

Berlin, 9. Juni 2026

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

Stellungnahme

zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des **Gebäudeenergiegesetzes,** zur Änderung des **Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetzes** und zur Änderung weiterer **Vorschriften im Wärmebereich**

Versionsnummer: E 2.0 (aktualisiert auf Regierungsentwurf)

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

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

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Executive Summary / Zusammenfassung der Kernpositionen	6
3	Die Positionen des BDEW im Einzelnen	8
3.1	Artikel 1 Änderung des Gebäudeenergiegesetzes und Umbenennung in Gebäudemodernisierungsgesetz	8
3.2	Artikel 2 Änderung des Gebäudemodernisierungsgesetzes	17
3.3	Artikel 4 Weitere Änderung des Gebäudemodernisierungsgesetzes zum 1. Januar 2030	23
3.4	Artikel 5 Änderung des Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetzes	23
3.5	Artikel 6 Änderung des Bürgerlichen Gesetzbuches	29
3.6	Artikel 7 Änderung des Gebäudeelektromobilitätsinfrastrukturgesetz.....	30

1 Einleitung

Unzweifelhaft bedarf es weiter einer gemeinsamen volkswirtschaftlichen, energiewirtschaftlichen und sozialen Anstrengung für eine erfolgreiche Wärmewende.

Der BDEW begrüßt das Vorhaben der Bundesregierung, mit dem Regierungsentwurf des GModG wichtige Schritte für einfachere und praxistauglichere Regelungen insbesondere bei der Heizungsmodernisierung zu gehen. Damit wird eine Hauptforderung des BDEW erfüllt.

Allerdings ermöglicht der Regierungsentwurf bisher keine hinreichende Planungs- und Investitionssicherheit für die Energiewirtschaft:

Die mit dem GModG-E erfolgende Reform des GEG mit der Umsetzung der EPBD, die Frage der zukünftigen Förderung, die Weiterentwicklung der kommunalen Wärmeplanung, die Weiterentwicklung der Gasnetze im Rahmen des Gaspakets sowie die Novellierung des Rechtsrahmens für die Fernwärme müssen zusammengedacht werden. Weder volkswirtschaftlich noch betriebswirtschaftlich machen lokal konkurrierende Mehrfach-Infrastrukturen Sinn. Aus diesem Grund fordert der BDEW eine Energie- und Wärmepolitik aus einem Guss. Der Regierungsentwurf zum Gebäudemodernisierungsgesetz muss daher unbedingt auch mit der Novellierung des Wärmeplanungsrechts harmonisieren. Dafür sind die europäischen Vorgaben zur Weiterentwicklung der Gasinfrastruktur, deren dringend erforderliche Umsetzung kurz vor dem Abschluss steht, stets im Blick zu behalten. Die dort vorgesehenen Möglichkeiten für Gasnetzbetreiber, die Zukunft ihrer Netze zu planen und bei Bedarf auch den Netzbetrieb beenden zu können, weil er nicht mehr wirtschaftlich darstellbar ist, dürfen nicht durch die Ausgestaltung des vorliegenden Regierungsentwurfs konterkariert werden. Ansonsten bestehen für Infrastrukturbetreiber aller Sparten erhebliche Investitionsrisiken.

Die kommunale Wärmeplanung soll eine zentrale Steuerungsfunktion übernehmen. Diese kann jedoch nur dann wirksam werden, wenn ihre Ergebnisse auch rechtlich abgesichert und durch flankierende Instrumente unterstützt werden.

Der vorliegende Entwurf birgt die Gefahr, dass die Wärmeplanung in ihrer Wirkung faktisch entwertet wird, wenn in Gebieten mit klar definierten Transformationspfaden weiterhin fossile Einzelheizungen oder hybride Lösungen ohne hinreichende Begrenzung zulässig bleiben. Technologieoffenheit darf daher nicht dazu führen, dass zentrale Infrastrukturentscheidungen unterlaufen werden. Sie muss sich in die kommunale Wärmeplanung einfügen und deren Zielsetzung aktiv unterstützen.

Einer näheren Ausgestaltung bedürfen Grüngasquote und Biotreppe, die zu einer steigenden Nachfrage nach Biomethan führen können. Aus energiewirtschaftlicher Sicht fehlt eine stringente Biomethan- bzw. Grüngasstrategie, die erschließbare Potenziale und Nutzungsoptionen benennt, belastbare Bedingungen bzw. Regeln für ausreichendes Angebot sowie Investitions-

sicherheit schafft und Aussagen über ein – idealerweise vereinfachtes und europäisch ausgestaltetes – Nachweis-, Priorisierungs-, Zertifizierungs- und Handelssystem trifft. Denn Stand heute ist es weder gewährleistet, dass die Mengen ausreichend zur Verfügung stehen, noch lassen sich Preise abschätzen. Nur mit einer konkreten Strategie und einer praxistauglichen Ausgestaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen für in Heizungsanlagen eingesetzte Bio-brennstoffe lässt sich die Fehlallokation knapper Bestandsmengen verhindern und ermitteln, in welchem Umfang und an welchen Stellen signifikante Beiträge zum Ziel der Klimaneutralität geleistet werden können und gleichzeitig für den Kunden bezahlbar bleiben.

Die politischen Vorschläge zur Weiterentwicklung des Rechts- und Ordnungsrahmens für die Transformation im Wärmesektor müssen sich an den bestehenden klimapolitischen Vorgaben und Zielen orientieren. Ergänzend ist aus Sicht des BDEW zwingend erforderlich, den Ordnungsrahmen um einen klaren, rechtssicheren und verbindlichen Dekarbonisierungspfad für den Gebäudesektor zu erweitern. Die Regelungen im GModG-E müssen sich daran messen lassen. Hier kommt der Evaluation, die in § 9a GModG-E genannt wird, eine entscheidende Rolle zu. Die mit der sogenannten „Bio-Treppe“ verknüpfte allgemeine Grüngasquote, welche ab 2028 wirken soll, ist zunächst nur benannt, aber in keiner Weise ausgestaltet. Hier muss schnell Klarheit über die angepeilte Verringerung des Ausstoßes von Treibhausgasen, die mit den vorgeschlagenen Maßnahmen verbunden sind, hergestellt werden. Darüber hinaus würde dies auch mehr Klarheit bzgl. des für den Gebäudesektor verfügbaren Angebots von Biome than bringen.

Im Ergebnis kommt es entscheidend darauf an, dass das GModG nicht nur einzelne Instrumente anpasst, sondern einen konsistenten, investitionssicheren und systemisch abgestimmten Transformationsrahmen schafft.

Ohne eine klare Verknüpfung von Dekarbonisierungspfad, kommunaler Wärmeplanung und Infrastrukturentwicklung besteht die Gefahr, dass zentrale Signale der Wärmewende abgeschwächt, Investitionen verzögert und volkswirtschaftliche Kosten nachhaltig erhöht werden.

Weiterhin ist hervorzuheben, dass sich die politischen Vorschläge zur Weiterentwicklung des Rechts- und Ordnungsrahmens für die Transformation im Wärmesektor auch an den politischen Ambitionen zum Bürokratieabbau messen lassen müssen. Eine Reduzierung bzw. Minimierung der Regelungsdichte ist notwendig und anzustreben. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass die Bundesregierung mit dem Koalitionsvertrag, mit der Modernisierungsagenda und auch mit der föderalen Modernisierungsagenda entscheidende Schritte für modernere Prozesse und weniger Bürokratie gehen will.

Abschließend müssen wir – wie so oft in der jüngeren Vergangenheit – auf die zeitlich sehr knappe Konsultationsfrist von vier Arbeitstagen für die Anhörung zum Referentenentwurf hinweisen.

Ungeachtet dessen begrüßt der BDEW, dass im vorliegenden Regierungsentwurf des GModG-E bereits eine Reihe von Hinweisen und Anregungen aus der Energiewirtschaft aus der Verbändeanhörung zum Referentenentwurf aufgegriffen worden sind, und nimmt wie folgt Stellung:

2 Executive Summary / Zusammenfassung der Kernpositionen

- › Für die Erreichung der Klimaziele ist der Gebäudesektor zentral. Eine Entwicklung zu Heizsystemen, die mit erneuerbaren und dekarbonisierten Energien betrieben werden, muss vorangetrieben werden.
- › Die Regelungen im GModG-E müssen sich daran messen lassen, inwieweit die Klimawirkung in ausreichendem Maße auf die klimapolitischen Ziele einzahlt. Hier kommt der Evaluation nach § 9a GModG-E eine entscheidende Rolle zu.
- › Zudem muss zwingend beachtet werden, dass Investitionsentscheidungen für den Ausbau von Fernwärmenetzen nicht erschwert werden und weiterhin auf gesellschaftliche Zustimmung stoßen. Für Fernwärmenetze gelten dann zukünftig wesentlich strengere Dekarbonisierungsanforderungen nach § 32 WPG. Hier bedarf es eines angemessenen Ausgleichs der Attraktivität für Investitionen, um insbesondere bereits getätigte Investitionen im Bereich der Fernwärme nicht nachträglich zu entwerten. Viele Unternehmen haben ihre Strategie zum Ziel der Dekarbonisierung und der Klimaziele an den Fernwärmeausbau gekoppelt und bereits weitreichende Investitionsentscheidungen getroffen. Zudem beschreiten viele Unternehmen bereits den Weg der Gasnetztransformation und damit die Umwidmung und Stilllegung ihrer Gasnetzinfrastruktur. Diese Unternehmen dürfen nun nicht bestraft werden, indem der Fernwärmeausbau und die Gasnetztransformation ins Stocken geraten.
- › Die in § 3 Abs. 4 für feste und gasförmige Biomasse vorgesehenen Anforderungen an die Nachhaltigkeit bedürfen dringend der praxistauglichen Überarbeitung, da sie in der bestehenden Form vor dem Hintergrund des hohen Erfüllungsaufwandes für die Betreiber der Heizungsanlagen nicht leistbar sind.
- › Bei der Ausgestaltung der Bio-Treppe & Grüngasquote bedarf es einer verlässlichen und realistischen Abschätzung des vorhandenen „Bio-Potenzials“ anhand einer nationalen Biomassestrategie sowie darauf aufbauend einer nationalen Biomethan-Strategie und eines europäischen Handelssystems. Ziel muss es sein, dass genügend Kapazitäten für die verpflichtenden Mengen bereitgestellt werden können. Neben der Mengen- und Qualitätsfrage muss die sektorale Priorisierung adressiert werden. Eine notwendige Abschätzung der Wirkung der jetzt im GModG-E eingebrachten Vorschläge ist ohne diese Voraussetzungen kaum realistisch möglich.
- › Grundsätzlich muss sichergestellt sein, dass eine einfache unbürokratische Umsetzung der Informationspflicht bei der Lieferung von Brennstoffen oder Wärme möglich ist. Die bestehenden Informationspflichten bei Gas-Netzentgelten und CO₂-Kosten dürfen nicht grundsätzlich verändert werden. Vertriebe sind zudem nicht für die Auswahl der richtigen Produkte durch die Endkunden verantwortlich.

- › Begrüßenswert ist die bereits im Eckpunktepapier angekündigte Umsetzung der EPBD. Die bereits im GModG-E enthaltenen europäischen Leitplanken, insbesondere die Einführung des Zielbildes der Nullemissionsgebäude, die Regelungen zu Solarenergie in Gebäuden sowie die Anpassung der Anforderungsgröße, schaffen Planungs- und Investitionssicherheit.

3 Die Positionen des BDEW im Einzelnen

3.1 Artikel 1 Änderung des Gebäudeenergiegesetzes und Umbenennung in Gebäudemodernisierungsgesetz

§ 3 GModG-E, Begriffsbestimmungen

Eine Anpassung des § 3 GModG-E ist insbesondere hinsichtlich der verschiedenen Wasserstoffarten bzw. -arten erforderlich. Diese sind – auch im WPG sowie im EnWG für denselben Einsatz – bisher unzureichend und unterschiedlich geregelt.

Die Definitionen sollten insgesamt sowohl erneuerbaren als auch kohlenstoffarmen Wasserstoff mit seinen verschiedenen Herstellungsarten abbilden. Die definitorische Grundlage für die Wasserstoffarten wurde innerhalb der letzten Jahre auf EU-Ebene gelegt, zuletzt durch die Veröffentlichung des Delegierten Rechtsaktes zur Treibhausgaseinsparung durch kohlenstoffarme Brennstoffe im Amtsblatt der EU im November 2025. Daher sollte das Gesetz einheitlich auf die europäischen Vorgaben verweisen und auch die Begriffsbestimmungen entsprechend übernehmen.

Vor diesem Hintergrund schlägt der BDEW vor, die Definition folgendermaßen anzupassen:

§ 3 Abs. 1 Nr. 4b sollte wie folgt abgeändert werden:

„kohlenstoffarmer blauer Wasserstoff“ Wasserstoff aus der Reformierung von Erdgas, dessen Erzeugung mit einem Kohlendioxid-Abscheidungsverfahren und Kohlendioxid-Speicherverfahren gekoppelt wird, und der in Bezug auf die Verringerung von Treibhausgasemissionen einen Mindestschwellenwert von 70 Prozent des Vergleichswerts für fossile Brennstoffe für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs erreicht, der in der nach Artikel 29a Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 in der Fassung vom 13. Juni 2024 angenommenen Methode für die Bewertung der durch erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe erzielten Treibhausgasemissionseinsparungen festgelegt ist, **und der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 der Kommission vom 8. Juli 2025 entspricht, wobei der Wasserstoff zur Speicherung oder zum Transport auch in anderen Energieträgern chemisch oder physikalisch gespeichert werden kann,**“.

§ 3 Abs. 1 Nr. 13b sollte wie folgt abgeändert werden:

„erneuerbarer grüner Wasserstoff“ Wasserstoff, der die Anforderungen nach Artikel 2 Nummer 36 der Richtlinie (EU) 2018/2001 in Verbindung mit Artikel 27 Abs. 6 und Artikel 29a der Richtlinie (EU) 2018/2001 erfüllt, wobei der Wasserstoff zur Speicherung

oder zum Transport auch in anderen Energieträgern chemisch oder physikalisch gespeichert werden kann,“.

Mit der Änderung der Begriffsbestimmungen und der Fokussierung auf Wasserstoffarten anstelle von Wasserstoffarten sollte auf die Einfügung von § 3 Abs. 1 Nr. 28a und § 3 Abs. 1 Nr. 29b verzichtet werden. Statt zusätzlicher Farbdefinitionen sollten die bereits europäisch etablierten Begriffe des erneuerbaren bzw. kohlenstoffarmen Wasserstoffs konsistent im fortlaufenden Gesetz verwendet werden. Dies vermeidet unnötige begriffliche Doppelstrukturen, bezieht alle relevanten Produktionsverfahren und -routen inkl. der Derivate mit ein und stellt zugleich die Kohärenz mit dem europäischen Rechtsrahmen sowie den unionsrechtlich vorgegebenen Systematiken sicher.

§ 3 Abs. 4: Biomasse

Die Erfüllung von Nachhaltigkeitsanforderungen für in Heizungsanlagen eingesetzte Biobrennstoffe bedarf einer praxistauglichen und möglichst bürokratiearmen Ausgestaltung für Brennstofflieferanten und Heizungseigentümer. Die Erfüllung der Nachhaltigkeitsanforderungen erfolgt immer über die gesamte Lieferkette mit einem Informationsfluss vom Biomasseproduzenten (Land- und Forstwirtschaft) über den Biomethanerzeuger und den Brennstofflieferanten bis zum Endverbraucher. Um die Vollzugsfähigkeit zu gewährleisten, darf der Informationsfluss dabei nicht in umgekehrter Richtung vom Verbraucher zum Lieferanten laufen.

Die im Folgenden zu den §§ 3, 22, 43 und 96 vorgelegten Vorschläge des BDEW zielen auf eine **vollziehbare Regelung mit klarer Zuweisung der Vorgaben** ab:

- § 3 GModG-E sollte sich vorrangig an den Biomasseproduzenten richten (also den Bereitsteller von Substraten für den Biomethanerzeuger bzw. den Holzrohstofflieferanten für die Pelletproduktion);
- § 22 GModG-E sollte alle technischen Anforderungen an die Biomethanerzeugung umfassen (einschließlich, soweit gefordert, des Maisdeckels für Neuanlagen);
- § 43 GModG-E sollte die Anforderungen an den Heizungsbetreiber umfänglich regeln (Biotreppe etc.);
- § 96 GModG-E umfasst die Informationspflichten für den Brennstofflieferanten (Absatz 4) sowie für den Betreiber bzw. Eigentümer der Heizungsanlage (Absatz 5).

In diesem Zusammenhang weist der BDEW darauf hin, dass nach dem Regierungsentwurf für den Biomethaneinsatz in Heizungen nicht nur die strengen Nachhaltigkeitsanforderungen der BioStrom-NachV gelten würden, sondern kumulativ zusätzlich die Anforderungen aus dem GEG 2023 an die Biomethanerzeugung nach Buchstabe c (vormals § 71f GEG) und § 22 Abs. 2

(vormals § 22 Abs. 1 Buchstabe c und d GEG 2023). In dieser kumulierten Form würden für Biomethan im Wärmemarkt erheblich höhere Anforderungen als in anderen Anwendungsbereichen (Strom, Verkehr, Industrie) gefordert. In beiden Fällen (nach BioStrom-NachV oder GEG 2023) werden hohe Anforderungen an die Nachhaltigkeit gestellt, sie sollten aber nicht kumulativ gefordert werden, weil dadurch nicht nur der administrative Aufwand deutlich erhöht, sondern auch das Biomethanpotenzial für den Wärmemarkt erheblich beschnitten würde.

Zur Auflösung dieses Sachverhaltes schlägt der BDEW zu den §§ 3, 22 und 43 GModG-E eine **fakultative Regelung** vor, die beide Nachweiswege wahlweise ermöglicht.

Buchstabe b: Nachhaltigkeitsanforderungen

Im Regierungsentwurf ist gegenüber dem Referentenentwurf eine sehr wesentliche Änderung der Begriffsbestimmung für Biomasse vorgenommen worden. In Satz 2 Buchstabe b wird nun gefordert, dass nicht nur flüssige, sondern auch **feste und gasförmige Biomasse die Nachhaltigkeitsanforderungen der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung** einzuhalten haben. Die vorgeschlagene Regelung ist nicht praxistauglich und zu unkonkret. Sie geht zudem über die bisher geltenden Anforderungen hinaus.

Die Forderung der Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen bezieht sich auf Abschnitt 2 der BioStrom-NachV (§§ 3-6):

- § 3 BioStrom-NachV (Anforderungen an die Vergütung von EEG-Anlagen) ist für Heizungsanlagen nicht anwendbar.
- §§ 4 und 5 BioStrom-NachV formulieren qualitative Anforderungen an die für die Herstellung von Biobrennstoffen eingesetzte land- und forstwirtschaftliche Biomasse (Substrate, Holz).
- § 6 BioStrom-NachV enthält Treibhausgaseinsparvorgaben, die sich vorrangig auf die Stromerzeugung in EEG-Anlagen beziehen und keine Beschreibung der Eigenschaften der Biomasse, sondern eine Anforderung an den Anlagenbetrieb darstellen. Für die Ermittlung der Treibhausgaseinsparung ist die Betriebsweise und Effizienz der Heizungsanlage zu berücksichtigen. Diese Informationen liegen üblicherweise weder dem Biomasse- noch dem Brennstofflieferanten vor.

Der Nachweis der Erfüllung der Anforderungen an die Treibhausgaseinsparung müsste durch den Eigentümer bzw. Betreiber der Heizungsanlage geführt werden. Das wäre mit einem sehr hohen Erfüllungs- und Zertifizierungsaufwand verbunden und vor dem Hintergrund der hohen Fallzahlen an betroffenen Heizungsanlagen weder leistbar noch vollziehbar.

Die Erfüllung von Treibhausgaseinsparvorgaben ist im Übrigen für Heizungsanlagen unterhalb der in § 1 (Anwendungsbereich) der BioStrom-NachV genannten Schwellenwerte europarechtlich aufgrund des einhergehenden hohen Verwaltungsaufwandes nicht gefordert.

Um eine praxistaugliche Vollziehbarkeit der Biomasse-Definition zu ermöglichen, sollten die Anforderungen an die Nachhaltigkeit stattdessen durch eine Bezugnahme auf die §§ 4 und 5 der BioStrom-NachV wie folgt konkretisiert werden:

*„b) Biomasse die Nachhaltigkeitsanforderungen **nach den §§ 4 und 5** der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2. Dezember 2021 (BGBl. I S. 5126), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 13. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2286) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung einzuhalten hat“*

Buchstabe c: Anforderungen an den Einsatz von Biomethan in Heizungsanlagen

Der Gesetzentwurf sieht in Satz 2 Buchstabe c vor, den in § 71f Abs. 4 GEG vorgesehenen „**Maisdeckel**“ für gasförmige Biomasse in die allgemeine Begriffsbestimmung für Biomasse aufzunehmen. Dies erscheint rechtssystematisch problematisch.

Buchstabe c stellt Anforderungen an die Erzeugung der gasförmigen Biomasse in bestimmten Neuanlagen (Maisdeckel). Diese Anforderung kann nicht durch den Biomasse- bzw. Substratlieferanten erfüllt werden, sondern richtet sich an den Biogaserzeuger bzw. an den Biobrennstofflieferanten.

Buchstabe c ist hier zu streichen. Diese Regelung sollte nicht in § 3 Abs. 4, sondern in den durch den Änderungsbefehl nach Artikel 2 Nr. 10 in **§ 22 GModG-E neu eingeführten Absatz 2 als Anforderung Nummer 3** integriert werden.

Die Einhaltung des Maisdeckels kann dem Heizungsbetreiber durch den Brennstofflieferanten auf Grundlage von Informationen des Biomethanerzeugers bestätigt werden (siehe Berichtspflicht nach § 96 Abs. 4 GModG-E).

Darüber hinaus ist sicherzustellen, dass bei europäischen Importen von Biomethan die gleichen Standards für die Erzeugung, Übertragung und Entwertung von Nachhaltigkeitsnachweisen angewandt werden und es nicht zu Doppelvermarktung oder Doppelanrechnung im Ausland kommen kann. Unterschiedliche nationale Massenbilanzsysteme mit variierenden Anforderungen und Systemgrenzen behindern den Handel und Einsatz von klimaneutralen Gasen, da eine Vergleichbarkeit und somit standardisierte Produkteigenschaften nicht mehr gewährleistet sind.

§ 9a GModG-E, Evaluationsklausel

In § 9a GModG-E wird eine Evaluationsklausel bis 2045 eingeführt. Das konkrete Dekarbonisierungsziel bis 2045 wird hingegen gestrichen, indem § 72 Abs. 4 GEG gestrichen wird, demzufolge Heizkessel längstens bis zum Ablauf des 31. Dezember 2044 mit fossilen Brennstoffen betrieben werden dürfen.

Der BDEW begrüßt, dass nach dem Regierungsentwurf im Rahmen der Evaluierung nunmehr nicht nur der Beitrag zur Erreichung der (sektoralen) Klimaschutzziele für den Gebäudesektor, sondern auch die allgemeine Vereinbarkeit mit dem Ziel der Klimaneutralität 2045 gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz überprüft werden soll. Zusätzlich ist noch eine Konkretisierung der Evaluationsklausel erforderlich, insbesondere dahingehend, einen Prüfauftrag zu verankern, ob die GModG-Regelungen den Ausbau und die Dekarbonisierung der Wärmenetze fördern oder behindern.

Der vorgelegte Entwurf zeigt jedoch nicht auf, wie die Absenkung der Anforderungen an die Nutzung von erneuerbaren Energien bzw. unvermeidbarer Abwärme nach § 71 GEG und dem Verbot von fossilen Heizkesseln bis 31. Dezember 2044 nach § 72 Abs. 4 GEG im Hinblick auf das verfassungsrechtliche Verschlechterungsverbot (insgesamt) in Art. 20a GG kompensiert werden. Damit ist mit dem GModG eine rechtliche Unsicherheit verbunden, für den Fall, dass das Gesetz einer verfassungsrechtlichen Prüfung unterzogen wird.

§§ 42 ff. GModG-E: Allgemeines

Der BDEW begrüßt, dass die Vorgaben für den Einbau von Heizungsanlagen im Vergleich zu den bisherigen §§ 71 ff. GEG vereinfacht und gekürzt wurden. Komplexe Übergangs- und Fristenregelungen sind entfallen, wodurch den Gebäudeeigentümern das Verständnis des Gesetzes erleichtert werden dürfte.

Besonders positiv ist, dass § 71k GEG und damit auch die Grundlage für die Festlegung „FAUNA“ der BNetzA für die verbindlichen Fahrpläne für Wasserstoff entfallen sind. Dies ist ein relevanter Beitrag zur Bürokratieminimierung. Die BNetzA sollte die Festlegung mit Inkrafttreten des GModG-E entsprechend aufheben.

Grundsätzlich bewertet der BDEW die vollständige Entfristung der Biomethan-Treppe sowie den Einbau einer Gasheizung in Kombination mit einer Solarthermieanlage, einer Wärmepumpen-Hybridheizlösung oder einer Biomasse-Hybridheizlösung räumlich und zeitlich unabhängig von jeglicher kommunaler Wärmeplanung immer dann kritisch, wenn Verbraucher eine neue Gasheizung einbauen, obwohl der Gasnetzbetreiber bereits im Zuge der künftigen Verteilernetzentwicklungsplanung nach §§ 16b ff. EnWG-E die Stilllegung des Netzes plant. In diesem

Fall kann eine wirtschaftliche Nutzungsdauer der Gasheizung ggf. nicht erreicht werden. Der Gasnetzbetreiber kann und darf von den Regelungen in §§ 42 ff. GModG-E in seiner Planung nicht beeinflusst werden.

Auf Grundlage der Verteilernetzentwicklungsplanung nach EnWG können zukünftig nach Information durch den Netzbetreiber und Ablauf einer angemessenen Vorlaufzeit Anschlüsse durch den Gasnetzbetreiber getrennt werden. Diese Möglichkeit ist europarechtlich vorgesehen. Es sollte daher aus der Regelung in § 43 GModG-E nicht der Eindruck beim Gebäudeeigentümer entstehen, dass der Betrieb des Gasnetzes wie bisher zwingend langfristig sichergestellt ist.

Die Wärmeplanung muss ihre Steuerungswirkung behalten. Wenn gleichzeitig kommunale Wärmeplanung, Wärmenetzausbau und Elektrifizierung laufen, darf die Biotreppe kein Ausweichpfad gegen den Netzanschluss werden. Eine Schwächung der Anschlussquoten und Investitionen in Wärmenetze durch das Gesetz muss verhindert werden.

Es muss daher sichergestellt werden, dass die Verbraucher vor einem Heizungstausch ausreichend über die Gasnetzbetreiberplanungen informiert sind. Dies sollte z. B. über einen vorgeschriebenen Hinweis im Angebot des Installateurs auf den Verteilernetzentwicklungsplan und/oder die kommunale Wärmeplanung und die darin enthaltenen Informationen zu Energieinfrastrukturen und Wärmeversorgungsoptionen an den Interessenten einer mit fossilen Brennstoffen beschickten Heizungslösung erfolgen.

§ 42 GModG-E: Grundsatz Verwendung von „Gas“

In §§ 42 ff. GModG-E sollte der Begriff „Gas“ durch „Erdgas“ ersetzt werden. „Gas“ ist im GEG bzw. GModG-E nicht in den Begriffsbestimmungen enthalten; nach § 3 Nr. 47 EnWG umfasst „Gas“ jedenfalls Erdgas, Biogas und Flüssiggas. Eine Klarstellung ist erforderlich.

§ 42 Abs. 2 sollte ergänzt werden (ähnlich der bisherigen Formulierung) „oder durch eine Kombination dieser Optionen“. Sonst könnte eine Wärmepumpe nicht mehr durch die nicht ausdrücklich als hybride Kombination in der Vorschrift genannten Optionen (z. B. Fernwärme oder eine Stromdirektleistung für die Spitzenlast) flankiert werden.

§ 42 Abs. 2 Nr. 9 GModG-E: „andere innovative Heizungslösung“:

Als Option für den Ersatz einer Heizungsanlage wird in Nr. 9 „eine andere innovative Heizungslösung“ genannt, die weder im Gesetz noch in der Gesetzesbegründung näher spezifiziert wird. Diese Nummer ist dahingehend zu ergänzen, dass für diese innovative Heizungslösung

die in § 43 GModG-E genannten Anteile erneuerbarer Energien analog zu den Bio-Anteilen gelten oder im Ergebnis gleichwertig auf die angestrebte CO₂-Minderung einzahlt.

§ 43 GModG-E: Einbau einer Heizungsanlage, die mit Gas, Heizöl oder Flüssiggas beschickt wird

Absatz 1: Vorgaben an den Heizungstausch

Die „Bio-Treppe“ wird bis zum Jahr 2040 ausgehend von 10 Prozent ab 2029 auf 60 Prozent in vier Stufen angehoben. Eine Weiterführung und Anhebung der Treppe bis 2045 ist zur Erreichung der Klimaschutzziele und zur Angleichung der Dekarbonisierungsanforderungen insbesondere an die Fernwärme (§§ 29, 30 WPG) zwingend erforderlich. Jedenfalls sollte eine Verknüpfung mit der in § 9a GModG-E geregelten Evaluierungsklausel geschaffen werden (siehe auch Hinweis zu § 72 weiter unten).

Aktuell ist aus dem GModG-E nicht erkennbar, ob und wie die Erfüllungsoptionen von Biotreppe und Solarthermie insbesondere ab dem Jahr 2035 voneinander abhängen oder aufeinander einzahlen können. Hier ist eine Klarstellung notwendig, ob der Biomethan-Anteil in Höhe von 15 Prozent ab 2035 nur dann gilt, wenn zuvor die Erfüllungsoption des 15-Prozent-Anteils Solarthermie gewählt wurde. Zudem sollte bereits im Gesetz (nicht nur in der Gesetzesbegründung) klargestellt werden, dass der Nachweis der Bio-Anteile über ein Massenbilanzverfahren geführt werden kann bzw. zu führen ist.

Nach Auffassung des BDEW sind mit dem GModG-E nun die Gasheizungen ausgenommen, die bisher von der aktuellen Biotreppe des GEG betroffen waren, also diejenigen Heizungen, die nach 2023 und vor Inkrafttreten des GModG eingebaut wurden/werden. In den FAQ zu den Eckpunkten hieß es noch, dass auch diese Heizungen der neuen Biotreppe unterliegen sollen. Aus unserer Sicht ist dies auch sehr wünschenswert und angemessen, da bei der Investitionsentscheidung bereits die alte Biotreppe einkalkuliert wurde. Das sollte klargestellt werden. Unabhängig davon sind diese Anlagen von der Kostenteilung nach Artikel 5 § 5a GModG-E in jedem Fall hinsichtlich Gasnetzentgelten und Bioanteilen auszunehmen.

§ 43 Abs. 2: Qualitätsanforderungen an Biomethan

Bei den Qualitätsanforderungen an Biomethan muss aus Sicht des BDEW darauf geachtet werden, dass über die bislang geltenden Anforderungen des GEG hinaus keine zusätzlichen Anforderungen eingeführt werden. Es sollte klargestellt werden, dass die Regelungen nur für neue Anlagen gelten.

Um ein möglichst breites Biomethanspektrum für die Erfüllung der Pflichten nach § 43 Abs. 1 und 2 GModG-E zu ermöglichen und ein möglichst einheitliches Anforderungsniveau über verschiedene energie- und Klimaschutzrelevante Gesetze und Verordnungen hinweg zu gewährleisten, sollte in Absatz 2 noch ein Verweis auf die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung eingeführt werden. Über den Verweis sollte geregelt werden, dass anstelle der Einhaltung der Kriterien nach § 22 GModG-E auch fakultativ die Einhaltung der Treibhausgaseinsparvorgabe nach § 6 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung nachgewiesen werden darf, wobei diese abweichend von § 6 Absatz 2 Satz 1 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung als erfüllt gelten sollte, wenn die Treibhausgaseinsparung den Emissionswert von 94 Gramm Kohlendioxid-Äquivalent pro Megajoule um mindestens 70 Prozent unterschreitet.

Der BDEW-Vorschlag folgt hierbei den aktuellen Vorschlägen der EU-Kommission für Biomethaneinspeiseanlagen zur Änderung von Anhang V/VI der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und soll eine einheitliche Nachweisführung ohne Doppelaufwand und unabhängig vom Verwendungszweck des Biomethans ermöglichen.

In **Artikel 1 Nr. 21** sollte in **§ 43 GModG-E** nach Absatz 2 folgender Absatz 2a eingefügt werden:

„(2a) Bei der Nutzung von erneuerbarem oder kohlenstoffarmem Wasserstoff einschließlich daraus hergestellter Derivate gilt die Pflicht nach Absatz 1 auch dann als erfüllt, wenn die entsprechende Energiemenge dem Gebäudeeigentümer oder dem Belieferten über ein anerkanntes Massenbilanzsystem zugeordnet wird. Eine physische Lieferung des jeweiligen Wasserstoffmoleküls an die Heizungsanlage ist nicht erforderlich, sofern sichergestellt ist, dass eine dem Verbrauch entsprechende Menge Wasserstoff erzeugt, in ein Wasserstoffnetz oder Gasnetz eingespeist und beim Letztverbraucher eine äquivalente Energiemenge wieder ausgespeist worden ist. Das Massenbilanzsystem muss die Erzeugung, Einspeisung oder Bereitstellung, Übertragung der Eigenschaft, Lieferung und Entnahme mengen- und eigenschaftsbezogen nachvollziehbar dokumentieren.“

Dabei ist zu beachten, dass nach dem DVGW-Regelwerk bis zu 20 % Wasserstoffbeimischung möglich sind.

§ 72 Abs. 4 GModG-E, Betriebsverbot für fossile Brennstoffe ab 2045

Der BDEW schlägt im Sinne des Zweckes des GModG-E sowie einer verlässlichen Planungssicherheit vor, den § 72 Abs. 4 GEG nicht zu streichen, sondern in das GModG zu überführen. Dieses konkrete Enddatum schafft eine langfristige Pfadbindung und vermeidet, dass fossile

Heizsysteme über 2045 hinaus geplant werden. Für die Bankability von Wärmenetzen, Großwärmepumpen und integrierten Systemen ist ein klares Signal wichtig. Bei der geplanten Evaluierung nach § 9a GModG-E sind dabei jedoch auch die Zwischenziele im Blick zu behalten (einschl. u. a. PEF-Logik, Bio-Anteile, CO₂-Preis) und ggf. anzupassen.

§ 96 Abs. 4 GModG-E, Nachweise und Informationspflicht für Brennstofflieferanten

Die **Beweisregelung** in Absatz 4 ist für den Brennstofflieferanten in der bestehenden Form **nicht leistbar**. Es ist dort vorgesehen, dass der Brennstofflieferant bestätigt, dass die Anforderungen an die Bio-Treppe nach § 43 Abs. 1 und 2 eingehalten werden. Dies darf nicht so verstanden werden, dass der Brennstofflieferant die Verantwortung für den Kunden übernehmen kann, dass die Heizungsanlage GModG-konform betrieben wird. Der Brennstofflieferant kann lediglich bestätigen, dass der Anteil an Biobrennstoff bzw. Wasserstoff an seiner Lieferung einem in § 43 Abs. 1 geforderten bestimmten Prozentsatz entspricht und im Falle von Biomethan bzw. biogenem Flüssiggas im Übrigen die Anforderungen nach § 43 Abs. 2 erfüllt sind.

Insbesondere dann, wenn mehrere Wärmequellen verwendet werden (zum Beispiel Gaskessel in Verbindung mit Solarthermie oder Hybrid-Wärmepumpe) oder ein unterjähriger Vertragswechsel stattfindet, ist dem Brennstofflieferanten der gesetzlich geforderte Anteil erneuerbarer Energien bzw. an Biobrennstoffen oder Wasserstoff für das entsprechende Abrechnungsjahr nicht bekannt. Besteht eine Möglichkeit zur Einlagerung von Brennstoffen oder erfolgt eine über den Jahreswechsel hinausreichende Lieferung, ist dem Lieferanten nicht bekannt, in welchem Jahr der gelieferte Brennstoff tatsächlich verbraucht wird (beispielsweise ob im Jahr 2029 mit Pflicht eines Bioanteils von 10 Prozent oder im Jahr 2030 mit 15 Prozent) und ob noch andere Brennstofflieferungen vom Betreiber bezogen und verbraucht werden.

Der BDEW schlägt folgende klarstellende Modifizierung von § 96 Abs. 4 GModG-E vor:

*„(4) Wer ein Gebäude geschäftsmäßig mit Biomethan, Bioöl, biogenem Flüssiggas, erneuerbarem oder kohlenstoffarmem Wasserstoff einschließlich daraus hergestellter Derivate oder fester Biomasse zum Zweck der Erfüllung von Anforderungen nach diesem Gesetz beliefert, muss dem Belieferten mit der Abrechnung bestätigen, **wie hoch der energetische Anteil dieser vorgenannten Brennstoffe an der Brennstofflieferung ist und** dass die jeweiligen Anforderungen nach § 43 Absatz ~~1 und~~ 2 und § 45 Absatz 1 Nummer 2 ~~und 3~~ erfüllt sind.“*

3.2 Artikel 2 Änderung des Gebäudemodernisierungsgesetzes

§ 3 GModG-E: Begriffsbestimmungen

Absatz 1 Nr. 9, Gebäudenetz:

Zu kritisieren ist die Definition des Gebäudenetzes in § 3 Abs. 1 Nr. 9 GModG-E, das als Netz zur ausschließlichen Versorgung mit Wärme und Kälte von mindestens 2 und bis zu 16 Gebäuden und bis zu 100 Wohneinheiten definiert ist. Der BDEW schlägt daher vor, die Definition des Gebäudenetzes anzupassen. Bei einer Anpassung des GModG-E muss dann auch die gleichlautende Definition in den BEW-/BEG-Förderrichtlinien angepasst werden. Um Abgrenzungsprobleme zu vermeiden, könnte eine quantitative [kWh]-Definition für das Gebäudenetz gewählt werden. Der Rechtsrahmen sollte so ausgestaltet werden, dass EE-Wärmenetze gegenüber kleinteiligen fossilen Gebäudenetzen nicht benachteiligt werden.

§ 15 GModG-E i. V. m. Anlage 1, Referenzgebäude

Mit der Festlegung eines baubaren Referenzgebäudes erfüllt das GModG-E eine langjährige BDEW-Forderung. Der technologieoffene Ansatz der Heiztechnologie ist aus Sicht des BDEW grundsätzlich richtig. Allerdings können gerade auch hier die Auswirkungen der umfassenden Änderungen der energetischen Bilanzierung von Gebäuden in der Kürze der Konsultationsfrist nicht in ausreichendem Maße auf ihre Konsistenz und Praxistauglichkeit sowie mögliche Folgewirkungen überprüft werden.

§§ 20, 21 Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs

Der BDEW begrüßt ausdrücklich die Inbezugnahme der DIN/TS-18599-Reihe für die Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs von Wohn- und Nichtwohngebäuden. Die Normenreihe wurde im vergangenen Herbst aktualisiert herausgegeben und bildet die Parameter und Berechnungslogiken für die energetische Bewertung aus Sicht des BDEW angemessen ab.

§ 22 GModG-E i. V. m. Anlagen 4 und 9 (Primärenergiefaktoren und THG-Emissionswerte)

Die EPBD legt Gesamtprimärenergie als Hauptanforderungsgröße fest. Der BDEW unterstützt diese Neuausrichtung der Anforderungsgröße, da der weitere Zubau Erneuerbarer Energien die bisherige Berechnungslogik auf Basis des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs verzerren würde. Die Einbeziehung der Erneuerbaren Energien-Anteile gem. GModG-E ist folgerichtig, allerdings nicht klar benannt: Nach Lesart des BDEW – die Primärenergiefaktoren (PEF)

werden nicht näher bezeichnet – handelt es sich bei diesen PEF um Gesamtprimärenergiefaktoren, die entgegen der aktuell geregelten PEF auch den erneuerbaren Anteil der Primärenergie bewerten.

Eine gesamtheitliche Bewertung dieser neu geregelten PEF im direkten Zusammenhang mit dem ebenfalls angepassten Referenzgebäudeverfahren ist derzeit noch nicht vollumfänglich möglich. Die Erstbewertung im Einzelnen:

Primärenergiefaktor Biomethan

Es sollte eine Möglichkeit geschaffen werden, die große THG-Minderung / Klimaschutzwirkung von Biomethan – gerade im Zusammenhang mit Güllenutzung – adäquat (ggf. individuell oder mit einem pauschalen Faktor von 0,3) zu berücksichtigen. Die Angaben der THG-Emissionen in Anlage 9 sollten geprüft und ggf. angepasst werden. Diese scheinen insbesondere für Biomethan deutlich zu hoch.

Primärenergiefaktor für netzbezogenen Strom

Die Neuregelung des PEF für netzbezogenen Strom, die den erneuerbaren Anteil der Primärenergie erstmals berücksichtigt, erfordert im Falle des netzbezogenen Stroms im gleichen Zuge eine Nivellierung, die offensichtlich pauschal mitgedacht wurde: Aufgrund der zugebauten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, die wie zuvor beschrieben mit in die primärenergetische Bewertung fallen, ergäbe sich ein Gesamt-Primärenergiefaktor von derzeit etwa 2,0. Dieser hohe Wert würde zu einem Ungleichgewicht und Nachteilen in der energetischen Bilanzierung elektrischer Anwendungen führen und die Effizienz des Energieträgers im Vergleich unangemessen ausweisen; in Anlage 4 wurde ein Wert von 1,5 vorgeschlagen. Trotz dieser Anpassung scheint die energetische Bilanzierung direktelektrischer Anwendungen zur Raumheizung oder Warmwasserbereitung nach Erstauswertung des BDEW insbesondere im Zusammenhang mit dem neuen Referenzgebäudeansatz mit möglichen Nachteilen einherzugehen. Der BDEW schlägt daher vor, niedrigere, anwendungsspezifische PEF für netzbezogenen Strom mindestens für elektronische Durchlauferhitzer sowie direktelektrische Heizungen in § 22 zu formulieren. Ein solcher PEF sollte eingedenk des „Gesamt-Primärenergiefaktors“ ($f_{p,tot}$) der technischen Ausführungen der Referenzgebäude so gewählt werden, dass die übliche Berücksichtigung der direktelektrischen Anwendungen nicht zu einem überhöhten Primärenergiebedarf führt.

Allokationsmethoden für die Brennstoffaufteilung auf den Strom- und Wärmeteil aus KWK-Anlagen

Im heutigen Bewertungssystem werden KWK-Einspeiser mit dem Stromverdrängungsmix bewertet, während zusätzliche Nachfragesegmente, beispielsweise elektrische Wärmebereitstellung, mit dem Durchschnittsmix bewertet werden. Die „Stromgutschriftmethode“ verwendet die Aufteilung in einen (fossilen) Verdrängungsmix, der durch KWK-Strom ersetzt wird, und einen „Reststrom“, der angesichts der hohen Anteile Erneuerbarer Energien in Deutschland zu vielen Stunden des Jahres nicht mehr zu rechtfertigen ist. Darüber hinaus liefert die Stromgutschriftmethode negative Werte, wenn Energieträger mit besonders niedrigen PEF eingesetzt werden, die dann auf einen unteren Schwellenwert begrenzt werden, sodass eine Differenzierung dieser Anlagen nicht mehr erfolgen kann, da sie alle auf diesen unteren Schwellenwert gekappt werden.

Ein angemesseneres Bewertungsverhältnis zwischen erneuerbaren Energien (EE)-Wärme und fossiler KWK-Wärme bietet die Carnot-Methode zur Allokation der KWK-Brennstoffmengen. Bei der Anwendung der Carnot-Methode besteht das oben genannte Problem nicht, da die Höhe der allokierten Energien/THG-Emissionen nicht mehr von der Bilanz des Stromsystems abhängt. Aber: Durch eine Abkehr von der Stromgutschriftmethode wird der große energiebilanzielle Vorteil der KWK – der in der Vergangenheit bei deutlich geringeren EE-Anteilen im Stromnetz durchaus gerechtfertigt war – in Fernwärmenetzen eliminiert. Der punktuelle Wechsel der Allokationsmethode und die damit einhergehende Verschlechterung der Emissionsfaktoren von Fernwärme birgt die Gefahr der weiteren Verlangsamung des Fernwärme-Ausbaus aufgrund abnehmender Attraktivität für den energiebilanziellen Nutzen des Kunden. Es werden daher sinnvolle Übergangsregelungen für Wärme aus KWK-Anlagen bei einer langfristigen Umstellung zur Carnot-Methode benötigt, um plötzliche Sprünge in der Bewertung von Wärmenetzen zu vermeiden. Ferner sollte es für bestehende Wärmelieferverträge, die auf PEF-Werte mit Stromgutschriftmethode referenzieren, Bestandsschutz geben.

Primärenergiefaktoren Wärmenetze

Mit einer Pauschalisierung der zukunftsorientierten Primärenergiefaktoren für Wärmenetze können bei der Umstellung auf den Gesamtprimärenergiebedarf Komplexität und Bürokratie vermieden werden. Eine Pauschalierung der Faktoren für Wärmenetze wäre zudem in der Lage, den Brüchen entgegenzuwirken, die durch einen Wechsel der Allokationsmethode entstehen können.

Die Anwendung pauschaler Primärenergiefaktoren ist also erst einmal zu begrüßen. Um dabei eine angemessene Lenkungswirkung der Primärenergiefaktoren für Wärmenetze zu erreichen, sollten bei der Verwendung von Pauschalfaktoren zwei Werte angegeben werden können:

1. Ein Standardfaktor für alle Wärmenetze, unabhängig davon, wie effizient sie sind, so dass der Anschluss an ein Wärmenetz für Gebäudeeigentümer gegenüber anderen Heiztechnologien nicht unattraktiv wird. Diese Pauschaloption bietet Wärmenetzbetreibern die Möglichkeit, bereits heute weitere Gebäude anzuschließen. Dieser Punkt ist in dem vorliegenden Entwurf vorgesehen.
2. Es sollte aber auch zusätzlich ein pauschaler „Effizienzfaktor“ für Wärmenetze herangezogen werden können, wenn die Wärmenetze ihren Dekarbonisierungspfad bereits beschrrieben haben und die weitere Planung bspw. mithilfe eines Dekarbonisierungsfahrplans nachweisen können. Für diesen Effizienzfaktor ist die Ausgestaltung als Pauschalfaktor ebenfalls ein praktikabler Weg. Aufgrund des Pauschalsystems wäre eine KWK-Allokation außerdem nicht mehr nötig (Bürokratiereduktion). Dieser Punkt ist in dem vorliegenden Entwurf noch nicht berücksichtigt worden.

Es ist darauf zu achten, dass ein Level-Playing-Field zwischen elektrischen Wärmeerzeugungsmethoden, insb. der Wärmepumpe und der Fern-/Nahwärme besteht. Schieflagen wie in der Vergangenheit sollte es zukünftig weder in die eine noch in die andere Richtung geben.

§ 23 Anrechnung von Strom aus erneuerbaren Energien

Die im Regierungsentwurf vorgeschlagene Weiterführung der Anrechenbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien, der gebäudenah erzeugt wird, ist folgerichtig. Unverständlich ist aus Sicht des BDEW weiterhin, dass diese Anrechenbarkeit im Falle der Wohngebäude auf den Strombedarf für Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung, Kühlung und diesbezügliche Anwendungen begrenzt wird. Im Sinne einer realitätsnahen Bewertung spricht sich der BDEW für eine zusätzliche Anrechnung der Nutzerstrombedarfe im Gebäude aus. Diesen Weg öffnen auch die unverbindlichen Leitlinien der EU-Kommission für die Umsetzung der EPBD. Diese schlagen im Sinne spezifischer Kompensationsregeln auch die Berücksichtigung von Strombedarfen vor, die abseits der technischen Ausstattung anfallen.

§ 56 Gebäudeautomatisierung und -steuerung

Nach der im Eckpunktepapier angekündigten „Abschaffung“ wurden die Vorgaben zur Gebäudeautomatisierung und -steuerung (wieder) aufgenommen und setzen damit die EPBD-Vorgaben für Nichtwohngebäude um. Die nationale Umsetzung erachtet der BDEW als Turbo für die technische Effizienz von Nichtwohngebäuden mit leistungsstarker Anlagentechnik – auch die Absenkung der Schwellenwerte auf 70 kW hebt die richtigen Potenziale. Insgesamt schaffen die Vorgaben die Voraussetzungen für einen effizienteren, datenbasierten Anlagenbetrieb über den gesamten Lebenszyklus des Gebäudes.

Für bisher nicht adressierte Wohngebäude mit ähnlich leistungsstarker Anlagentechnik schlägt der BDEW einen entsprechenden Prüfauftrag im zukünftigen GModG vor.

§ 82 Energieverbrauchsausweis

§ 82 GModG-E Absatz 1 Satz 2 stellt eine in der Praxis nicht umsetzbare Forderung auf: Die monatliche Verbrauchserfassung über alle Endenergieträger ist in Wohngebäuden nur mit sehr hohem Aufwand möglich und stellt eine hohe zusätzliche bürokratische Belastung dar. Er sollte daher wie folgt formuliert werden: „Der Endenergieverbrauch ist nach Energieträgern differenziert mindestens über [24] Monate zu erfassen.“

§ 88b Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen, Bericht

Die im Zuge der nationalen EPBD-Umsetzung zukünftig erforderliche Berechnung und Ausweisung des Treibhausgaspotenzials über den Lebenszyklus aller Neubauten – spätestens ab 2030 – ist aus Sicht des BDEW aufgrund der Berücksichtigung grauer Energie ein wichtiger Hebel für den Klimaschutz. Für die Berechnung verweist der Regierungsentwurf auf die noch nicht verfügbare DIN SPEC 91606, die der BDEW daher inhaltlich zum jetzigen Zeitpunkt nicht bewerten kann.

Der BDEW sieht das Treibhausgasminderungspotenzial insbesondere abhängig von der Verwendung unterschiedlicher Baustoffe, da die technische Gebäudeausstattung – maßgeblich für die Evaluation der Betriebsphase – bereits über das Ökodesign bzw. zukünftig das ESPR reguliert wird und Effizianz Anforderungen erfüllt werden müssen. Für eine unbürokratische Bewertung der gesamten Betriebsphase schlägt der BDEW daher vor, energetische Pauschalfaktoren heranzuziehen, die die fortschreitende Dekarbonisierung über die 50-jährige Betrachtung vorausschauend abbilden. Zudem sind die Versorgungsoptionen zukünftiger Nullemissionsgebäude in der Betriebsphase vordefiniert und der Emissionshandel reizt die Bereitstellung und den Einsatz dekarbonisierter Energieträger zunehmend an. Aus Sicht des BDEW besteht damit kein zusätzlicher Regulierungsbedarf.

§ 106 Solarenergie in Gebäuden

Die Neuregelung setzt die entsprechende EPBD-Anforderung 1:1 um, die im Zuge des REPowerEU-Pakets Eingang in den EPBD-Novellierungsprozess fand. Auch aufgrund einer zunehmenden Zahl verschiedener deutschlandweiter Regelungen, die zu einem regulatorischen

Flickenteppich führen, begrüßt der BDEW die mit § 106 vorgenommene bundesweite Vereinheitlichung der Ausstattungsstandards. Folgerichtig ist ebenso, die Härtefallregelung im Falle technischer oder wirtschaftlicher Unmöglichkeit wie vorgeschlagen auszuformulieren.

3.3 Artikel 4 Weitere Änderung des Gebäudemodernisierungsgesetzes zum 1. Januar 2030

§ 10 Grundsatz und Nullemissionsgebäude

Das in der EPBD verankerte Zielbild eines europäischen „Nullemissionsgebäudes“, das die Rahmenanforderungen an neue und grundlegend sanierte Gebäude in der EU zukünftig harmonisieren soll und im Regierungsentwurf zur nationalen Umsetzung enthalten ist, bietet aus Sicht des BDEW einen wesentlichen Mehrwert. Mit der ohne weitergehende Anforderungen vorgeschlagenen nationalen Übernahme werden ab dem Jahr 2030 europaweit einheitliche Verpflichtungen zur Nutzung Erneuerbarer Energien sowie die Vermeidung von Vor-Ort-Emissionen vorbehaltlich technischer bzw. wirtschaftlicher Härtefallregelungen eingeführt. Letztere sollten nach Auffassung des BDEW allerdings noch klar in das Gesetz aufgenommen werden.

Ebenfalls positiv bewertet der BDEW den offensichtlichen Verzicht des in den unverbindlichen EPBD-Leitlinien vorgeschlagenen kilowattstundenscharfen Kompensationsprinzips für zukünftig mögliche restfossile Anteile.

3.4 Artikel 5 Änderung des Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetzes

Vor dem Hintergrund der neuen Regelungen des GModG-E für die Heizungsmodernisierung zielt die Änderung des Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetzes (CO₂KostAufG) darauf ab, die Regelungen zur Aufteilung der Betriebskosten für Wohnraummietverhältnisse bei Einbau und Betrieb einer mit Gas, Heizöl oder Flüssiggas beschickten Heizungsanlage zur Stärkung des Mieterschutzes zu erweitern.

Das CO₂KostAufG richtet sich primär an Vermieter und Mieter, legt aber auch für die Brennstoff- und Wärmelieferanten Informationspflichten fest, die bei Erstellung der Rechnungen berücksichtigt werden müssen. In diesem Zusammenhang ist die Energiewirtschaft insbesondere von der Ausweitung der Informationspflicht in § 3 um eine neue Nummer 6 betroffen, wonach im Fall der Belieferung eines Wohngebäudes mit einer Heizungsanlage nach § 43 Abs. 1 GModG-E der Preisbestandteil für die verpflichtend anteilig zu nutzenden Brennstoffe auszuweisen ist. Die im Entwurf zum GModG-E vorgesehene Pflicht zur Aufteilung der Kosten zwischen Vermieter und Mieter darf den mit dem neuen Gesetz politisch angestrebten, technologieoffenen Entscheidungsspielraum nicht einengen.

Im Folgenden werden Vorschläge des BDEW für die Ausgestaltung der Informationspflicht sowie der Kostenverteilung zwischen Vermieter und Mieter formuliert.

Grundsätzlich führen immer mehr Rechnungsangaben und die Verlagerung von Aufteilungsproblematiken in energiewirtschaftliche Regelungen zu hohem zusätzlichem Bürokratieaufwand und schaden der Transparenz der Abrechnung, da immer mehr Inhalte aufgeführt werden müssen. Es sollte sich daher um Ausnahmen handeln und keine Übertragung auf andere Energieträger oder Abrechnungsvorgaben erfolgen.

§ 2 CO₂KostAufG – Anwendungsbereich

In Absatz 4 sollte eine Klarstellung aufgenommen werden, dass nur Wärmelieferungen an Einzelgebäude oder Gebäudenetze im Sinne von § 3 Abs. 1 Nr. 9 GModG-E von der Aufteilung der Kosten der nach § 43 Abs. 1 GModG-E verpflichtend anteilig zu nutzenden Brennstoffe betroffen sind.

§ 3 CO₂KostAufG - Informationspflicht bei der Lieferung von Brennstoffen oder Wärme

Bei der Ausgestaltung der Informationspflichten ist darauf zu achten, dass es nicht Aufgabe des Brennstoff- oder Wärmelieferanten sein kann, dem Kunden einen individuell zugeschnittenen GModG-konformen Liefervertrag anzubieten. Der Brennstofflieferant bietet prozentuale Beimischungen an, die die GModG-Kriterien nach § 43 Abs. 1 und 2 GModG-E grundsätzlich erfüllen. Die Auswahl der erforderlichen prozentualen Beimischung des Liefervertrages und die Einhaltung von Fristen der Bio-Treppe liegen allein in der Verantwortung des Kunden. Ebenso ist es sehr wichtig, dass die geplanten Informationspflichten einfach, verständlich und unbürokratisch umgesetzt werden. Dabei ist darauf zu achten, dass keine Detailaufschlüsselung der jeweiligen Preisbestandteile in Beschaffung, Vertrieb etc. Einzug hält, sondern rein informatorische Werte genannt werden. Dies ist auch im Hinblick auf den Verbraucherschutz wichtig, damit die Rechnung verständlich und nachvollziehbar für die Endkunden ist.

Es sollte sichergestellt sein, dass die reine Bestätigung der gesetzlichen Pflichten genügt, d. h. das heutige Verfahren der Abrechnung weiterverwendet werden kann.

§ 96 Abs. 4 GModG-E sieht eine neue Informationspflicht für die Brennstofflieferanten im Hinblick auf die Erfüllung der Pflichten nach § 43 GModG-E vor. Das GModG-E richtet sich vorrangig an die Heizungsbetreiber und nicht an den Brennstofflieferanten. Diese Informationspflicht sollte konsequenterweise aus dem GModG-E herausgenommen und in § 3 des CO₂KostAufG überführt werden.

§ 3 Absatz 1 könnte wie folgt ergänzt werden:

„7. im Fall der Belieferung eines Gebäudes, in dem auch Wohnraum vermietet wird, und das durch eine Heizungsanlage nach § 43 Absatz 1 des Gebäudemodernisierungsgesetzes mit Wärme oder Wärme und Warmwasser versorgt wird,

- b) den Energiegehalt des gelieferten oder zur Wärmeerzeugung eingesetzten verpflichtend anteilig zu nutzenden Brennstoffs nach § 43 Absatz 1 des Gebäudemodernisierungsgesetzes in Kilowattstunden und**
- b) die Bestätigung, dass bei Biomethan die Anforderungen des § 22 Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 GModG und bei biogenem Flüssiggas die Anforderungen des § 22 Absatz 1 Satz 2 Nummer 3 GModG oder die Anforderungen der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung eingehalten werden.“**

Darüber hinaus sind im Rahmen des Gesetzes weitere Details zur Bestimmung und Ausweisung des Preisbestandteils nach Nummer 6 festzulegen, um eine möglichst einheitliche und rechtssichere Umsetzung der Informationspflicht ohne Wettbewerbsverzerrung zu erreichen.

Insbesondere ist in Absatz 3 ein Satz 2 zu ergänzen, der die Rechenregel für den Preisbestandteil des Brennstoffs der Bio-Treppe festlegt:

„Der nach Absatz 1 Nummer 6 auszuweisende Preisbestandteil für die gelieferte oder zur Wärmeerzeugung eingesetzte Brennstoffmenge ergibt sich durch Multiplikation des Energiegehaltes der gelieferten oder zur Wärmeerzeugung eingesetzten verpflichtend anteilig zu nutzenden Brennstoffmenge nach § 43 Absatz 1 des Gebäudemodernisierungsgesetzes mit dem zum Zeitpunkt der Lieferung maßgeblichen Differenzpreis dieses Brennstoffs zum Regelbrennstoff (Erdgas, Heizöl, Flüssiggas) zuzüglich der auf diesen Betrag anfallenden Umsatzsteuer.“

Kleine KWK-Anlagen werden auch in Gebäudenetzen betrieben und können Teil einer Heizungsanlage bilden, die den Anforderungen nach § 43 Abs. 1 GModG-E und demzufolge auch der Informationspflicht nach Absatz 1 Nr. 6 unterliegt.

§ 3 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 sollte deshalb wie folgt erweitert werden:

„2. im Fall der Wärmeerzeugung in einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage die Zuordnung der Brennstoffemissionen **und der nach § 43 Absatz 1 des Gebäudemodernisierungsgesetzes verpflichtend anteilig zu nutzenden Brennstoffmenge für die Erzeugung der Wärme entsprechend der Zuordnungsregel nach Anhang 1 Teil 3 der Zuteilungsver-**

ordnung 2020 vom 26. September 2011 (BGBl. I S. 1921), die durch Artikel 2 des Gesetzes vom 13. Juli 2017 (BGBl. I S. 2354) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung, vorzunehmen ist,“

Darüber hinaus müssen die weitere Methodik und die Grundlagen für die Bestimmung des Preisbestandteils bundesweit einheitlich, bürokratiearm und rechtssicher geregelt werden.

Eine einfache und transparente Lösung wäre, dass für Biobrennstoffe bzw. andere Grüngase für die Zwecke der Kostenaufteilung ein bundeseinheitlicher Jahresdurchschnittspreis analog der CO₂-Zertifikatekosten durch das Umweltbundesamt abgeleitet und zum Jahresende für die Rechnungsstellung und Kostenaufteilung im Folgejahr veröffentlicht wird. Dadurch würden, neben mehr Transparenz für die Kunden, bundesweit gleiche Bedingungen für Mieter und Vermieter gelten. Zudem müssten ansonsten Lieferanten Einblick in ihre Beschaffungsstrategie geben, indem sie die realen Beschaffungskosten für die Zertifikate angeben. Die gleichen Überlegungen hatten im BEHG dazu geführt, dass der Preis für die CO₂-Zertifikate ab Start der Handelsphase nicht mehr als Preisbestandteil aufgeführt werden muss, sondern Teil der Beschaffungskosten wird und stattdessen ein vom UBA ermittelter Durchschnittspreis die Basis für die CO₂-Kostenaufteilung ist. Den Biogas-Anteil über einen UBA-Index darzustellen, ist notwendig, da dies über die realen Beschaffungskosten aus Gründen des Wettbewerbsschutzes nicht möglich ist. Ebenso wäre eine Differenzbildung nicht kunden-, sondern nur portfoliobezogen möglich. Eine einzelkundenscharfe, ex post ermittelte Differenzpreismethode kollidiert in der Praxis mit Preisgarantie-/Fixpreisprodukten, weil die maßgeblichen Werte regelmäßig erst nachträglich bzw. periodisiert vorliegen. Das würde den Charakter einer echten Preisgarantie entwerten und läuft damit dem Kundenbedürfnis nach planbaren Preisen entgegen. Ein bundeseinheitlicher, vorab veröffentlichter UBA-Jahresdurchschnittspreis als Default ist deshalb nicht nur operativ/wettbewerblich notwendig, sondern auch aus vertrags- und kundenbezogener Sicht erforderlich, um die Informationspflicht abrechnungssicher umzusetzen. Perspektivisch könnte eine optionale Differenzierung nach Brennstoffen (Biomethan/biogenes Flüssiggas/Bio-Öl/Wasserstoff) vorgesehen werden, da der Bedarf je nach Ausgestaltung der Quote entstehen kann. Berechnungszeitraum und Veröffentlichungszeitpunkt (für das Folgejahr) müssen im Gesetz oder untergesetzlich klar geregelt werden. Dabei sollte eine ausreichende Frist gesetzt werden und im Gleichklang die Veröffentlichungsfrist des UBA nach § 34 Abs. 2 CO₂KostAufG verlängert werden. Die Frist ist mit Blick auf die im Abrechnungssystem vorzunehmenden Anpassungen und Tests zu kurz bemessen und sollte 8 Wochen betragen.

Dieser Preis würde sich offensichtlich an den Erfüllungskosten der noch zu regelnden Grüngasquote orientieren müssen. Im Idealfall gibt es künftig einen marktbasieren Jahresdurchschnittspreis für Grüngaszertifikate. Dafür müssten diese aber wie CO₂-Zertifikate an einem

Marktplatz gehandelt werden dürfen. Ggf. wäre hierbei auch in Abhängigkeit der Ausgestaltung der Grüngasquote eine Differenzierung nach den Brennstoffen Biomethan, biogenes Flüssiggas, Bio-Öl und Wasserstoff vorzusehen.

Des Weiteren sollte im CO₂KostAufG (auch für die Ermittlung der Kosten für CO₂-Zertifikate) für gasförmige Brennstoffe der Brennwert und nicht mehr der Heizwert als Grundlage der Berechnungen dienen. Dies entspricht dem üblichen Standard bei Abrechnungen und vermeidet unnötige Umrechnungen. Zudem werden Kunden nicht verunsichert, wenn zwei verschiedene Werte für den Energieinhalt verwendet werden.

§ 4 CO₂KostAufG - Maßgeblicher Zertifikate-Preis

Vor dem Hintergrund der jüngsten Änderungen von Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) und Brennstoffemissionshandelsverordnung (BEHV) ist eine Anpassung des maßgeblichen Preises der Emissionszertifikate für das Jahr 2027 angezeigt, um eine Kohärenz der Regelwerke und hierbei insbesondere mit § 16 Abs. 3 BEHV herzustellen:

„3. ab dem Jahr 2027: Dem mengewichteten Durchschnittspreis der Versteigerungen von Emissionszertifikaten nach § 10 Absatz 1 des ~~Brennstoffemissionshandelsgesetzes im Zeitraum vom 1. Juli bis zum 30. November des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres~~ Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes in dem jeweils vorletzten vorangegangenen Quartal.“

Der BDEW setzt sich bereits seit längerem für eine Fortführung des Preiskorridors im nationalen Brennstoffemissionshandel (nEHS) im Jahr 2027 ein. Sollte sich die Bundesregierung dazu entscheiden, den Preiskorridor im Jahr 2027 fortzuführen, wäre Nr. 2 entsprechend auf das Jahr 2027 und ggf. auch die Folgejahre auszuweiten und die Regelung nach Nr. 3 zu streichen.

Darüber hinaus sollte die Frist nach Absatz 3 für die Veröffentlichung des Durchschnittspreises für EU-Zertifikate durch das Umweltbundesamt auf seiner Internetseite im Einklang mit der Fristenregelung des Absatz 2 spätestens bis zum Jahresende des Berichtsjahres und nicht erst bis zum 31. März des folgenden Kalenderjahres erfolgen.

§ 8 CO₂KostAufG - Aufteilung der Kohlendioxidkosten und Erstattungsanspruch bei Nichtwohngebäuden

Mieter in Nichtwohngebäuden dürfen nicht gegenüber Mietern in Wohngebäuden benachteiligt werden. Auch für Mieter in Nichtwohngebäuden, die sich selbst versorgen, muss eine anteilige Erstattung der Netzentgelte und der zusätzlichen, durch die Biotreppe ausgelösten Brennstoffkosten vorgesehen werden.

§ 8 Abs. 2 sollte wie folgt geändert werden:

„(2) Versorgt sich der Mieter selbst mit Wärme oder Warmwasser, so hat der Vermieter dem Mieter 50 Prozent der Kohlendioxidkosten und der Kosten für verpflichtend anteilig zu nutzende Brennstoffe nach § 43 Absatz 1 des Gebäudemodernisierungsgesetzes sowie der Netzentgelte zu erstatten; § 6 Absatz 2 ~~Satz 2 bis 4~~ und Absatz 3 gilt entsprechend.“

Außerdem ist Absatz 3 wie folgt zu ergänzen:

„(3) Der Vermieter berechnet die auf den oder die Mieter im Gebäude entfallenden Kohlendioxidkosten, die Kosten für verpflichtend anteilig zu nutzende Brennstoffe nach § 43 Absatz 1 des Gebäudemodernisierungsgesetzes und Netzentgelte, indem er die im Abrechnungszeitraum für das Gebäude angefallenen Kohlendioxidkosten, die Kosten für verpflichtend anteilig zu nutzende Brennstoffe nach § 43 Absatz 1 des Gebäudemodernisierungsgesetzes und Netzentgelte ermittelt und den gemäß Absatz 1 auf den Vermieter entfallenden Teil abzieht. Der Vermieter berechnet sodann den auf den einzelnen Mieter entfallenden Anteil an den Kohlendioxidkosten, den Kosten für verpflichtend anteilig zu nutzende Brennstoffe nach § 43 Absatz 1 des Gebäudemodernisierungsgesetzes und den Netzentgelten gemäß der Vereinbarung zwischen Vermieter und Mieter über die Verteilung der Heiz- und Warmwasserkosten auf Grundlage der §§ 6 bis 10 der Verordnung über Heizkostenabrechnung. § 7 Absatz 3, ~~und 4~~ und 5 gilt entsprechend.“

§ 9 CO₂KostAufG - Beschränkungen bei energetischen Verbesserungen

Sofern öffentlich-rechtliche Vorgaben einer wesentlichen energetischen Verbesserung des Gebäudes oder einer wesentlichen Verbesserung der Wärme- und Warmwasserversorgung des Gebäudes entgegenstehen, ist gemäß aktueller Rechtslage der prozentuale Anteil, den der Vermieter an den Kohlendioxidkosten zu tragen hätte, um die Hälfte zu kürzen.

Die Argumente für diese Beschränkung sind auf den Brennstoffeinsatz im Rahmen der Biotreppe gleichermaßen anwendbar. Die Regelung sollte demzufolge nicht nur für die CO₂-Kostenaufteilung, sondern auch für die anteilige Erstattung der Netzentgelte und der Biobrennstoffkosten gelten.

§ 9 Abs. 1 Satz 1 sollte wie folgt ergänzt werden:

*„Sofern öffentlich-rechtliche Vorgaben einer wesentlichen energetischen Verbesserung des Gebäudes oder einer wesentlichen Verbesserung der Wärme- und Warmwasserversorgung des Gebäudes entgegenstehen, ist der prozentuale Anteil, den der Vermieter an den Kohlendioxidkosten **und den Kosten für verpflichtend anteilig zu nutzende Brennstoffe nach § 43 Absatz 1 des Gebäudemodernisierungsgesetzes und den Netzentgelten** nach § 5, **5a**, 6, 7 oder 8 zu tragen hätte, um die Hälfte zu kürzen.“*

3.5 Artikel 6 Änderung des Bürgerlichen Gesetzbuches

Mit Artikel 6 werden die Verweise des Gebäudemodernisierungsgesetzes auf die Regelungen im BGB aktualisiert, die Mieterhöhungen durch Modernisierungen betreffen.

Im Zuge dessen sollte gleichzeitig die gegenwärtig noch existierende Vergangenheitsbetrachtung in § 556c BGB durch einen zukunftsgerichteten Gesamtmietenvergleich (Summe aus Kaltmiete und Neben-/Betriebskosten) zwischen den klimafreundlichen Erfüllungsoptionen des zukünftigen GModG ersetzt werden. Überdies muss die WärmeLV so an die gegenwärtige Situation angepasst werden, dass ein Wettbewerbsgleichgewicht zwischen den verschiedenen klimaneutralen Heizungsoptionen hergestellt wird. In jedem Fall sind § 556c BGB und Wärmelieferverordnung nicht mehr zeitgemäß und die ursprünglich angedachte Wirkung muss angesichts der für alle Heizungsoptionen gleichermaßen geltenden Klimaschutzziele spätestens jetzt hinterfragt werden.

Die derzeitige Kostenneutralitätslogik in § 556c BGB in ihrer bestehenden Form ist aktuell das wesentliche strukturelle Hemmnis für den Ausbau klimaneutraler Wärmenetze.

WärmeLV-Reform muss synchron zum GModG erfolgen. Der Vergleichsmaßstab sollte auf erneuerbare Zukunftslösungen umgestellt werden. Der Mieterschutz muss dabei zwingend mitgedacht werden.

Die Grundlage zur Weitergabe der Betriebskosten an die Mieter in § 556c BGB sollte weiterentwickelt werden. Maßgeblich ist, dass künftig nicht nur auf die Betriebskosten, sondern stärker auf die zu erwartende Gesamtmiete abgestellt wird. Erst eine solche Anpassung im BGB würde es ermöglichen, auch die WärmeLV entsprechend fortzuentwickeln und die gewerbliche Wärmelieferung näher an die Logik der Heizungsmodernisierung heranzuführen und dabei auch auf andere Optionen der Heizungsmodernisierung zu erweitern.

Ziel wäre es, bei Bestandsgebäuden eine Erhöhung der Gesamtmiete zuzulassen, zugleich aber einen passenden Umlagedeckel für die Summe aus Kaltmietenerhöhung und Betriebskostenerhöhung vorzusehen. Auf diese Weise könnte ein Wettbewerbsgleichgewicht zwischen den am jeweiligen Standort verfügbaren klimaneutralen Heizungsoptionen hergestellt werden und gleichzeitig diejenige Größe gezielt in den Blick genommen werden, die für Mieter entscheidend ist: die Änderung der Gesamtmiete.

Anknüpfend an die bisherige Regelung für Heizungsmodernisierungen in Eigenregie des Vermieters, die auf die Kaltmiete abstellt (0,50 € pro Quadratmeter pro Monat), wird vorgeschlagen, eine entsprechende Option auch für die gewerbliche Wärmelieferung einzuführen.

Die Betrachtung der zu erwartenden Gesamtmiete muss bereits in die Formulierung des § 556c BGB Eingang finden, um auch eine entsprechende Änderung der WärmeLV zu ermöglichen.

3.6 Artikel 7 Änderung des Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz

Der neue Entwurf des GEIG stellt aus Sicht des BDEW eine gute Grundlage zur Weiterentwicklung eines praxistauglichen Hochlaufs der Elektromobilität in Deutschland dar.

Insbesondere begrüßt der BDEW, dass entsprechend des Masterplans Ladeinfrastruktur 2030 der Bundesregierung die Möglichkeiten zur Flexibilisierung und zum Pooling beibehalten werden. Dies sind zentrale Erfolgsfaktoren des aktuellen Ausbaus des Ladeangebots.

Hinweisen möchten wir darauf, dass der Begriff des Nichtwohngebäudes u. U. bislang nicht hinreichend klar definiert ist. Es sollte ausdrücklich geregelt werden, dass Tankstellen sowie vergleichbare verkehrsbezogene Infrastrukturen nicht unter den Begriff des Nichtwohngebäudes fallen.

§ 10 Bestand

Während die Frist zur Umsetzung für private und gewerbliche Akteure bis zum 01.01.2027 ambitioniert, aber grundsätzlich angemessen ist, wird der öffentlichen Hand eine deutlich längere Frist bis zum 01.01.2033 eingeräumt. Diese Differenzierung ist nicht nachvollziehbar und sollte entfallen. Gerade die öffentliche Hand sollte beim Errichten von Ladepunkten mit gutem Beispiel vorangehen.

Die in § 10 Abs. 3 vorgesehene Beibehaltung der Möglichkeit, Ladepunkte im Rahmen von Pooling-Lösungen bereitzustellen, wird ausdrücklich begrüßt. Eine Ausweitung dieser Flexibilisierungsoptionen auch für Wohngebäude (mind. ab 20 Stellplätzen) wäre darüber hinaus wünschenswert, um insbesondere Quartierslösungen zu erleichtern.

Die in § 10 Abs. 4 vorgesehene Möglichkeit, die Anforderungen über gebündelte öffentlich zugängliche Ladepunkte zu erfüllen, ist grundsätzlich positiv zu bewerten, da eine Flexibilisierung der Erfüllungsoptionen ermöglicht wird, indem die gesetzlichen Anforderungen alternativ auch über eine insgesamt bereitgestellte Ladeleistung öffentlich zugänglicher Ladepunkte erfüllt werden können. Dies schafft die notwendige Flexibilität für einen bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau der Ladeinfrastruktur.

Insbesondere im Büro- und Retail-Bereich können dadurch vergleichsweise wenige leistungsstarke DC-Ladepunkte anstelle einer unverhältnismäßig hohen Anzahl an Vorverkabelungen bzw. einer starren Anzahl an Ladepunkten errichtet werden. Für die gesetzliche Umsetzung ist jedoch entscheidend, die Anforderungen stärker nach der Gebäudenutzung zu differenzieren. Während bei Neubau-Wohngebäuden Vorverkabelungen und Vorbereitungen weiterhin sinnvoll und notwendig sind, bestehen im Bereich des Arbeitsplatzladens oder Retail deutlich andere Nutzungsprofile und Anforderungen. Eigentümer von Nicht-Wohngebäuden sollten in diesem Fall nicht verpflichtet werden, zusätzliche Stellplätze mit Vorverkabelung auszustatten. Die zugrunde gelegte Leistungsgröße von 1,1 kW je Stellplatz wird als geeignet angesehen.