a EEG bereits eine Regelung.

Auch für Anlagen mit über 100 kW bedarf es derzeit noch keiner Übergangsregelung, da die Ausstattungsverpflichtung für diese Anlagen überhaupt erst ab 2028 greift. Eine vorübergehende Trennung der Einbaupflichten für iMS und Steuerungseinrichtungen wird im vorliegenden Papier aber nur bis 2027 vorgeschlagen und ist für den Bereich von Anlagen mit bis zu 100 kW relevant. Bisher ist die zeitliche Entwicklung für diesen Anlagenbereich insgesamt aber nicht konkret absehbar. Bestehende Fernwirktechnik – überwiegend bei Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kWp in Mittelspannung und Hochspannung eingesetzt – sollte daher zumindest vorerst nicht durch die verpflichtende Steuerung von EEG- und KWK-Anlagen über ein SMGW abgelöst werden. Für das Hochspannungs- und Mittelspannungsnetz steht aktuell und **absehbar kein entsprechendes SMGW zur Verfügung, das alle Anforderungen erfüllen bzw. eine höhere Funktionalität gegenüber der bereits verbauten Technik** bieten würde. Die Steuerbarkeit dieser Anlagen wird über die Fernwirktechnik technisch zuverlässig gewährleistet. Vor einer Ablösung dieser Technik müssen aus Sicht des BDEW die Sicherheit vor möglichen Angriffen auf der einen Seite und der zusätzliche Aufwand für eine Umrüstung sowie die

zuverlässige Steuerung solcher Anlagen auf der anderen Seite sorgfältig abgewogen werden. Gegebenenfalls wird sich hier Nachbesserungsbedarf mit Blick auf die Fristen insgesamt vor allem aber für die Umsetzung der sicheren und zuverlässigen Steuerung solcher Anlagen ergeben.

Der BDEW weist auch darauf hin, dass die bestehende Fernwirktechnik auch für weiterführende netzdienliche Anforderungen (z.B. Blindleistungsmessung und -steuerung) Anwendung findet.

Entstehen dem Netzbetreiber im Zusammenhang mit Deckelung der Entgelte, die er für die Steuerungseinrichtungen erhebt, zusätzliche Kosten für die Fernsteuerung, sollten diese Kosten im Rahmen der Entgeltregulierung berücksichtigt werden. Eine Möglichkeit wäre die Ergänzungsfestlegung zur regulatorischen Behandlung der beim Anschlussnetzbetreiber nach MsbG entstehenden Kosten für Steuerungseinrichtungen entsprechend zu nutzen (BK8-25-004-A).

BDEW-Vorschlag:

Einen konkreten Änderungsvorschlag enthält das **Themenpapier „Anlagensteuerung“**.

2.3 Übergangsregelungen zur Steuerung über konventionelle Steuerungseinrichtungen in § 14a EnWG

Darüber hinaus muss auch § 14a EnWG parallel zum EEG angepasst werden. Die Verweise in § 14a EnWG sind durch die bereits erfolgte Änderung der Regelungen im MsbG nicht mehr korrekt. Darüber hinaus muss es auch bei den steuerbaren Verbrauchsanlagen nach § 14a EnWG eine Übergangsregelung für die Steuerung geben. Auch hier muss geklärt werden, ob und in welchen Fällen die Steuerung ausschließlich über das Gateway erfolgen muss bzw. übergangsweise über andere Steuerungstechnik erfolgen darf, auch wenn ein intelligentes Messsystem verbaut ist. Gegenstand der Übergangsregelungen durch die Bundesnetzagentur sollten auch Regelungen zur Kostentragung für die Fälle sein, in denen der Netzbetreiber den Einbau einer konventionellen Steuerungseinrichtung trotz Vorhandensein eines intelligenten Messsystems verlangt.

Zusätzlich sollte es eine Ausnahmeregelung für Anlagen mit dauerhaftem Bestandsschutz nach § 14a EnWG geben. Für diese Anlagen sollte keine Rolloutverpflichtung für gMSB bestehen.

BDEW-Vorschlag:

§ 14a EnWG soll wie folgt geändert werden:

[...]

*(4) Sobald die Messstelle mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wurde, **frühestens aber nach dem 31. Dezember 2027**, hat die Steuerung entsprechend den Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes und der konkretisierenden Technischen Richtlinien und Schutzprofile des*

*Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik sowie gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur über ein Smart-Meter-Gateway nach § 2 Satz 1 Nummer 19 des Messstellenbetriebsgesetzes zu erfolgen. ~~Die Anforderungen aus Satz 1 sind nicht anzuwenden, solange der Messstellenbetreiber von der Möglichkeit des agilen Rollouts nach § 31 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 21 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c des Messstellenbetriebsgesetzes Gebrauch macht und gegenüber dem Letztverbraucher sowie dem Netzbetreiber in Textform das Vorliegen der Voraussetzungen des § 31 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes bestätigt, wobei die Anforderungen nach Satz 1 spätestens mit dem Anwendungsupdate nach § 31 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes zu erfüllen sind. Beauftragt der Letztverbraucher den Messstellenbetreiber nach § 34 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes mit den erforderlichen Zusatzleistungen, so genügt er bereits mit der Auftragserteilung seinen Verpflichtungen. Die Bundesnetzagentur kann Bestands- und Übergangsregeln für Vereinbarungen treffen, die vor Inkrafttreten der Festlegungen geschlossen worden sind~~ **und für die Steuerung von Messstellen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die bis zum 31. Dezember 2027 mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet worden sind.***

3 Haltefrist und Bündelangebote, §§ 5 und 6 MsbG-E

Die Ausweitung der Wahlmöglichkeit des Anschlussnehmers statt des Anschlussnutzers auf weitere Sparten kann ein sinnvoller Beitrag zur Digitalisierung sein. Für den Bereich Wasser ist dabei zu beachten, dass die Hauptmessung für die Wasserlieferung mit dem Liefervertrag verknüpft ist. Aus Versorgungssicherheits- und Hygienegründen empfehlen wir grundsätzlich keine Ausweitung der berücksichtigbaren Sparten im Rahmen eines Bündelangebots nach § 6 MsbG auf die Hauptmessungen der Sparten Wasser und Fernwärme. Im Wasserbereich ist die Messung auch unmittelbar mit der Lieferung verknüpft und erfolgt auf der Grundlage von § 18 der AVBWasserv. Es besteht keine Möglichkeit, den Messstellenbetreiber zu wechseln. In der Regel wird der Vertrag, falls die Lieferung auf vertraglicher Basis erfolgt, auch mit dem Anschlussnehmer geschlossen sein. Daher wäre die Digitalisierung der Wassermessung nur für die Untermessung sinnvoll.

Auch die Einführung einer Haltefrist ist grundsätzlich sinnvoll. Die Haltefrist schränkt die Möglichkeit des Anschlussnutzers nach § 5 MsbG ein und lässt sie für den Messstellenbetrieb mit intelligenten Messsystemen und Steuereinrichtungen erstmals nach Ablauf von zwei Jahren nach Ausstattung zu.

Insgesamt ist zur Haltepflicht allerdings Folgendes anzumerken: Es obliegt dem BSI, entsprechende Rahmenbedingungen und Vorgaben zur technischen Interoperabilität zu schaffen, durch die eine Weiternutzung verbauter Geräte im Falle eines MSB-Wechsels möglich wird. Diese Rahmenbedingungen können dann durch weitere technische Regelsetzer wie den FNN ausgefüllt und in der Praxis umgesetzt werden. Dann wäre eine Haltefrist nicht notwendig. Dies muss weiter das Ziel bleiben, so dass die Haltepflicht als ein vorübergehendes Mittel angesehen werden sollte.

Der BDEW begrüßt die Klarstellung in dem Entwurf, dass trotz der Haltefrist die allgemeinen Regelungen für Kündigungen und Sonderkündigungen wie in anderen Vertragsverhältnissen gelten, falls es zu

Unregelmäßigkeiten in der Vertragserfüllung der einen oder der anderen Vertragspartei (Nichtzahlung oder nicht ordnungsgemäßer Messstellenbetrieb) kommen sollte.

Die Haltefrist sollte dem Bündelangebot nicht entgegenstehen. Der BDEW versteht die Regelung in § 5 MsbG so, dass der Anschlussnutzer zwar sein Wahlrecht nicht geltend machen kann, aber dem Anschlussnehmer die Möglichkeit eines Bündelangebots nicht entzogen werden soll, wenn bereits eine Messstelle im Gebäude mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet ist.

Der BDEW geht, wie dargestellt, davon aus, dass alle übrigen vertraglichen Regelungen zur außerordentlichen Kündigung wegen Nicht- oder Schlechtleistung erhalten bleiben. Eine entsprechende Klarstellung im Gesetzestext oder zumindest in der Begründung mit einem Verweis auf die geltenden Festlegungen der BNetzA bzw. die entsprechenden Pflichten im MsbG (darunter solche zur Erhöhung der Messdatenqualität) könnte den Marktteilnehmern noch größere Sicherheit geben.

BDEW-Vorschlag

§ 6 Absatz 3 MsbG-E sollte wie folgt geändert werden:

„(3) Statt des Anschlussnutzers kann der Anschlussnehmer einen Messstellenbetreiber auswählen, wenn dieser verbindlich anbietet,

- 4. dadurch mindestens alle Zählpunkte der Liegenschaft für Elektrizität mit intelligenten Messsystemen auszustatten **für die keine Haltefrist nach § 5 Absatz 2 gilt,***
- 5. auf Anforderung des Anschlussnehmers neben dem Messstellenbetrieb der Sparte Elektrizität mindestens einen zusätzlichen Messstellenbetrieb der Sparten ~~Gas,~~ **oder der Untermessung der Sparten** Wasser, Fernwärme oder Heizwärme über das Smart-Meter-Gateway zu bündeln (Bündelangebot) und*
[...].“

(2) Übt der Anschlussnehmer das Auswahlrecht aus Absatz 1 aus, enden laufende Verträge für den Messstellenbetrieb der betroffenen Sparten entschädigungslos, wenn deren Laufzeit mindestens zur Hälfte abgelaufen ist, frühestens jedoch nach einer Laufzeit von fünf Jahren. Zwischen Ausübung des Auswahlrechts und der Vertragsbeendigung müssen mindestens drei Monate liegen. Betroffenen Messstellenbetreibern aller Sparten ist vor der Ausübung des Auswahlrechts mit einer Frist von sechs Monaten die Möglichkeit zur Abgabe eines eigenen Bündelangebots einzuräumen; bestehende Vertragsverhältnisse nach § 5 Absatz 1 sind dem Anschlussnehmer vom Anschlussnutzer auf Verlangen unverzüglich mitzuteilen.

(2a) Absatz 2 ist in den Fällen des § 5 Absatz 1 entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass vom Anschlussnutzer geschlossene Verträge frühestens nach 2 Jahren durch ordentliche Kündigung beendet werden können oder sich der alte und der neue Messstellenbetreiber auf eine angemessene Entschädigungszahlung für die vorzeitige Beendigung einigen.

4 Einbeziehung von Gas und Wasserstoff, §§ 20, 40 und 34 Absatz 2 Nr. 1 MsbG-E

Mit Blick auf die Ergänzung in § 20 MsbG weist der BDEW darauf hin, dass die Umsetzung bis 1. Januar 2028 bereits für Gaszähler sehr ehrgeizig ist. Für Wasserstoffmessung wird sie nicht erreicht werden können und erscheint auch vor dem Hintergrund fraglich, dass nach bisheriger Abschätzung auch keine entsprechenden Wasserstoffverteilernetze vorliegen werden.

Der BDEW weist außerdem darauf hin, dass die Regelung zur Anbindung von Gasmesseinrichtungen in § 34 Absatz 2 Nr. 1 MsbG-E unverständlich, aber auch zeitlich nicht umsetzbar ist. Der Zusatz „ab dem 1. Juli 2026 auch an Zählpunkten der Sparte Gas“ lässt offen, was genau verbaut werden soll und durch wen. Die Regelung in § 34 Absatz 2 MsbG-E richtet sich grundsätzlich an den Messstellenbetreiber Strom. Sie stellt generell fest, dass über die Standardleistungen hinaus (die für intelligente Messsysteme erbracht werden) weitere Leistungen angeboten werden müssen. Die Regelung könnte also bedeuten, dass der Messstellenbetreiber Strom auf Wunsch auch ein intelligentes Messsystem für die Sparte Gas einbauen muss oder, dass er eine Gasmesseinrichtung an ein bereits vorhandenes Gateway anzubinden hat. Wenn letzteres der Fall wäre, könnte das auch der Anschlussnutzer ohne Zustimmung des Messstellenbetreibers Gas wünschen. Allerdings ist die Messwertverarbeitung im Gas völlig anders als im Bereich Strom. Ohne die zusätzlichen energetischen Werte (Brennwert, Zustandszahl) des Gasnetzbetreibers sind die Werte nicht für Bilanzierung und Abrechnung nutzbar.

5 Visualisierung der Messwerte gegenüber dem Anschlussnutzer, §§ 61 und 62 MsbG-E

BDEW begrüßt die klarstellenden Änderungen in §§ 61 und 62 MsbG-E. Die Priorisierung von Online- bzw. App-Lösungen bei der Bereitstellung von Daten für Anschlussnutzer und Anlagenbetreiber nach §§ 61 und 62 MsbG ist sinnvoll. Die Verkürzung der Bereitstellungszeit für die Daten von 24 Stunden auf 15 Minuten folgt den Vorgaben der Binnenmarktrichtlinie Strom. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass dies je nach Umsetzung in der Praxis vor dem Hintergrund der heutigen System- und Prozesswelt mit erheblichen TK- und Systemkosten verbunden sein kann.

6 Messwertnutzung und Weiterverarbeitung nach §§ 66 und 67 MsbG

Weiterer Prüfungsbedarf besteht hinsichtlich der Vorgaben in §§ 66 und 67 MsbG-E. In § 66 Absatz 2 MsbG-E sollte die Möglichkeit einer Festlegung der BNetzA hinsichtlich der Übertragung auf den Messwertweiterverarbeiter vorgesehen werden, statt einer gesetzlichen Regelung.

Die in § 67 Abs. 1 Nummer 7 MsbG-E aufgeführten Aufgaben betreffen die Datenverarbeitung zu Zwecken der „Bilanzkoordination einschließlich der Überwachung der Bilanzkreistreue und der ordnungsgemäßen Bilanzkreisbewirtschaftung zeitnah nach dem Erfüllungszeitpunkt“ und sind darüber hinaus

weiterhin dem Übertragungsnetzbetreiber zuzuordnen, da sie unabhängig von der Aggregationsverantwortung sind, dies muss bei der Ausgestaltung berücksichtigt werden.

7 Weiterer Anpassungsbedarf am MsbG

Der BDEW sieht neben den voranstehend genannten Punkten aus dem vorliegenden Regierungsentwurf weitere Unstimmigkeiten im Messstellenbetriebsgesetz, die der Anpassung bedürfen.

7.1 Ausstattungsverpflichtung und Anerkennung für Rolloutquoten, § 45 MsbG

Die Ausstattungsverpflichtung betrifft - wie dargestellt - nicht nur intelligente Messsysteme, sondern auch die Kombination von intelligenten Messsysteme und Steuereinrichtungen/-funktion. Erste kompatible und BSI-zertifizierte Steuereinrichtungen gibt es seit November 2024. Die Hardware, die entweder eine Relaischnittstelle oder eine digitale Schnittstelle hat, ist in diesem Jahr 2025 auf dem Markt erhältlich. Da der Messstellenbetreiber aber in Zukunft weiter auf zu steuernde Geräte mit Relaischnittstellen und digitale Schnittstellen auch beim gleichen Anschlussnutzer/Anschlussnehmer stoßen wird, ist es zunächst sinnvoll, eine Steuerbox zu verwenden, die beides abdeckt. Diese Steuereinrichtung ist derzeit (September 2025) nicht erhältlich und auch die vollständige Kompatibilität von Gerätekombinationen mit den IT-Systemen ist noch nicht gewährleistet.

Bis Steuereinrichtungen verfügbar sind, die sicher mit dem Smart-Meter-Gateway verbunden und durch die Netzbetreiber über die Messstellenbetreiber gesteuert werden können, sollte die Ausstattung nur mit einem intelligenten Messsystem erfolgen. Die Steuerung muss dann über konventionelle Technik erfolgen (siehe oben).

Darüber hinaus ist mit Blick auf die Rollout-Quote Folgendes anzumerken:

- Ursprünglich als Pflichteinbau ausgestattete Messstellen, die z. B. aufgrund von Energieeffizienzsteigerungen oder durch den nachträglichen Einbau einer Erzeugungsanlage unter die Verbrauchsgrenze für den Pflichteinbau rutschen, müssen in der Ausstattungsquote anerkannt werden.
- Messstellen, die z. B. aufgrund einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung mit einem iMS und einer Steuerungseinrichtung auszustatten sind, müssen während des agilen Rollouts auf die 20 %-Quote 2025 und die Quote in 2026 einzahlen, auch wenn lediglich ein iMS verbaut ist. Hier fehlt es an einer Regelung für die Steuerung am Netzanschluss als Standardleistung, für die anders als für die Steuerung als verpflichtende Zusatzleistung keine Regelung zur Ablehnung vorgesehen ist.

7.2 Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen sollte von 25 auf 30 Euro jährlich angehoben werden, § 32 MsbG

Aus Sicht des BDEW ist die Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen mit 25 Euro jährlich nach wie vor nicht ausreichend. In den Voruntersuchungen zum Digitalisierungsbericht von den Gutachtern

EY und BET wurde die Preisobergrenze von 20 Euro jährlich untersucht und bestätigt, dass diese die Kosten der Geräte nicht deckt. Das Gutachten empfiehlt eine Preisobergrenze von 30 Euro jährlich.

Neben grundsätzlichen Kostensteigerungen ist eine Anpassung der Preisobergrenze auch wegen des erweiterten Leistungsumfangs der modernen Messeinrichtung notwendig, der z. B. Zwei-Richtungsmessung, der Fähigkeit zur Erfassung von Netzzustandsdaten und 1:n per Funk umfasst. Auch 25 Euro brutto jährlich sind nicht auskömmlich. Selbst ohne technische Erweiterungen wäre eine Anhebung der Preisobergrenze auf 30 Euro jährlich gerechtfertigt, beispielsweise aufgrund der Inflationsentwicklung.

Darüber hinaus verbauen Messstellenbetreiber künftig standardmäßig die hochwertigeren modernen Messeinrichtungen mit den genannten Grid-Funktionalität, denn die Anwendungsfälle für die Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem sind erheblich ausgeweitet worden und nur die hochwertigeren Messeinrichtungen sind updatefähig und können für die Erhebung von Netzzustandsdaten verwendet werden. Sie erlauben eine ressourcenschonende Aufrüstung zu einem intelligenten Messsystem.

Die Erhöhung der Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen hat einen direkten, kurzfristigen positiven Effekt auf die Wirtschaftlichkeit der MSB und damit auf die Rolloutgeschwindigkeit. Dies gilt auch und vor allem, weil sich die Notwendigkeit zur Erhebung von Netzzustandsdaten und zur Steuerung von Anlagen im Verhältnis zum Start des Rollouts mit modernen Messeinrichtungen erheblich erweitert hat. Zukünftig wird der Rollout intelligenter Messsysteme deutlich weiter gehen als ursprünglich geplant. Aus diesem Grund müssen auch die modernen Messeinrichtungen mit Grid-Funktion deutlich häufiger verbaut werden. Einfachere, kostengünstigere Zähler hingegen müssten ausgebaut und ersetzt werden, was Elektroschrott verursacht und die ohnehin knappen Montagekapazitäten strapaziert.

Der Effekt über die Anhebung der Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen ist dringend notwendig, um die nach wie vor bestehende Finanzierungslücke des Messstellenbetriebs auch mit modernen Messeinrichtungen zu schließen. Die POG für die Ausstattung einer Messstelle mit einer modernen Messeinrichtung sollte von 20 Euro auf 30 Euro brutto jährlich angehoben werden - entsprechend der Kosten-Nutzen-Analyse.

BDEW-Vorschlag:

Nach § 32 Absatz 1 MsbG sollte wie folgt geändert werden:

*1) Die Ausstattung einer Messstelle mit einer modernen Messeinrichtung nach § 29 Absatz 3 ist wirtschaftlich vertretbar, wenn für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt nicht mehr als 25 **30** Euro brutto jährlich in Rechnung gestellt werden. § 61 Absatz 3 gilt entsprechend.*

7.3 Unklarheiten bei Preisobergrenzen ausräumen

Verschiedene Regelungen zu Preisobergrenzen haben zu Unsicherheiten in der Umsetzung geführt.

- **Zeitlicher und persönlicher Anwendungsbereich der Regelung in § 35 Absatz 1 Nr. 1 MsbG:**
Eine Unklarheit hat sich im Zusammenhang mit dem nach § 34 Absatz 2 Nr. 1 i.V.m. § 35 Absatz 1 Nr. 1 MsbG beauftragten Einbau ergeben. Die Regelung knüpft verständlicherweise daran an, wer den Einbau beantragt hat. Dies führt je nach Auslegung zu kaum nachvollziehbaren Ergebnissen. Ein Lieferant, der den Einbau beauftragt, wäre dem Wortlaut nach auch dann weiter zur Zahlung des erhöhten Entgelts verpflichtet, wenn er den Anschlussnutzer gar nicht mehr beliefert. Ginge man davon aus, dass die zusätzlich zu zahlende Preisobergrenze mit der Kündigung einer solchen Beauftragung endet, wäre der Messstellenbetreiber auf die geringe und defizitäre Preisobergrenze zurückgeworfen. Unklar ist auch, ob die Beauftragung endet, wenn der Anschlussnutzer auszieht oder ob er das zusätzliche Entgelt weiterzahlen müsste, weil der Anspruch auf das Entgelt sich an die Beauftragung knüpft. Fraglich ist auch, wie vorzugehen wäre, wenn ein optionaler Einbaufall zum Pflichteinbaufall wird und umgekehrt.

7.4 Steuerung am Netzanschluss nach § 30 Absatz 2 MsbG nur, wenn erforderlich, § 34 MsbG

Zu klären ist nach wie vor, was genau unter der zu erbringenden Leistung zu verstehen ist und wie die Standardleistung gegenüber dem Anschlussnehmer und die Zusatzleistung hinsichtlich weiterer zu steuernder Anlagen hinter dem Netzanschluss zusammenwirken. In jedem Fall sollte vermieden werden, dass der Messstellenbetreiber die Standardleistung zu erbringen und der Anschlussnehmer die Preisobergrenze zu leisten hat, obwohl keine Steuerung am Netzanschluss erfolgt. Denkbar wäre das vor allem in Mehrfamilienhäusern. Der Netzanschluss ist grundsätzlich die physische Verknüpfung mit dem Netz. Hinter dem Netzanschluss gibt es bei Mehrfamilienhäusern meist mehrere Entnahmestellen, auf die sich auch die Verpflichtung zur Steuerung von steuerbaren Verbrauchsanlagen bezieht. Gegebenenfalls gibt es darüber hinaus auch Einspeisestellen. Sowohl Entnahme- als auch Einspeisestellen können hier getrennt versorgt werden bzw. unterschiedlichen Anschlussnutzern zuzuordnen sein. Wenn keine gemeinsame Steuerung über ein Home-Energy-Managementsystem im gesamten Haus erfolgt, sollte auch keine Steuereinrichtung am Netzverknüpfungspunkt verbaut und bezahlt werden, wenn die damit verbundene Entnahme oder Erzeugung nicht steuerbar sein muss. Dies sollte der Gesetzentwurf klarstellen.

Der BDEW weist darauf hin, dass die Steuerung von Anlagen nach § 13a Abs. 1 EnWG auf die Wirkleistungserzeugung referenziert, nicht auf den Netzanschlusspunkt. Hinsichtlich der weiteren Harmonisierung des MsbG mit den Vorgaben im EEG und EnWG verweisen wir außerdem auf das **Themenpapier zur Anlagensteuerbarkeit**.

Der BDEW schlägt vor, die Steuerung und die Steuereinrichtung für die Messung am Netzanschlusspunkt nur dann vorzusehen, wenn hinter der Entnahmestelle dieses Anschlussnutzers eine steuerbare Verbrauchseinrichtung beliefert wird. Die Abrechnung wäre darüber hinaus einfacher

gegenüber dem Anschlussnutzer (Betreiber der Kundenanlage) abwickelbar. Sollte es bei der Abrechnung gegenüber den Anschlussnehmer bleiben, muss für die Rechnungsstellung gegenüber dem Anschlussnehmer die massengeschäftstaugliche Abwicklung sichergestellt werden. Dem MSB muss der Anschlussnehmer bekannt gemacht werden.

BDEW-Vorschlag:

1. § 34 Absatz 1 Nr. 6 MsbG -E sollte wie folgt geändert werden:

(1) Beim Messstellenbetrieb nach § 3 mit intelligenten Messsystemen und, soweit gesetzlich vorgesehen, ~~mit intelligenten Messsystemen und~~ einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt sind folgende Leistungen Standardleistungen:

[...]

6. *zur Steuerung von Verbrauchseinrichtungen ~~und~~ **an** Netzanschlüssen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes*

a) die für die Vorgabe eines minimalen oder maximalen Wirkleistungsbezugs am Netzanschluss oder an steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach Maßgabe von Festlegungen der Bundesnetzagentur zu § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes notwendige Datenkommunikation über das Smart-Meter-Gateway und eine daran angebundene Steuerungseinrichtung,

b) über Buchstabe a hinausgehende erforderliche Maßnahmen zur netzorientierten Steuerung nach Maßgabe von Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 14a des Energiewirtschafts

gesetzes,

2. § 30 Absatz 2 MsbG-E wird wie folgt geändert:

(2) Die Ausstattung einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 ist wirtschaftlich vertretbar, wenn vom grundzuständigen Messstellenbetreiber für den Messstellenbetrieb nicht mehr als die folgenden Beträge in Rechnung gestellt werden:

1. *dem Anschlussnutzer und dem Anschlussnetzbetreiber für jeden mit intelligenten Messsystemen auszustattenden Zählpunkt nicht mehr als die nach den Absätzen 1 und 5 zulässigen Preisobergrenzen sowie*

2. *zusätzlich zu dem Betrag nach Nummer 1 dem ~~Anschlussnehmer~~ **Anschlussnutzer** und dem Anschlussnetzbetreiber jeweils nicht mehr als 50 Euro brutto jährlich für Einbau und Betrieb einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt, **soweit am Netzanschlusspunkt eine Steuerung erfolgt.***

7.5 Datenkommunikation

Die standardmäßige Übermittlung von Zählerstands- und Lastgangdaten soll seit der „kleinen Energierrechtsnovelle“ vom 25. Februar 2025 nicht mehr nur einmal täglich vom Vortag, sondern auf Anforderung eines Verteilnetzbetreibers oder Übertragungsnetzbetreibers sowie Bilanzkreiskoordinators auch viertelstündlich erfolgen. Das bedeutet einen deutlichen Anstieg der Verbindungsaufbauten und des Daten-Traffics, da statt einmal täglich eine Zeitreihe von 96 Viertelstunden-Werten, künftig 96-mal jeweils einen Wert übermittelt werden müsste. Das würde die direkten Kommunikationskosten je Zählerpunkt (in der Marktkommunikation: Messlokation) nach Einschätzung der Messstellenbetreiber in etwa verdoppeln. Hochfrequente Messwertbereitstellung kann für künftige Energieanwendungen sinnvoll sein und ist ein wesentlicher Beitrag zur Digitalisierung der Energienetze. Die viertelstündliche Übermittlung von Zählerstands- und Lastgangdaten erzeugt jedoch auch einen deutlichen Anstieg der WAN-Übertragungskosten sowie der Bestell- und Abrechnungsaufwände, der in der vorgesehenen Anpassung der Preisobergrenzen nicht berücksichtigt ist.

Für die beteiligten Marktteilnehmer kann es wichtig und notwendig sein, für die zeitnahe Reaktion auf Veränderungen am Markt und auf das Verhältnis von Angebot und Nachfrage, entsprechend aktuelle Daten zu erhalten. Dies betrifft auch die Sicherstellung der Systemsicherheit durch die ÜNB, die durch diese Daten die Entwicklung eng verfolgen können.

Insgesamt erscheinen die Regelungen zur viertelstündlichen Datenlieferung im Gesetz aber noch kein in sich schlüssiges Gesamtkonzept zu ergeben. Insgesamt gibt es dazu Regelungen in den Standardleistungen, in den Zusatzleistungen, bei den Pflichten zur Datenkommunikation mit den Marktpartnern und der Dateneinsicht des Anschlussnutzers, um dessen Daten es geht.

Standardleistungen sind dabei

- Nach § 34 Absatz 1 Nr. 1 MsbG die nach § 60 MsbG standardmäßig zu übersendenden Informationen, wozu auf Anfrage durch den VNB oder ÜNB nach § 60 Abs. 3 Nr. 1 und Nr. 2 MsbG auch viertelstündlich Last- und Einspeisegänge sowie Zählerstandsgänge zählen
- Die nach § 56 MsbG zu übersendenden Informationen und damit die Netzzustandsdaten
- Übermittlung von Daten für den Letztverbraucher nach § 61 bzw. den Anlagenbetreiber nach § 62 MsbG

Verpflichtende Zusatzleistung sind dabei

- die minütliche Übermittlung von Netzzustandsdaten, § 34 Absatz 2 Nr. 6 MsbG-E
- Die tägliche Übermittlung der aufbereiteten Messwerte an dritte von Anschlussnutzer oder Anlagenbetreiber Beauftragte, § 34 Absatz 2 Nr. 10 MsbG-E

Sonstige Zusatzleistung kann dabei sein

- nach § 60 Absatz 3 Nr. 3 MsbG die Übermittlung weiterer anonymisierter bzw. aggregierter Daten an den Energielieferanten sein

Dabei bleiben folgende Punkte zu klären oder erscheinen im Gesamtkonzept überprüfungswürdig:

Die Abgrenzung zwischen Einspeisegängen, Last- und Zählerstandsgängen und Netzzustandsdaten ist nicht klar. Dabei kann es sich um überschneidende Datensätze handeln. Soweit die Netzzustandsdaten bereits alle notwendigen Informationen abdecken, sollten nicht möglicherweise noch über einen weiteren Kanal zusätzliche bzw. ähnliche Datensätze versendet werden.

Die Erhebung von Netzzustandsdaten war schon zuvor eine Standardleistung und ist nur dem Verteilernetzbetreiber vorbehalten. Der Verteilernetzbetreiber trägt im Gegenzug einen Teil der Preisobergrenze. Zu klären wäre, ob die zu liefernden Daten für Verteilernetzbetreiber über die Netzzustandsdaten hinaus überhaupt zusätzliche Informationen enthalten.

Die mögliche Anforderung von Einspeisegängen, Last- und Zählerstandsgängen pro Viertelstunde durch die ÜNB kommt nun als Standardleistung hinzu und war bisher von der Preisobergrenze nicht erfasst. Der ÜNB beteiligt sich bisher auch nicht an der Kostentragung der Preisobergrenze. Daher sollte diese nun zusätzlich vorgesehene Datenlieferung eine Zusatzleistung darstellen, soweit sie sich nicht ohnehin durch die Einführung des geplanten zentralen Daten-Hub erledigt.

Der Energielieferant könnte die Übermittlung der anonymisierten und aggregierten Daten durch den MSB ebenfalls verlangen, allerdings auf der Basis von § 60 Absatz 3 Nr. 3 MsbG-E. Nicht ganz klar ist, in welche Kategorie diese Zusatzleistung genau fallen würde. Hier ist sowohl auf Absatz 2 (verpflichtende) als auch auf Absatz 3 (freiwillige) Zusatzleistung verwiesen. In jedem Fall wäre ein zusätzliches Entgelt zu zahlen.

Keine der genannten Datenlieferungen, abgesehen von den Netzzustandsdaten, könnte heute über die Marktkommunikation erfolgen. Dies würde auch voraussetzen, dass die Daten zunächst im Backend des Messstellenbetreibers verarbeitet und von dort versendet werden müssten. Dies würde wie oben dargestellt erheblichen Aufwand verursachen.

Auch der Anschlussnutzer und der Anlagenbetreiber sollen Zugang zu viertelstündlichen Daten in jeder Viertelstunde haben. Diese Anforderung folgt wieder eigenen Regelungen – siehe dazu § 61 MsbG-E.

BDEW-Vorschlag:

§ 34 Absatz 2 sollte wie folgt ergänzt werden:

(2) Zum Messstellenbetrieb gehören auch die diskriminierungsfrei anzubietenden Leistungen des Messstellenbetreibers, die über die Standardleistungen nach Absatz 1 hinausgehen (Zusatzleistungen). Energieversorgungsunternehmen, Direktvermarktungsunternehmer, Letztverbraucher, Anschlussbegehrende nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, Anlagenbetreiber und Anschlussnehmer können für sich oder ihre Kunden folgende Zusatzleistungen vom Messstellenbetreiber verlangen:

[...]

11. die viertelstündliche Übermittlung von Einspeise-, Last- und Zählerstandsgängen nach § 60 Absatz 3 Nr. 2 an den Übertragungsnetzbetreiber und Bilanzkreiskoordinator

12. die viertelstündliche Übermittlung von Einspeise-, Last- und Zählerstandsgängen an weitere vom Anschlussnutzer oder Anlagenbetreiber beauftragte Dritte.

7.6 Festlegungsbefugnisse nach § 47 Abs. 3 MsbG-E

Eine enge Abstimmung zwischen BNetzA und BSI ist grundsätzlich sinnvoll und notwendig, soweit es um sicherheitsrelevante Aspekte geht. Allerdings ist die Regelung in Absatz 3 sehr weit gefasst. Das Einvernehmen ist nicht eingeschränkt auf die Belange, die in den Kompetenzbereich des BSI fallen, sondern umfasst jegliche Regelungen zu energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgängen.

Darüber hinaus sollte jedenfalls das Verbot im Sinne von Absatz 3 Nr. 3 Buchstabe b grundsätzlich durch eine Verordnung mit Zustimmung des Bundesrates geregelt werden. Sollte die Regelung als Festlegungskompetenz bestehen bleiben, sollte sie an das Vorliegen einer konkreten Gefahr für die Sicherheit gebunden sein.

7.7 Ausnahmeregelungen zur Ausstattungspflichten bei gVNB mit besonders sicherheitskritischen Anlagen

Mit Blick auf die Besonderheiten von einigen geschlossenen Verteilernetzen (gVNB) sieht der BDEW in bestimmten Fällen darüber hinaus Bedarf zur Prüfung der Einführung von Sonderregelungen vor folgendem Hintergrund:

Per Definition dürfen im Netzgebiet eines geschlossenen Verteilernetzes grundsätzlich keine Haushaltskunden angeschlossen sein, § 110 Abs. 2 S. 2 EnWG. Im Hinblick auf das Messwesen sind insbesondere große Industrieparks und Flughäfen hinsichtlich der Netzebenen ihrer Anschlüsse, der Gegebenheiten der Messplätze und der schon derzeit verwendeten Mess- und Steuerungstechnik (Leitwarte, Steuerungsmöglichkeiten) eher mit Übertragungsnetzbetreibern vergleichbar. Die Netze verfügen bereits seit langem flächendeckend über Mess- und Steuerungstechnik und deren Einbindung in ein Kommunikationsnetz wird fortlaufend von Leitwarten aus überwacht. Dies hat seinen Hintergrund auch in den für die an diese Netze angeschlossenen zumeist kritischen Infrastrukturen.

7.7.1 Besonderheiten bei der Mess- und Steuerungstechnik

Das Gros der Messstellen in geschlossenen Verteilernetzen unterscheidet sich stark von Messstellen in Kundenanlagen bzw. Energieversorgungsnetzen, da die angeschlossenen Anlagen besonderen Anforderungen unterliegen. So bestehen besondere Vorgaben für den Zugang und die Zutrittskontrolle zu Anlagen aufgrund von behördlichen und kundenseitigen Vorgaben. Beispiele sind dabei die geschützte Stromerzeugung, der geschützte Personen- und Güterverkehr an Flughäfen und die geschützte

Produktion verschreibungspflichtiger Medikamente (teilweise werden die Schwellwerte nach BSI-Kritikverordnung erreicht). Der Zugang zum gesicherten Flughafenbereich, über den auch die Flugsicherung, die Flughafenfeuerwehr und die Bundespolizei versorgt werden, ist dabei ebenso beschränkt, wie der Zugang zu Betriebsgeländen von Betrieben der chemischen Industrie, die jeweils spezifischen Auflagen nach ISMS, StörfallVO sowie sonstigen Sicherheitsrichtlinien unterliegen. Die Mess- und Steuerungstechnik befindet sich dabei in der Regel auf dem Gelände verteilt, zum Teil in anderweitig genutzten und nicht besetzten Gebäuden mit Schaltanlagen und Messeinrichtungen. Diese Industriebetriebe sind bereits mit RLM-Messtechnik ausgestattet, die die Funktionalitäten der iMS erfüllt und sogar übersteigt. Sie bieten derzeit kurze Datenübertragungszyklen von häufig ein Mal pro Minute, Blindleistungserfassung, Symmetriekennung, Überwachung der Spannungsqualität, Visualisierung und Sicherheitsstandards. Jedenfalls so lange, wie die bisher verfügbare Technik keine gleichwertigen Ergebnisse liefert, würde bei einem Rollout von intelligenten Messsystemen außerdem ein Funktionsverlust drohen.

Die Kommunikation zur Datenübertragung erfolgt über separate, eigene interne Netze (tlw. Glasfaser), die bisher abgeschottet und nicht mit dem Internet verbunden sind. Der Datenaustausch und die Marktkommunikation dieser Netzbetreiber erfolgen über zentrale Backend-Systeme.

Derartige geschlossene Verteilernetzbetreiber nutzen für die Überwachung und Steuerung der systemrelevanten Energieversorgungsinfrastruktur Netzleitsysteme innerhalb geschützter, eigenständiger und schwarzfallsicherer Infrastruktur (Server, Switches, Firewall, LWL-Leitungen, Zeitserver etc.).

Die Umspannwerke und Trafostationen sind bereits mit Fernwirktechnik ausgestattet. Diese ist über die zuvor genannte Infrastruktur an das Netzleitsystem ohne Nutzung des öffentlichen Mobilfunknetzes angebunden. Mit der Fernwirktechnik werden innerhalb von Umspannwerken und Trafostationen alle Anlagenteile der Mittelspannung, Niederspannung, Netzersatzanlagen, unterbrechungsfreien Stromversorgung, PV-Anlagen und Batteriespeicher über das Netzleitsystem von autorisiertem unternehmenseigenem Personal gesteuert und überwacht.

Auf der Firewall, Fernwirktechnik und Anlagen innerhalb der Serverinfrastruktur, Umspannwerke und Trafostationen werden IT-sicherheitsrelevante Ereignisse geloggt und ausgewertet. Neben dem nach § 11 Absatz 1a EnWG zertifiziertes ISMS wird dies durch unabhängige Zertifizierungsstellen bescheinigt, zertifiziert und insgesamt gesetzeskonform nach BSIG 2.0 umgesetzt. Zudem betreiben die genannten Betreiber geschlossener Verteilernetze für die Netzleitsysteme ein gemäß IT-Sicherheitskatalog gemäß § 11 Absatz 1a EnWG zertifiziertes ISMS.

Betreiber geschlossener Verteilernetze mit besonders sicherheitskritischen Anlagen können bereits über die vorhandene Mess- und Steuerungstechnik den Anschlussnutzern einzelne oder aggregierte Messwerte und Lastgänge in Form von auf Kundenwunsch gebildeten Aggregaten bereitstellen und darüber bei Bedarf marktdienliche Steuerfunktionalitäten ermöglichen.

In den geschlossenen Verteilernetzen mit besonderen sicherheitskritischen Anlagen sind bis auf wenige Ausnahmen (i. W. bundesweit tätige Mobilfunknetzbetreiber) für die dort ansässigen Kunden wegen des hohen technischen und organisatorischen Aufwands bisher trotz gelegentlicher Interessenbekundungen und Prüfung der Bedingungen für den Messstellenbetrieb keine wettbewerblichen Messstellenbetreiber tätig geworden.

7.7.2 Sicherheitstechnische Bedenken und geringerer Funktionsumfang

Des Weiteren werden durch die SMGWs externe Steuerungsmöglichkeiten bereitgestellt, die nicht den erforderlichen technischen Funktionsumfang sowie die erforderliche Überwachungsfunktion eines Netzleitsystems für einen sicheren Betrieb der Stromversorgung in den genannten geschlossenen Verteilernetzen (kritische Infrastruktur) bieten. Zudem würde eine Steuerung bzw. ein Zugriff durch nicht-unternehmenseigenes-Personal ermöglicht.

Die Steuerungsfunktion des SMGW würde auch einen direkten Zugriff aus dem Wide-Area-Network (WAN) in eine geschützte Systemumgebung erlauben. Diese könnte durch die verschlüsselte TLS-Verbindung zwischen externem SMGW-Administrator und dem SMGW sowie der verschlüsselten TLS-Verbindung zwischen SMGW und steuerbarer Ressource nicht vollständig vom Netzbetreiber überwacht werden.

Der Anteil von steuerbaren Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen ist derzeit denkbar gering, so dass die Notwendigkeit einer Steuerung durch weitere wettbewerbliche Marktteilnehmer jedenfalls nicht marktgetrieben, sondern ausgelöst von den Anforderungen der angeschlossenen Anlagen erfolgt und ohnehin aus den genannten Gründen erheblichen Restriktionen unterliegen würde. Steuerbare Verbrauchsanlagen nach § 14a EnWG sind in diesen Netzen aufgrund der Ausnahme nach § 110 EnWG ohnehin nicht relevant. Auch praktisch ist die Umrüstung nur unter so erheblichem Kostenaufwand möglich, dass sie im Ergebnis nicht mehr in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen stehen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass der Nutzen mit Blick auf die oben genannte Sicherheit und Sichtbarkeit der Anlagen im Netz und für die Kunden sogar insgesamt in Frage zu stellen ist.

Hinsichtlich der Kosten ist darauf hinzuweisen, dass für die genannten Netze durch die besonderen Anforderungen hinsichtlich des Zugangs zu den Anlagen besondere Kosten für Planung, Projektierung und Dokumentation entstehen. Für die Umrüstung müssten teils Umbauten erfolgen, Statik-Gutachten wären einzuholen und Brandschutztechnik zu berücksichtigen. Selbst wenn diese Umbauten streng genommen nicht dem Messstellenbetreiber zuzuordnen wären stellt sich die Frage nach dem wie dargestellt fraglichen Nutzen dieser zusätzlichen Kosten, die in diesen Fällen den personenidentischen Netzbetreiber/Eigentümer der Gebäude oder die Industrieunternehmen treffen.

Auch der Aufwand für den für die kommunikative Anbindung zuständigen Messstellenbetreiber in derartigen Netzen, wäre in derartigen Netzen enorm und mit den im Gesetz vorgegebenen Preisobergrenzen nicht zu Erlösen.

Alles in allem sollte daher für Messstellenbetreiber in geschlossenen Verteilernetzen eine Ausnahme von der Rolloutverpflichtung nach § 29 Absatz 1 und 3 MsbG geschaffen werden, jedenfalls soweit die an dieses Netz angeschlossenen Anlagen besonderen Sicherheitsanforderungen unterliegen und sowohl die Kommunikation der Messwerte als auch der Steuerungssignale über ein eigenes nicht-öffentliches Telekommunikationsnetz erfolgen. Wie für andere optionale Einbaufälle würde dies nicht ausschließen, dass der Anschlussnutzer nach § 34 Abs. 2 Nr. 1 MsbG, den Einbau eines intelligenten Messsystems auf eigene Initiative anstoßen kann.

Für derartige Energieversorgungsnetze und die an sie angeschlossenen Anlagen ist auch zu prüfen, ob die Regelungen für Auffangmessstellenbetreiber gelten können. Die Übernahme des Messstellenbetriebs durch einen Auffangmessstellenbetreiber ist praktisch nur unter dem gleichen oben bereits umschriebenen Aufwand möglich. Hinzu treten allerdings weitere Hürden, die zu zusätzlichen Aufwänden führen würden. Insbesondere wäre der Zutritt für die Mitarbeiter des Auffangmessstellenbetreibers notwendig. Es müsste auch sichergestellt sein, dass alle Sicherheitsanforderungen der in dem Energieversorgungsnetz angeschlossenen Energieanlagen eingehalten werden, nicht nur vom Auffangmessstellenbetreiber, sondern auch vom Gateway-Administrator. Die dafür entstehenden zusätzlichen Kosten müssten für den Auffangmessstellenbetreiber kompensiert und wohl sozialisiert werden. Der BDEW sieht hier keinen Mehrwert für die Sicherheit des Energiesystems oder der Energiewende und massive zusätzliche Aufwände, die am Ende von allen Nutzern des Energiesystems zu tragen wären.

Vor diesem Hintergrund schlägt der BDEW folgende Änderung des MsbG vor:

BDEW-Vorschlag:

§ 19 MsbG sollte daher ein neuer Absatz eingefügt werden:

(5a) Messsysteme, die den besonderen Anforderungen aus den Absätzen 2 und 3 nicht entsprechen, dürfen eingebaut und genutzt werden, solange die Nutzung dieser Messsysteme nicht mit unverhältnismäßigen Gefahren verbunden ist, weil ihr Einsatz in einem Netzgebiet eines geschlossenen Verteilernetzbetreibers im Sinne des § 110 EnWG erfolgt, soweit dieses Netzgebiet aus Sicherheitsgründen beschränkt zugänglich ist und besonderen Sicherheitsanforderungen auf der Grundlage anderer Gesetze und Verordnung oder behördlichen Vorgaben unterliegt, die unter Beachtung dieser Sicherheitsanforderungen einen mit dem intelligenten Messsystem vergleichbaren Schutz bieten.

Darüber hinaus sollte § 29 MsbG um einen neuen Absatz ergänzt werden:

(6 neu) Die Verpflichtung nach den Absätzen 1 und 3 gilt nicht, soweit ein Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes im Sinne von § 110 EnWG ein Messsystem nach § 19 Absatz 5a betreiben darf.

7.8 Weitere Hinweise

ACHTUNG BÜROKRATIE

Darüber hinaus möchte BDEW noch darauf hinweisen, dass an einigen Stellen im MsbG noch Vereinfachungs- und **Entbürokratisierungspotential** besteht. So ist in § 54 Abs. 3 MsbG die Anforderung enthalten, das erforderliche Formblatt in Kopie an den Anschlussnutzer zu übermitteln. Hier könnte auf die Textform abgestellt werden, damit nicht der Eindruck entsteht, es müsse ein Ausdruck per Post gesendet werden.

Darüber hinaus regt der BDEW an zu prüfen, ob das Genehmigungserfordernis nach § 4 MsbG nicht auch auf wettbewerbliche Messstellenbetreiber zumindest ab einer bestimmten Größe übertragen werden sollte, da der Energiemarkt insgesamt von der richtigen und rechtzeitigen Übermittlung der Daten abhängt.

BDEW-Stellungnahme EnWG: Themenpapier– Anlagensteuerbarkeit

10. Oktober 2025

Inhalt

1	Einleitung	2
2	Technische Einrichtungen für die netzdienliche Steuerung, § 9 EEG	2
2.1	Auslegungsfragen auf der Schnittstelle zum Pflichtrollout nach dem MsbG.....	2
2.2	Nulleinspeisungsanlagen	3
2.3	BDEW-Formulierungsvorschlag.....	3
3	Kosten konventioneller Steuerung – Übergangstechnik.....	4
4	Steuerungsreferenz in EEG und EnWG	4
5	Technische Einrichtungen für die marktorientierte Steuerung: Bestandsanlagen	7

1 Einleitung

Die folgenden Änderungsvorschläge für das EEG 2023 (neu) widmen sich der netzdienlichen und marktorientierten Steuerbarkeit von Anlagen und sind im Kontext der MsbG-Regelungen hin zu einem „Steuerungsrollout“ durch das „Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung temporärer Erzeugungsüberschüsse“ (Inkrafttreten: 25. Februar 2025) sowie den Redispatch-Vorgaben in § 13a EnWG zu sehen. Daher sei an dieser Stelle auch auf das Themenpapier „Änderungen im Messstellenbetriebsgesetz“ verwiesen.

Der BDEW weist darauf hin, dass die Vorgaben in § 29 MsbG, § 9 EEG 2023 und § 13a EnWG aktuell einer Harmonisierung bedürfen, für die dieses Themenpapier erste Impulse gibt. Insbesondere die Frage, wo in Zukunft die Redispatch-Regelung ansetzen soll und ob diese Frage mit der Pflichtausstattung von intelligenten Messsystemen (iMS) und Steuerungseinrichtungen am Netzanschlusspunkt mit der kleinen EnWG-Novelle in § 29 MsbG entschieden werden sollte, wird noch eingehend zu diskutieren sein. Insbesondere sollte eine sinnvolle Balance zwischen Entschädigungsansprüchen, Umsetzungsaufwänden und Systemsicherheit gefunden werden.

2 Technische Einrichtungen für die netzdienliche Steuerung, § 9 EEG

Die Anforderungen an die Sicht- und Steuerbarkeit von Anlagen für den Netzbetreiber („netzdienliche Steuerung“) in § 9 EEG 2023 sind mit dem MsbG durch die „kleine EnWG-Novelle“ abgestimmt und verzahnt worden, so dass eine Priorisierung des Pflichtrollouts hin zu einem „Steuerungsrollout“ möglich wurde. Dies hat der BDEW ausdrücklich begrüßt.

2.1 Auslegungsfragen auf der Schnittstelle zum Pflichtrollout nach dem MsbG

In der Praxis haben sich allerdings bereits unterschiedliche Verständnisse der Formulierung in § 9 Abs. 2 EEG 2025 gebildet, wonach *„bis zum Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen **nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes** und zur erstmaligen erfolgreichen Testung der Anlage oder KWK-Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über diese neu eingebaute Technik sowie unbeschadet weiterer Vorgaben im Zusammenhang mit der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes“* verschiedene Pflichten bestehen. § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG betrifft lediglich den Pflichtrollout durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber für Anlagen über 7 kW und steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG.

Aus Sicht des BDEW sollten die Anforderungen an Anlagen vor der Möglichkeit für den Netzbetreiber, diese Anlagen über ein intelligentes Messsystem sehen und tatsächlich steuern zu können, nicht davon abhängen, ob die Anlagen im Pflichtrollout durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber ausgerüstet werden oder auf andere Weise (etwa durch einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber oder als vorzeitiger Einbau auf Kundenwunsch). Fälle, in denen eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG hinter demselben Netzanschluss wie eine Anlage verbaut ist, sind Anwendungsfälle von § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG

(Pflichtrollout), sollten aber nicht in allen Fällen, gerade bei Kleinstanlagen, automatisch dazu führen, dass diese Anlagen ebenfalls immer sicht- und steuerbar sein müssen.

2.2 Nulleinspeisungsanlagen

Welche Anforderungen nach § 9 EEG für sogenannten Nulleinspeisungsanlagen gelten, ist nicht eindeutig geregelt.

Grundsätzlich geht der BDEW davon aus, dass die Regelungen in § 29 Abs. 5 MsbG zu Nulleinspeisungsanlagen (nur Ausstattung mit iMS, nicht Steuerungseinrichtungen im Pflichtrollout) keine Auswirkungen auf die Anforderungen nach § 13a EnWG haben. Denn gerade bei größeren Anlagen kann die Einsenkung der Erzeugung – unter Wahrung der europarechtlichen Eigenverbrauchsprivilegierung – erforderlich sein.

Zudem ist darauf hinzuweisen, dass § 9 EEG die aktive Steuerung und Abschaltung durch den Netzbetreiber ermöglicht, während in Nulleinspeisungskonstellationen nach § 29 Abs. 5 MsbG keine aktive Steuerung möglich ist, lediglich eine Überwachung durch Sichtbarkeit der Anlagen. Vor Ausrüstung mit einem iMS wäre dagegen weder die Sichtbarkeit noch die Steuerbarkeit gegeben. Daher sollten in diesen Fällen die § 9 EEG-Anforderungen jedenfalls für größere Anlagen zu erfüllen sein.

Für eine rechtssichere Einstufung der – zudem nach §§ 52 und 52a EEG 2023 sanktionsbewehrten – Anforderungen in § 9 Abs. 2 EEG 2023 schlägt der BDEW daher folgende Anpassungen vor.

2.3 BDEW-Formulierungsvorschlag

§ 9 Abs. 2 EEG wird wie folgt geändert und ergänzt:

Satz 1:

„Bis zum Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen ~~nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes~~ und zur erstmaligen erfolgreichen Testung der Anlage oder KWK-Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über diese neu eingebaute Technik sowie unbeschadet weiterer Vorgaben im Zusammenhang mit der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes müssen (...)“

Satz 5 neu:

„Satz 1 gilt auch für Anlagen ab 100 Kilowatt, deren maximale Wirkleistungseinspeisung Anlagenbetreiber am Verknüpfungspunkt mit dem Netz dauerhaft auf 0 Prozent der installierten Leistung begrenzen.“

3 Kosten konventioneller Steuerung – Übergangstechnik

Die vorübergehende Verzögerung der Steuerung durch den Netzbetreiber über das Smart-Meter-Gateway soll auch aus Akzeptanzgründen nicht zu deutlich höheren Kosten für den betroffenen Anschlussnutzer führen. Handelt es sich um eine Steuerung am Netzanschluss, sollen die für den Übergangszeitraum durch die konventionelle Steuerung entstehenden Kosten die Kosten für die Steuerung über das intelligente Messsystem nicht übersteigen. Einer Regelung bedarf es nicht für Anlagen, die bereits mit einem iMS und einer Steuerungseinrichtung ausgestattet sind, aber noch nicht darüber gesteuert werden können. Für diese Anlagen trifft § 9 Abs. 2a EEG bereits eine Regelung.

BDEW-Vorschlag:

§ 9 Abs. 2a EEG soll wie folgt ergänzt werden:

*„(2a) Nach dem Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber bis zu einer nach Absatz 2 Satz 1 erfolgreich durchgeführten Testung zum Ausgleich der entstehenden Aufwendungen für den Weiterbetrieb von technischen Einrichtungen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 und 2 ab dem 1. Januar 2028 für jedes angefangene Jahr einen Betrag von 100 Euro brutto zu zahlen. Die Zahlungspflicht entfällt, wenn der Netzbetreiber eine erfolglose Testung nach Satz 1 nicht zu vertreten hat. **Hat der grundzuständige Messstellenbetreiber nach § 29 Messstellenbetriebsgesetz zwar ein intelligentes Messsystem, aber noch keine Steuerungseinrichtungen eingebaut und erfolgt die Steuerung über eine konventionelle Steuerungseinrichtung im Sinne von Absatz 2, gelten für die Höhe des Entgelts des Netzbetreibers für die Steuerung am Netzanschluss § 30 Absatz 2 Nummer 2 und für die Steuerung der Anlage als Zusatzleistung nach § 34 Absatz 2 Nummer 7 und 8 die Vorgaben zum angemessenen Entgelt nach § 35 Messstellenbetriebsgesetz entsprechend.**“*

4 Steuerungsreferenz in EEG und EnWG

In § 13a Abs. 1 EnWG und § 9 EEG 2023 sind jeweils **unterschiedliche Formulierungen zur Steuerungsreferenz von Anlagen** enthalten: Während § 13a Abs. 1 EnWG auf die Steuerung der „Wirkleistungserzeugung“ abstellt, besteht in § 9 EEG 2023 die Vorgabe, dass technische Einrichtungen zur „ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung“ vorzuhalten sind. In der bisherigen Auslegung von § 9 EEG 2023 dominierte die Auffassung, dass es sich beim Ort der Regelung um den Netzverknüpfungspunkt handele und damit insbesondere Eigenerzeugungsmodelle unberührt bleiben. Diese Auslegung greift die europäische Privilegierung für Eigenerzeugungskonzepte im Redispatch auf (vgl. § 13 Abs. 6 lit. c Strombinnenmarktverordnung). Andererseits hat sich der Gesetzgeber in § 13a EnWG ausdrücklich für eine Anpassung der Erzeugungsleistung entschieden, da der hierdurch bedingte Netzbezug zur Deckung des Eigenbedarfs einen größeren Effekt auf den Engpass verspricht.

Zugleich werden im Zuge der perspektivisch auszurollenden Kommunikations- und Steuerungstechnik über intelligente Messsysteme (nicht zuletzt im Zuge der Regelungen nach § 14a EnWG) **Anlagen unterhalb der Grenze von 100 kW zunehmend durch den Netzbetreiber fernsteuerbar und damit für den Redispatch 2.0 relevant. Nach dem novellierten MsBG erfolgt die Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen als Pflichteinbaufall allerdings nur am Netzanschlusspunkt, die Steuerung direkt an der Anlage muss der Kunde als Zusatzleistung bestellen.** Da die einschlägigen Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) Datenmeldungen, z.B. über den prognostizierten Eigenbedarf nur für Anlagen ab 100 kW vorsehen und der Netzbetreiber nach § 13a Abs. 1 EnWG die Wirkleistungserzeugung steuern muss, besteht für den Netzbetreiber hier keine Möglichkeit, den Eigenverbrauch der Anlage nachrangig zu berücksichtigen. Er verfügt weder über die Information eines Eigenverbrauchs noch über die rechtliche Möglichkeit, den Redispatch auf die Einspeisung zu begrenzen.

Um beide Sachverhalte zu adressieren, ist eine Anpassung der gesetzlichen Formulierungen notwendig, die sowohl die Privilegierung des Eigenverbrauchs für alle Anlagengrößen ermöglichen und gleichzeitig die bestehenden Diskrepanzen in den gesetzlichen Vorgaben auflöst. Hierzu schlägt der BDEW folgendes Lösungsmodell vor:

- › **Bei Anlagen bis zu einer Größe von unter 100 kW sollte es künftig möglich sein, dass das Steuerungssignal auf die netzwirksame Einspeisung referenziert.** Über diesen Weg kann der Netzbetreiber den (nicht eingespeisten) Eigenverbrauch im Rahmen des Redispatch 2.0 unberührt lassen. Alternativ wäre eine Eigenbedarfsmeldung auch für Anlagen unterhalb 100 kW eine Lösungsoption, die jedoch mit Blick auf die technischen Aufwände auf Seiten des Anlagenbetreibers nicht sachgerecht erscheint. Es sollte dem Anlagenbetreiber freigestellt sein, ob er eine Einspeisereferenzierung wünscht und die damit verbundenen notwendigen steuerungstechnischen Voraussetzungen schafft, wie jetzt im Pflichteinbaufall nach § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG vorgesehen, um so den Eigenverbrauch unangetastet zu lassen. Wenn das nicht gewünscht ist, kann das Steuerungssignal auch (weiterhin) auf die Erzeugungsleistung referenzieren. Ob anlagenseitig das Signal als Sollwert für die Einspeisung oder die Erzeugung interpretiert wird, liegt dann im Verantwortungs- und Aufgabenbereich des Anlagenbetreibers bzw. Kunden. Wird der Sollwert als Erzeugungssollwert interpretiert, so liegt ein daraus resultierender Eingriff in den Eigenbedarf nicht in der Verantwortung des Netzbetreibers. Die zweite Variante kann insbesondere in Gebäudestromkonstellationen sinnvoll sein, die das virtuelle Summenzählermodell nutzen (§ 20 Abs. 1d Satz 3 EnWG). Wird die „Ist-Einspeisung“ an der Anlage selbst abgerufen und die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung auch dort realisiert, kann auf eine kostspielige Sammelschienen-Messung am Netzverknüpfungspunkt verzichtet werden. In diesen Fällen würde der Anlagenbetreiber auf sein Eigenverbrauchsprivileg verzichten. In diesem Fall sollte kein Anspruch auf zusätzliche Aufwendungen (Strombezug) möglich sein. Der Anlagenbetreiber sollte die Art der Umsetzung (Erzeugungs- oder Einspeisereferenz) dem Netzbetreiber mitteilen.

- › **Bei Neuanlagen ab einer Größe von 100 kW sollte die Steuerungsmöglichkeit in EnWG und EEG künftig auf die Wirkleistungserzeugung referenzieren.** In diesem Fall kann der Eigenverbrauch über die Datenmeldung an den Netzbetreiber übermittelt und dort bei der Maßnahmendimensionierung berücksichtigt werden. Die Einrichtung der entsprechenden Kommunikationstechnik ist bei Anlagen dieser Größenklasse zumutbar und auch bereits rechtliche und gelebte Praxis. Eine Steuerungsreferenz auf die Einspeisung sollte bei Anlagen dieser Größenklasse nicht eingeführt werden, da ansonsten erhebliche und benötigte Redispatch-Potenziale wegfallen würden. Hieraus würden sich Risiken für die Systemsicherheit ergeben. Ausgenommen sind Konstellationen von überbauten Netzanschlüssen – auch bekannt als P AV,E -Regelung. In diesen Fällen ist eine Referenzierung auf die Einspeisung der hinter dem Netzanschlusspunkt angeschlossenen Kundenanlagen (insbesondere bei Kombination mit flexiblen Lasten) möglich und eröffnet für Anlagenbetreiber Möglichkeiten der Optimierung der Betriebsweise der einzelnen Anlagen. Sofern die Methodik aus der Ausfallarbeitsberechnung entsprechend Anlage 1, BK6-20-059 beibehalten werden soll, ist für die Ermittlung der Ausfallarbeit neben dem Einspeise-Lastgang eine dezidierte Messung der einzelnen Erzeugungsanlagen erforderlich.

Die **Differenzierung der Steuerungsreferenz anhand der Anlagengröße** würde die notwendige Harmonisierung zwischen EEG und EnWG schaffen und den Eigenbedarf aller Anlagen nachrangig berücksichtigbar machen, ohne bestehende Redispatch-Potenziale einzuschränken.

Im Zuge einer gewünschten Umstellung müssten zunächst die **technischen Voraussetzungen für die Steuerung der Einspeisung bei den relevanten Anlagen** geschaffen werden: Die meisten Betreiber messen derzeit, im Regelfall, die Erzeugung an den Anlagen selbst und nicht am Netzverknüpfungspunkt. Da zwischen diesen Punkten größere Distanzen bestehen können, ist ein Umbau nicht ohne größeren Aufwand zu bewerkstelligen. Daher fordert der BDEW für Bestandsanlagen keine entsprechenden Umrüstungen oder Umstellungen aufgrund von § 9 EEG 2023, die bei Ausstattung im Rahmen des Pflicht-Steuerungsrollouts nach § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen am Netzanschlusspunkt aber ohnehin erfüllt würden.

Bei Neuanlagen kann eine entsprechende Erfassung und Kommunikation schneller umgesetzt werden, ist aber auch hier mit zusätzlichem Aufwand verbunden. Vor diesem Hintergrund ist bei der Einführung eine ausreichende Übergangsfrist zur Umstellung der notwendigen Technik erforderlich. Entsprechende Änderungen sollten daher erst zum 1. Januar 2027 in Kraft treten. Die für den Umbau entstehenden Kosten sind vom Betreiber der Anlage zu tragen.

Vor diesem Hintergrund schlägt der BDEW die folgenden Gesetzesanpassungen vor:

BDEW-Vorschlag für einen § 9 Abs. 2b EEG 2023:

„Die Abrufung der Ist-Einspeisung sowie die ferngesteuerte Regelung oder Reduzierung der Einspeiseleistung nach den Absätzen 1, 1a und 2 bezieht sich für Anlagen ab 100 kW auf die Wirkleistungserzeugung. Betreiber von Anlagen unter 100 kW erfüllen die Vorgaben der Absätze 1, 1a und 2 am Netzverknüpfungspunkt; sie können wählen, ob sie

abweichend davon die Vorgaben an der Wirkleistungserzeugung erfüllen wollen und teilen ihre Wahl dem Netzbetreiber vor Installation der technischen Einrichtungen mit.“

5 Technische Einrichtungen für die marktorientierte Steuerung: Bestandsanlagen

Im Kontext der Änderungen in § 19 Abs. 2 MsbG sollten auch für Bestandsanlagen die geänderten Rahmenbedingungen für die marktorientierte Steuerung nach § 10b Abs. 2 EEG 2023 (neu) gelten.

Mit der „kleinen Energierechtsnovelle“ ist § 10b Abs. 2 EEG 2023 (neu) so geändert worden, dass die Sicht- und Steuerbarkeit durch den Direktvermarkter erst ab dem 1. Januar 2028 und ab Einbau eines intelligenten Messsystems über das Smart-Meter-Gateway erfüllt werden muss. Bis dahin müssen Anlagenbetreiber Übertragungstechniken und Übertragungswege zur Abrufung der Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten Regelung der Einspeiseleistung verwenden, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen und wirtschaftlich vertretbar sind. Allerdings gilt diese Änderung nicht ausdrücklich für Bestandsanlagen, anders als die Änderungen in § 10b Abs. 1 EEG 2023 (vgl. §§ 100 Abs. 1, Abs. 1a Nr. 1 EEG 2023).

Dies hätte allerdings zur Folge, dass bei Einbau eines iMS sofort die Steuerung darüber möglich sein müsste – anders als für Neuanlagen, die nach § 10b Abs. 2 EEG 2023 (neu) noch eine Übergangsfrist bis 2028 erhalten. Für die Direktvermarktung ist allerdings in jedem Fall eine viertelstündliche Messung und Bilanzierung erforderlich (§ 21b Abs. 3 EEG 2023), so dass der Einbau von iMS hierfür eine kostengünstige Alternative zu herkömmlicher Messtechnik wäre.

Der Gesetzgeber dürfte die Angleichung für Bestandsanlagen übersehen oder den weiteren Einbau außerhalb der Pflichteinbaufälle unterschätzt haben. Auch von Direktvermarktern von Bestandsanlagen kann jedoch nichts Unmögliches verlangt werden.

BDEW-Vorschlag:

§ 100 Abs. 1a Nr. 1 EEG 2023 sollte daher wie folgt ergänzt und damit klargestellt werden:

(1a) Für Strom aus Anlagen nach Absatz 1 gilt abweichend von Absatz 1, dass

- 1. § 10b Absatz 1 **und Absatz 2** dieses Gesetzes anstelle von § 10b Absatz **1 und Absatz 2 Satz 1 bis 4 Nummer 1** des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung anzuwenden ist,*

Der BDEW weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass für Netzbetreiber und Direktvermarkter durch die Änderungen des Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung temporärer Erzeugungsüberschüsse deutlich erhöhte Anforderungen an die tatsächliche Steuerbarkeit und deren Nachprüfbarkeit gestellt wurden. Der BDEW hatte diese Maßnahmen ausdrücklich begrüßt. Perspektivisch sollten jedoch die Verstöße gegen die Anlagensteuerbarkeit durch den Direktvermarkter hinsichtlich der Sanktionssystematik über § 52

EEG 2023 (finanzielle Sanktion), § 52a EEG 2023 (Netztrennung) sowie die Meldepflicht des Direktvermarkters nach § 10b Abs. 6 EEG 2023 auf ihre Praxistauglichkeit und Effektivität überprüft werden. Es gilt effiziente und bürokratiearme Verfahren zu finden. Während für Verstöße gegen § 9 EEG 2023 der Steuerbarkeitscheck gem. § 12 Abs. 2a ff. EnWG Anwendung findet, könnte für die effektive Überprüfung der Installation und Funktionstüchtigkeit der technischen Einrichtungen für die *marktorientierte* Steuerung ein Stichprobenverfahren von einer zentralen Rolle durchgeführt werden (nicht: Anschlussnetzbetreiber). Bei Verstößen würde die Sanktion des § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023 Anwendung finden.

BDEW-Stellungnahme EnWG: Themenpapier – Energiefinanzierungsgesetz

10. Oktober 2025

Änderungen im Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)

Der BDEW begrüßt die bereits in Art. 24 des Regierungsentwurfs des „Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“ vorgesehenen Änderungen des EnFG. Er sieht aber folgende Änderungen als notwendig an:

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

Da der Regierungsentwurf eine Streichung des beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalts vorsieht, sind auch weitergehende Anpassungen der Meldepflichten und -fristen erforderlich, um eine massengeschäftstaugliche Abwicklung dieser Privilegierung überhaupt zu ermöglichen (nachfolgend unter 4).

Schließlich muss die letzte Stufe des EnFG-Belastungsausgleichs 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-Belastungsausgleich 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-Belastungsausgleichs bis zum Ende des Jahres **2027** (nachfolgend unter 5).

1 Umstellung der Korrekturmengen auf finanziellen Ausgleich

Durch die Änderung in § 19 Abs. 3 EnFG-E soll ausdrücklich geregelt werden, dass Differenz-Strommengen im EEG-Belastungsausgleich zwischen VNB und ÜNB künftig finanziell ausgeglichen werden. Dies hat der BDEW seit Langem gefordert.

Die Regelung muss allerdings noch durch eine Bestimmung ergänzt werden, die ihren frühestmöglichen Anwendungsbereich klärt. Insbesondere fehlt in § 66 EnFG oder in § 19 Abs. 3 EnFG selber eine entsprechende Übergangsregelung.

Gegenwärtig ist unklar, ab wann und für welches Einspeisungs- bzw. Ausgleichsjahr eine entsprechende Regelung gelten soll: Sollte diese Regelung zum 1. Januar 2026 oder sogar noch

im Dezember 2025 in Kraft treten, ist aus der Regelung sowie ihrer Begründung heraus nicht ersichtlich, ob sie bereits für **Einspeisungen in 2024** gilt, für die die Testierungspflicht bis zum 31. Mai 2025 lief und für die nach § 19 Abs. 2 EnFG die sich aus den Jahresendabrechnungen ergebenden Zahlungsansprüche bis zum 15. September des Kalenderjahres ausgeglichen werden sein mussten. Dennoch kann mit nachträglichen Korrekturen bspw. im Jahr 2026 eine neue Differenzstrommenge festgestellt werden.

Gleiches gilt dann für das **Einspeisungsjahr 2025**, für das die Endabrechnung im Jahr 2026 erstellt werden muss: Auch hier ist unklar, ob diese Regelung bereits für die aus dieser Abrechnung resultierenden Differenzstrommengen gelten soll, oder nicht. Noch unklarer wird es, wenn die Regelung nicht zum 1. Januar 2026 in Kraft treten sollte, sondern erst in den Folgemonaten des Jahres. Derzeit ist ein Inkrafttreten des Artikelgesetzes am Tag nach der Verkündung vorgesehen (Art. 28).

Um einerseits eine rechtssichere Abwicklung der Vorjahre im Umfeld des § 19 Abs. 3 EnFG sicherzustellen und andererseits ein Parallelsystem von (noch) energetischen Mengenausgleich zu vermeiden und die Prozesse über alle Leistungsjahre hinweg zu vereinheitlichen und zu vereinfachen, muss § 19 Abs. 3 EnFG mit einer Übergangsregelung versehen werden, wonach die Bestimmung auf jegliche Jahresendabrechnungen anzuwenden ist, die ab ihrem Inkrafttreten durchgeführt werden, sowie auf Korrekturen von Jahresabrechnungen, die vor ihrem Inkrafttreten durchgeführt worden sind, aber erst nach ihrem Inkrafttreten Auswirkungen entfalten.

BDEW-Formulierungsvorschlag:

§ 19 Abs. 3 EnFG idF des Gesetzentwurfs sollte hierfür wie folgt ergänzt werden:

„Für die Differenz zwischen den nach § 56 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von den Verteilernetzbetreibern an den jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weitergegebenen Strommengen und den in der Endabrechnung nach § 50 Nummer 2 ausgewiesenen Strommengen sind zwischen den Verteilernetzbetreibern und dem jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bis zum Ablauf des 15. September des auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres für jeden Energieträger Ausgleichszahlungen zu leisten. Die Höhe der Ausgleichszahlungen ist für jede der in Anlage 1 Nummer 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unterschiedenen Energieträgergruppen separat als Produkt aus der für den jeweiligen Energieträger oder die Energieträgergruppe ermittelten Differenz nach Satz 1 und aus dem für diesen Energieträger oder diese Energieträgergruppe ermittelten, energieträgerspezifischen Jahresmarktwert des jeweiligen Leistungsjahres nach Maßgabe der Anlage 1 Nummer 4 des Erneuerbare-Energie-Gesetzes zu ermitteln. Die Sätze 1 und 2 sind anwendbar auf jegliche Ausgleichszahlungen, die ab dem [Tag des Inkrafttretens des Gesetzes] sowohl aus dann vorzunehmenden Jahresendabrechnungen als auch aus Korrekturen von bereits vor dem [Tag des Inkrafttretens des Gesetzes] vorgenommenen Jahresendabrechnungen entstehen.“

Alternativ muss eine entsprechende Übergangsregelung in § 66 EnFG eingefügt werden.

2 Umlagebefreiung für Verlustenergie

Gemäß § 21 Abs. 6 EnFG sind Netzentnahmen zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 der Stromnetzentgeltverordnung durch Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung im Sinn des § 3 Nummer 17 des Energiewirtschaftsgesetzes (neu: § 3 Nr. 36 EnWG-E) von der Zahlung von Umlagen befreit. Diese Einschränkung auf Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung ist aus Sicht des BDEW nicht nachvollziehbar. Sowohl der vorherige Rechtsrahmen zu Erhebung von Umlagen als auch alle anderen Regelungen des EnFG stellen Betreiber von Netzen der allgemeinen Versorgung und Betreiber von geschlossenen Verteilnetzen gleich.

Dabei weist der BDEW darauf hin, dass die Netzentnahme aus dem eigenen Netz keine umlagepflichtige Netzentnahme darstellt, da der Netzbetreiber kein „Netznutzer“ seines eigenen Netzes ist. Hierzu regt der BDEW eine flankierende Klarstellung in § 2 Nr. 9 EnFG an.

Allgemein und insbesondere vor dem Hintergrund der Umlagen regt der BDEW an, eine Übergangsvorschrift vorzusehen für solche Anlagen, die bisher als Kundenanlagen an das Netz angeschlossen waren und auf Basis der EuGH- und der BGH-Entscheidung nun nicht mehr als Kundenanlagen, sondern als Netze anzusehen sind. Die Bezugnahme auf § 3 Nummer 8 EnWG bezieht sich bereits auf die durch den Regierungsentwurf geänderte neue Nummerierung des § 3 EnWG.

BDEW-Vorschlag

Der BDEW schlägt daher folgende Anpassung des § 21 Abs. 6 EnFG vor:

*„(6) Der Anspruch auf Zahlung der Umlagen verringert sich ferner für die Netzentnahme von Strom auf null, der an den ~~Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung im Sinn des § 3 Nummer 17 des Energiewirtschaftsgesetzes~~ **Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinn des § 3 Nummer 8 des Energiewirtschaftsgesetzes** zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 der Stromnetzentgeltverordnung geliefert wird.“*

Zudem schlägt der BDEW folgende Klarstellung in § 2 Nr. 9 EnFG vor:

*„„Netzentnahme“ die Entnahme von elektrischer Energie aus einem **fremden** Elektrizitätsversorgungsnetz mit Ausnahme der Entnahme der jeweils nachgelagerten Netzebene,“.*

3 Mitteilungspflichten nach §§ 50 bis 52 EnFG

Der BDEW begrüßt die im Regierungsentwurf vorgesehene Einfügung eines neuen § 52 Abs. 2a EnFG, wonach die Mitteilungspflicht in den Fällen der Besonderen Ausgleichsregelung bei Umlageerhebung durch die Übertragungsnetzbetreiber durch das begünstigte

Unternehmen und nicht durch den dieses Unternehmen ggf. beliefernden Stromvertrieb erfüllt werden muss. Dies klärt die vorhandenen Streitigkeiten hinsichtlich dieser Mitteilungspflicht.

4 Streichung des beihilferechtlichen Vorbehalts, fehlende beihilferechtliche Genehmigung, Anpassung der Meldepflichten

Der BDEW begrüßt dem Grunde nach die im Regierungsentwurf vorgesehene **Aufhebung des beihilferechtlichen Vorbehalts in § 68 EnFG**. Während die Privilegierung für Landstrom-Anlagen von der Europäischen Kommission bereits beihilferechtlich als „non aid“ bezeichnet und dementsprechend als nicht genehmigungspflichtig behandelt worden ist, fehlt eine ausdrückliche Genehmigung bislang für die Umlageprivilegierung des Netzstrombezugs von Wärmepumpen (§ 22 EnFG) und Grünen Wasserstoff (Teil 4 Abschnitt 3 EnFG).

Allerdings begründet die Bundesregierung die Aufhebung des Vorbehalts mit dem EuG-Urteil vom 24. Januar 2024 (RS T-409/21). Vor der für Herbst/Winter dieses Jahres zu erwartenden Folge-Entscheidung des EuGH in dieser Sache kann aber keine grundsätzliche Genehmigungsfreiheit der Privilegierungen angenommen werden. Der BDEW geht daher davon aus, dass die Streichung von § 68 EnFG letztlich abhängig von dem ausstehenden EuGH-Urteil ist.

Dies bedingt, dass der Bundestag die Streichung wieder zurücknehmen muss, wenn vor der 2. und 3. Lesung des Gesetzentwurfs im Bundestag gar kein entsprechendes EuGH-Urteil vorliegt, bzw. sowieso, wenn der EuGH das EuG nicht darin bestätigt haben sollte, dass die streitgegenständlichen Privilegierungen – wie die hiesigen des EnFG – keine staatlichen Beihilfen darstellen. Diese Rechtsunsicherheit darf nicht bis zum entsprechenden EuGH-Urteil zu Lasten der Netzbetreiber und Stromvertriebe gehen, ggf. mit der Maßgabe, bereits gewährte Privilegien nachträglich wieder zurückfordern zu müssen.

Unabhängig davon, ob § 68 EnFG gestrichen werden sollte, oder ob für den Fall der Nicht-Streichung eine beihilferechtliche Genehmigung der Privilegierung in § 22 EnFG erfolgen sollte, sollte die **Geltung von § 22 EnFG mit einer entsprechenden Übergangsregelung versehen** werden:

Die fehlende beihilferechtliche Genehmigung der Umlageprivilegierung für elektrische Wärmepumpen nach § 22 EnFG führt zu großer Unsicherheit in der Branche. Die vorgesehene Streichung des beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalts kann Abhilfe schaffen. Allerdings sollte sie mit einer entsprechenden Übergangsregelung für § 22 EnFG versehen sein. Eine nachträgliche Abwicklung von § 22 EnFG seit Inkrafttreten des EnFG Anfang 2023 ist praktisch insbesondere aus folgenden Gründen schwer umsetzbar:

- › Die Stromlieferungsverträge, auf die eine entsprechende Privilegierung wirken könnte, können zwischen 2023 und dem Inkrafttreten der Streichung bzw. dem Wirksamwerden der Genehmigung bereits beendet worden sein,
- › Netznutzer, für die die rückwirkende Privilegierung von § 22 EnFG wirksam werden würde, könnten in der Zwischenzeit gewechselt haben bzw. nicht mehr existieren,

- › bereits für die Kalenderjahre 2023 bis 2025 ausgestellte Abrechnungen müssten in jedem Falle mit einem hohen administrativen und prozessualen Aufwand vielfach händisch korrigiert werden, um die Privilegierungen berücksichtigen zu können,
- › es kommt bei dieser rückwirkenden Abrechnungskorrektur zwingend zu Konflikten mit internen Umsetzungsregularien zum Datenschutz (z.B. im Falle von Sperrung und Löschung von Daten).

Andererseits muss bei vorausschauender Berücksichtigung im Verhältnis Netznutzer (Lieferant) und Letztverbraucher eine nachträgliche Reduzierung der Umlagen möglich sein, wenn die Voraussetzungen des § 22 EnFG vorlagen und die Meldung unter Berücksichtigung des § 66 Abs. 6 EnFG noch rechtzeitig erfolgte.

Stromlieferanten als Netznutzer mit all-inclusive-Verträgen sind mit Inkrafttreten des EnFG davon ausgegangen, dass die EU-Beihilfe-Genehmigung für die Privilegierung zeitnaher erfolgen wird. Folglich haben einige von ihnen den Preisvorteil (KWKG- und Offshore-Netzumlage wird auf 0 Cent/kWh gesetzt) proaktiv an ihre Kundinnen und Kunden weitergegeben (als ein Baustein zur Stärkung und zum Ausbau der Wärmewende). Die dahinterliegenden Kund*innen haben sog. Selbsterklärungen abgegeben, dass sie die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme des § 22 EnFG erfüllen und/oder wurden von den Stromlieferanten als Netznutzer entsprechend hinsichtlich der Inanspruchnahme des Preisvorteils sowie damit im Zusammenhang stehender Mitteilungspflichten bei Nichtvorliegen der Voraussetzungen aufgeklärt.

Die Initial- bzw. Basismeldungen nach § 52 Absatz 1 EnFG haben gemäß der momentanen Rechtslage erst mit Vorliegen der EU-Beihilfe-Genehmigung nach §§ 68 i. V. m. 66 Absatz 6 EnFG zu erfolgen. Aktuell ist noch unklar, ob es einer EU-Beihilfe-Genehmigung bedarf oder nicht (abhängig vom ausstehenden EuGH-Urteil). Losgelöst von dieser Ungewissheit werden die dahinterstehenden Stromlieferanten als Netznutzer dieser Mitteilungspflicht in vielen Fällen noch fristgerecht nachkommen (können).

Die weitere Mitteilungspflicht gemäß § 52 Absatz 2 EnFG hat losgelöst vom EU-Beihilfevorbehalt (§ 68 EnFG) zu erfolgen und somit spätestens bis zum 31.3. eines Kalenderjahres für das vergangene Lieferjahr. Dieser Mitteilungspflicht sind bestimmt einige Stromlieferanten als Netznutzer - insbesondere für das Lieferjahr 2024 fristgerecht nachgekommen.

Um die massengeschäftstaugliche Abwicklung nach erfolgter Genehmigung sicherzustellen, sollten die Meldepflichten und -fristen insgesamt angepasst werden. Erste Ansätze sind in den Änderungen enthalten. Für den Netzbetreiber ist aber bspw. kaum nachvollziehbar, ob die Meldung der Kriterien „kein Unternehmen in Schwierigkeiten“ und „Nichtbestehen von beihilferechtlichen Rückforderungsansprüchen“ tatsächlich unverzüglich durch den Netznutzer erfolgte (vgl. §§ 52 und 53 EnFG). Der BDEW unterstützt ausdrücklich, dass eine Umlagenprivilegierung nur dann gewährt werden soll, wenn der Letztverbraucher tatsächlich kein „Unternehmen in Schwierigkeiten“ ist bzw. gegen ihn keine beihilferechtlichen Rückzahlungsansprüche bestehen. Es ist aber nicht nachvollziehbar, dass eine spätere Anmeldung von Privilegierungen (etwa im Juni rückwirkend zum Januar desselben Jahres) nicht im Rahmen der Endabrechnung für das Kalenderjahr berücksichtigt werden sollte oder könnte, weil

dann die Mitteilung der Informationen, die der Privilegierung zugrunde liegen, eben nach §§ 52 und 53 EnFG nicht mehr „unverzüglich“ erfolgt wäre, sondern mit mehreren Monaten Verzug. Dies bedeutet, dass lediglich für den zwischenzeitlichen Wegfall der Umlagenberechtigung (Letztverbraucher wird z. B. im Laufe eines Kalenderjahres zum „Unternehmen in Schwierigkeiten“) die Privilegierungen bei nicht rechtzeitiger Meldung im Rahmen der Endabrechnung für das gesamte Kalenderjahr entfallen sollten. Diese Fälle dürften eine rare Ausnahme in den Massenfällen - gerade der privaten Letztverbraucher - bilden, sodass eine einzelfallbezogene Auseinandersetzung mit dem unbestimmten Rechtsbegriff „unverzüglich“ vertretbar erscheint. Auf diese Weise könnten insbesondere die Privilegierungen massengeschäftstauglich für die weit überwiegende Zahl der Letztverbraucher abgewickelt werden. Es bliebe dann bei einer Initialmeldung, dass der Letztverbraucher weder ein Unternehmen in Schwierigkeiten ist noch gegen ihn beihilferechtliche Rückforderungsansprüche bestehen. Ohne diese Meldung werden keine Umlageprivilegien gewährt. Erfolgt die Meldung bis zum 28. Februar des Folgejahres, können für das vorangegangene Kalenderjahr noch Umlageprivilegien ohne Sanktionierung Anspruch genommen werden. Wird der Letztverbraucher zu einem Unternehmen in Schwierigkeiten oder entstehen ihm gegenüber beihilferechtliche Rückforderungsansprüche, entfällt die Privilegierung für das gesamte Kalenderjahr, wenn die Meldung nicht unverzüglich nach Eintritt dieses Umstands erfolgt.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Zudem sollte § 52 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 EnFG angepasst werden, wonach der Netznutzer Kalenderjahresmengen an den Netzbetreiber zu liefern hat. Die Regelung erzeugt unnötigen Mehraufwand, weil die Messstelle rollierend abgelesen wird und der Netzbetreiber ohnehin seine errechneten Kalenderjahresmengen der Abrechnung zugrunde legt. Für die massengeschäftstaugliche Abwicklung des § 22 EnFG ist dies nicht praktikabel.

BDEW-Formulierungsvorschlag

Der BDEW schlägt daher vor, § 52 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 EnFG zu streichen:

(2) Netznutzer, die für eine Netzentnahme eine Verringerung der Umlagen in Anspruch nehmen wollen, müssen dem zur Erhebung der Umlagen berechtigten Netzbetreiber bis zum 31. März des auf die Verringerung der Umlagen folgenden Kalenderjahres mitteilen:

- 1. die Entnahmestellen, an denen Netzentnahmen mit verringerten Umlagen anfallen,*
- 2. die Letztverbraucher, zu deren Verbrauch die Netzentnahme mit verringerter Umlagenpflicht erfolgt,*
- 3. den Grund, weshalb die Umlagen verringert sind, und*
- 4. **außer in den Fällen des § 22**, die aus dem Netz entnommenen Strommengen jeweils aufgeschlüsselt nach den Entnahmestellen, Letztverbrauchern und Gründen nach den Nummern 1 bis 3.*

BDEW-Formulierungsvorschlag für eine Änderung des § 53 EnFG-RegE:

„(1) Der nach Teil 4 verringerte Anspruch auf Zahlung der Umlagen erhöht sich auf 100 Prozent, soweit die folgenden Mitteilungspflichten nicht oder nicht rechtzeitig erfüllt worden sind:

1. die Mitteilungspflichten nach § 52 Absatz 1 Nummer 2, 2a und 3 **in Verbindung mit Nr. 4, sofern die Mitteilung eine Änderungsmitteilung ist, dass es sich bei dem Letztverbraucher, zu dessen Verbrauch die Netzentnahme mit verringerter Umlagenpflicht erfolgt, um ein Unternehmen in Schwierigkeiten handelt oder dass gegen den Letztverbraucher, zu dessen Verbrauch die Netzentnahme mit verringerter Umlagenpflicht erfolgt, offene Rückforderungsansprüche aufgrund eines Beschlusses der Europäischen Kommission zur Feststellung der Unzulässigkeit einer Beihilfe und ihrer Unvereinbarkeit mit dem Europäischen Binnenmarkt bestehen,**

~~2. die Mitteilungspflicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 4, soweit sie sich auf die Angaben nach § 52 Absatz 1 Nummer 2 und 3 bezieht, und~~

32. die Mitteilungspflichten nach § 52 Absatz 2 und 3.

(2) Der nach Teil 4 verringerte Anspruch auf Zahlung der Umlagen erhöht sich für das jeweilige Kalenderjahr um 20 Prozentpunkte, soweit die ~~folgenden~~ **übrigen** Mitteilungspflichten **nach § 52 Abs. 1 Nummer 1 bis 4** nicht spätestens bis zum 28. Februar des Jahres erfüllt werden, das auf das Kalenderjahr folgt, in dem diese Mitteilungspflicht unverzüglich zu erfüllen gewesen wäre.:

~~1. die Mitteilungspflicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 1 und~~

~~2. die Mitteilungspflicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 4, soweit sie sich auf die Angaben nach § 52 Absatz 1 Nummer 1 bezieht.~~

BDEW-Formulierungsvorschlag für eine Änderung des § 22 EnFG

Der BDEW schlägt zudem vor, § 22 Abs. 1 EnFG wie folgt anzupassen:

(1) Der Anspruch auf Zahlung der Umlagen verringert sich auf null für die Netzentnahme von Strom **ab dem 1. Januar 2026**, der in einer elektrisch angetriebenen Wärmepumpe verbraucht wird, wenn die Wärmepumpe über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist. Für Netzentnahmen nach Satz 1, die ab dem 1. Januar 2023 bis zum 31. Dezember 2025 von Netznutzern an Letztverbraucher unter Verringerung der Umlagen geliefert worden sind, gilt Satz 1 entsprechend.

5 Letzte Stufe des EnFG-Lastenausgleichs und Einbeziehung von ehemaligen Kundenanlagen

Die EuGH- und BGH-Rechtsprechung führt zu einer europarechtskonformen Auslegung des Begriffs „Kundenanlage“ nach § 3 Nr. 24a EnWG. Nach § 14 i.V. mit § 2 Nr. 21 EnFG hat dies

Auswirkungen auf die letzte Stufe des EnFG-Belastungsausgleichs, denn § 2 Nr. 21 EnFG definiert den „Verteilernetzbetreiber“ im Sinne des EnFG als Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinn des § 3 Nummer 3 EnWG. In dem Maße, in dem Betreiber von Kundenanlagen nach der aktuellen EuGH- und BGH-Rechtsprechung zum Begriff „Kundenanlage“ zu Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen werden, wächst auch die Zahl der „Verteilernetzbetreiber“ im Sinne des EnFG, die am EnFG-Belastungsausgleich teilnehmen müssten.

Je nach Auslegung des Begriffs „Verteilernetz“ könnten dadurch auch Strommengen umlagepflichtig werden, die bislang innerhalb von Kundenanlagen erzeugt und an Letztverbraucher abgegeben wurden. Zudem würden solche Strommengen auch im Verhältnis des ehemaligen Kundenanlagenbetreibers (z.B. Gebäudeeigentümer/-betreiber, ein Konzernunternehmen) zum Letztverbraucher (z.B. Mieter bzw. ein weiteres konzernverbundenes Unternehmen auf dem gleichen Betriebsgelände) umlagepflichtig.

Dies würde eine erhebliche Umstellung der bisherigen Verfahren zum Belastungsausgleich erfordern, vor allem in folgenden Punkten:

- › Entsprechende „neue“ Verteilernetzbetreiber müssen sich nach § 50 EnFG bei dem für sie regelverantwortlichen ÜNB melden, verbunden mit den Sanktionen bei der Nichtmeldung nach § 53 EnFG und
- › Strommengen, die zwischen „Verteilernetzen“ weitergegeben werden, werden nicht mehr vom vorgelagerten Verteilernetzbetreiber sondern vom nachgelagerten Verteilernetzbetreiber (ehemaliger Betreiber der Kundenanlage) an den regelverantwortlichen ÜNB gemeldet.

Unklar wäre auch, ab welchem Zeitpunkt eine solche Umstellung erfolgen müsste bzw. muss. Für in der Vergangenheit liegende Zeitpunkte ließe sich eine Umstellung nicht oder nur mit erheblichem Aufwand umsetzen.

Aufgrund der vorstehend beschriebenen, praktischen Schwierigkeiten, verbunden mit einer weiterhin bestehenden, unklaren Abgrenzung zwischen den Begriffen „Kundenanlage“ und „Elektrizitätsverteilernetz“ plädiert der BDEW daher für die Schaffung einer entsprechenden Übergangsregelung für die Anpassung des EnFG-Belastungsausgleichs bis zum Ende des Jahres **2027**.

BDEW-Stellungnahme EnWG: Themenpapier – Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

10. Oktober 2025

Änderungen im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

Der BDEW sieht in Art. 23 des Regierungsentwurfs des „Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“ folgende Änderungen bzw. Ergänzungen als notwendig an:

1 Einsatzstoff-Änderung aufgrund des KWKG-Änderungsgesetzes 2025

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“.*

Die bisherige Formulierung lautete:

*„Strom auf Basis von Abfall, Abwärme, Biomasse, **gasförmigen oder flüssigen** Brennstoffen gewinnen“.*

1.1 Fehlende Übergangsregelung zur Änderung in § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 KWKG

Eine Übergangsregelung für die entsprechende Verengung der zulässigen Einsatzstoffe war nicht im KWKG-Änderungsgesetz 2025 enthalten. Daher ist unklar, ob diese Änderung auch zu Lasten von KWK-Anlagen wirkt, die bereits in Dauerbetrieb genommen worden sind bzw. die bereits nach § 10 KWKG zugelassen worden sind.

Obwohl in der Beschlussempfehlung des Bundestags-Ausschusses für Klimaschutz und Energie zum KWKG-Änderungsgesetz 2025 dargestellt worden war, dass eine Übergangsregelung für Bestands-KWK-Anlagen gelten soll,¹ fehlt die dort als § 35 Abs. 23 KWKG bezeichnete Übergangsregelung. Zu beachten ist insoweit, dass Artikel 26 Absatz 4 Buchstabe b i. V. m. Absatz 14 sowie Anhang III Buchstabe a Unterabsatz 2 der Richtlinie (EU) 2023/1791 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/955, ABl. 2023 L 231/1, nur auf „neue Wärmequellen“ anzuwenden ist, nicht auf bestehende Wärmequellen. Daher ist rein sachlich auch eine entsprechende Übergangsregelung gerechtfertigt und nach Europarecht möglich. Eine entsprechende Klarstellung sollte im Zuge der Änderungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes durch den vorliegenden Gesetzentwurf dringend umgesetzt werden.

¹ BT-Drs. 20/14776, S. 20.

1.2 Unklarheit hinsichtlich gasförmiger und flüssiger Brennstoffe

Außerdem ist unklar, wann ein flüssiger gegenüber einem gasförmigen Brennstoff vorliegt, insbesondere bei Flüssiggas. Es fehlt sowohl in § 1 Abs. 2 Nr. 1 und 2 als auch in § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 und Abs. 1a Satz 2 KWKG eine Definition dieser „flüssigen Brennstoffe“. Der BDEW plädiert zur Klarstellung gegenüber den weiterhin zulässigen, gasförmigen Brennstoffen dafür, dass in Anlehnung an § 44c Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023 und § 2 Abs. 13 BioSt-NachV folgende Definition der „flüssigen Brennstoffe“ als neuer § 2 Nr. 8a KWKG eingefügt wird, wobei die geltende Nr. 8a dann Nr. 8b wird:

BDEW-Formulierungsvorschlag

„Im Sinne dieses Gesetzes ist oder sind

(...)

8a. ein „flüssiger Brennstoff“ ein Brennstoff, der zum Zeitpunkt des Eintritts in den Brenn- oder Feuerraum flüssig ist (...).“

Alternativ könnte diese Definition als Satz 2 in § 1 Abs. 2 KWKG eingefügt werden.

2 Fehlende Übergangsregelung für länger genehmigte Umsetzungsprojekte und Fortschreibung des KWK-Gesetzes über 2026 hinaus

Es ist weiterhin zwischen dem Bundeswirtschaftsministerium und der Europäischen Kommission strittig, ob die Förderungen des KWK-Gesetzes staatliche Beihilfen darstellen, oder nicht. Die Kommission hat gegen die insoweit die Beihilfeeigenschaft verneinende Entscheidung des Europäischen Gerichtes erster Instanz Rechtsmittel zum EuGH erhoben. Hierzu sind die Schlussanträge des Generalanwalts beim EuGH nach aktuellem Stand erst für den 23. Oktober 2025 vorgesehen. Der BDEW rechnet daher erst mit einem Urteil für Ende November bzw. im Laufe des Dezembers dieses Jahres. Der Abschluss der vorliegenden EnWG-Novelle im Bundestag ist hingegen bereits für Anfang November 2025 vorgesehen.

Der BDEW erkennt an, dass sämtliche potentiell beihilferechtlich relevanten Änderungen im KWKG, wie dessen Verlängerung, vom v.g. EuGH-Urteil abhängen. Der durch die KWKG-Novelle 2025 seit April in Kraft getretene Gesetzesrahmen bietet aber leider nur für einen begrenzten Teil der in Bau befindlichen Projekte eine hinreichende Investitionssicherheit. Aufgrund von nicht zuletzt durch die Krisen der letzten Jahre bedingten, anhaltenden Verzögerungen und Lieferschwierigkeiten können in einigen Projekten mit bereits vor 2022 erteilter Genehmigung die Anlagen nicht rechtzeitig vor dem 31. Dezember 2026 in Betrieb gehen. Die Behelfsregelung des „KWKG-Änderungsgesetzes 2025“, dass ab dem Zeitpunkt des Vorliegens der BlmSchG- bzw. landesrechtlichen Genehmigung bis Ende 2026 eine Inbetriebnahme innerhalb von vier Jahren erfolgen kann, bietet für bereits länger genehmigte Projekte damit keine Sicherheit, so dass das Risiko von Fehlinvestitionen weiter besteht. Gerade KWK-Großprojekte mit entsprechender Komplexität und langen Bauzeiten gingen auch im

Vertrauen auf eine seinerzeit durch die EU-Kommission in Aussicht gestellte Laufzeit des KWKG bis Ende 2029 in die Umsetzung.

Außerdem ist absehbar, dass viele Wärmenetzausbaumaßnahmen erst nach dem 31. Dezember 2026 genehmigt werden bzw. verbindlich beauftragt werden, da insbesondere die kommunalen Wärmepläne von Großstädten erst Mitte 2026, bei kleineren Kommunen sogar erst bis Mitte 2028 vorgelegt werden. Die Umsetzung dieser Pläne darf nicht abgewürgt werden, würde jedoch durch eine erneute Notwendigkeit einer beihilferechtlichen Genehmigung über 2026 hinaus wieder mit großen Planungsunsicherheiten für Wärmenetzbetreiber verbunden sein.

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 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. Um für die betroffenen Marktteilnehmer Rechtssicherheit zu schaffen, muss diese Verlängerung spätestens zum 1. Januar 2027 wirksam werden. Sie sollte daher bereits jetzt verankert werden.

3 Abgrenzung von KWK-Strommengen während Negative-Preise-Zeiten zu den förderfähigen kalenderjährlichen Vollbenutzungsstunden sowie entsprechende Erweiterung der Mitteilungspflichten nach § 15 Absatz 4 KWKG

Außerdem müssen

- › das Verhältnis der KWK-Strommengen, die zu Negative-Preise-Zeiten erzeugt oder eingespeist werden, zu den förderfähigen kalenderjährlichen Vollbenutzungsstunden definiert werden (nachfolgend unter 3.1), und
- › die Mitteilungspflichten des KWK-Anlagenbetreibers nach § 15 Abs. 4 KWKG 2025 zur Ermöglichung der Nachvollziehbarkeit der korrekten Berechnung der förderfähigen Vollbenutzungsstunden entsprechend ergänzt werden (nachfolgend unter 3.2).

3.1 Verhältnis der erzeugten/ingespeisten KWK-Strommengen während Negative-Preise-Zeiten zur Anzahl der förderfähigen kalenderjährlichen Vollbenutzungsstunden

Es ist weiterhin unklar, wie die KWK-Strommengen bei reduzierten Zahlungen nach § 7 Abs. 5 KWKG 2025 in Zeiträumen negativer Preise bei paralleler Begrenzung des Zuschlags nach § 8 Abs. 4 KWKG 2025 auf ein bestimmtes Vollbenutzungsstunden-Kontingent zu berücksichtigen sind. Dies wird insbesondere dadurch verstärkt, dass die Negative-Preise-Regelung durch die jüngste Streichung von § 7 Abs. 5 Satz 2 KWKG nun auch auf neue KWK-Anlagen unter 50 kW elektrischer KWK-Leistung anzuwenden ist. Der BDEW sieht es als notwendig an, **im KWK-Gesetz** klar zu formulieren, ob die maximale kalenderjährliche Benutzungsstundengrenze unabhängig von den Negative-Preise-Zeiten ausgeschöpft werden darf,

oder ob sich die Zahlungsansprüche darüber hinaus während der Zeiten negativer Preise im Sinne der geförderten Vollbenutzungsstunden weiter reduzieren müssten. Diese entsprechende Klarstellung **muss** im Gesetzeswortlaut erfolgen, damit für Anlagen- und Netzbetreiber entsprechende Rechtssicherheit gewährleistet wird. Ansonsten sind Gerichtsverfahren über die korrekte Berücksichtigungs- und Berechnungsmethodik zu erwarten.

3.2 Entsprechende Erweiterung der Mitteilungspflichten nach § 15 Abs. 4 KWKG 2025

In jedem Fall ist für eine abwicklungsseitige, eindeutige Berücksichtigung mindestens die getrennte Mitteilung und Kenntnis der abrechnungsrelevanten Strommenge in Zeiten negativer Preise vor **und** nach Erreichen der kalenderjährlicher Vollbenutzungsstundengrenze nach § 8 Abs. 4 KWKG 2025 wichtig, um die Vorgabe abrechnungstechnisch umzusetzen. Aktuell muss der Anlagenbetreiber unter und über der 50 kW Grenze nur eine Strommenge nach § 15 Abs. 4 KWKG 2025 monatlich übermitteln, ohne dass rechnerisch klar ist, wie diese (zeitlich) zuzuordnen sind. In der Praxis gibt es zudem häufig die Hürden, dass aufgrund der Messkonzepte diese Daten (noch) nicht erhoben und mitgeteilt werden können, sodass Anlagenbetreiber bei Nicht-Mitteilung in die pauschale Sanktion fallen würden.

Wenn beabsichtigt ist, dass Förderreduktionen in Zeiten negativer Preise zu einer Reduktion der kalenderjährlich begrenzten Vollbenutzungsstundengrenze führen sollen, sollten dennoch die abrechnungsrelevanten Angaben getrennt mitgeteilt werden. Dies hätte letztlich auch Auswirkungen auf die gesamte Förderdauer der betroffenen Anlagen. Daher schlägt der BDEW vor, die Mitteilungspflicht im § 15 Abs. 4 KWKG mindestens wie folgt zu erweitern:

*(4) Wenn in einem Kalendermonat die Voraussetzungen nach § 7 Absatz 5 Satz 1 mindestens einmal erfüllt sind, legen die Betreiber von KWK-Anlagen mit der Abrechnung nach den Absätzen 2 und 3 Angaben zur Strommenge vor, die sie in dem Zeitraum erzeugt haben, in dem der Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes null oder negativ gewesen ist. **Im Falle von Satz 1 sind die Angaben zur Strommenge nach Satz 1 abzugrenzen und getrennt zu übermitteln für grundsätzlich geförderte KWK-Strommengen bis zum Erreichen der kalenderjährlichen Grenze der Vollbenutzungsstunden nach § 8 Absatz 4 und oberhalb dieser allgemeinen Begrenzung der Zuschlagszahlung. Werden die Vorgaben von Satz 1 und 2 nicht eingehalten, ~~Andernfalls~~** verringert sich der Anspruch in diesem Kalendermonat um 5 Prozent pro Kalendertag, in dem dieser Zeitraum ganz oder teilweise liegt.*

4 Übergangsregelung für Förderaussetzung bei negativen Preisen an der Strombörse

Der BDEW begrüßt den im Regierungsentwurf vorgesehenen, neuen § 35 Abs. 25 KWKG-E. § 35 Abs. 25 Satz 1 KWKG-RegE wählt allerdings den 25. Februar 2025 als Stichtag. Dies harmonisiert nicht mit der insoweit vergleichbaren Übergangsregelung in § 35 Abs. 19 KWKG 2025, die den 1. April 2025 (Inkrafttreten des KWKG-Änderungsgesetzes 2025) als Stichtag

hat. Der BDEW schlägt daher eine entsprechende Änderung des § 35 Abs. 25 Satz 1 KWKG-RegE vor.

5 Fehlende Rechtsgrundlage für KWK-Ausschreibungen ab 2026 nach KWKAusV

Die beihilferechtliche Genehmigung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes wurde zunächst bis zum 31. Dezember 2026 durch die EU-Kommission erteilt. Die aktuell geltende KWK-Ausschreibungsverordnung (KWKAusV) sieht Ausschreibungsvolumina für ausschreibungspflichtige KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme lediglich bis 2025 vor. Gemäß § 3 Abs. 2 Satz 2 KWKAusV ist die Bundesregierung angehalten, rechtzeitig einen Vorschlag für die Verteilung des jährlichen Ausschreibungsvolumens für die Jahre ab 2026 vorzulegen. Davon sollte die Bundesregierung im laufenden Gesetzesverfahren Gebrauch machen, um einen plötzlichen Abriss des KWK-Ausbaus in dem Ausschreibungssegment nach Ablauf des letzten Ausschreibungstermins im Dezember 2025 zu vermeiden. Zumindest für das Jahr 2026 sollten weitere Ausschreibungsvolumen bereits jetzt festgelegt werden.

6 Anpassung der Förderung für den Neubau von Wärmespeichern an die aktuelle Fördergrenze der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung

Mit dem KWKG-Änderungsgesetz 2025 wurde die Förderung für den Neu- und Ausbau von Wärme- und Kältenetzen in § 19 Abs. 1 Satz 3 KWKG 2025 an die Fördergrenze für Wärmenetze im Einklang mit der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung von bislang 20 Millionen Euro auf 50 Millionen Euro angehoben. Die Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission vom 17. Juni 2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt in Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (ABl. L 187 vom 26. Juni 2014, S. 1 ff., zuletzt geändert durch die Verordnung (EU) Nr. 2023/1315 der Kommission vom 23. Juni 2023, ABl. L 167 vom 30. Juni 2023, S. 1 ff.) zählt den Bau oder die Erweiterung von Wärmespeicherlösungen gem. Artikel 46 zu den Investitionsbeihilfen für den Bau, die Erweiterung oder die Modernisierung energieeffizienter Fernwärme- und/oder Fernkältesysteme dazu. Für Beihilfen im Sinne des Artikels 46 setzt die Richtlinie eine Obergrenze von 50 Mio. EUR pro Unternehmen und Vorhaben fest. Daher sollte auch der § 23 Absatz 1 Satz 4 KWKG im Gleichklang mit der Verordnung auf diese Obergrenze angepasst werden:

BDEW-Formulierungsvorschlag

*„[...] Der Zuschlag nach Satz 1 darf insgesamt **150** Millionen Euro je Projekt nicht überschreiten.*

(...)