

Berlin, 11. Mai 2026

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

## Stellungnahme

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

Versionsnummer: E 1.0

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**

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Executive Summary / Zusammenfassung der Kernpositionen</b> .....	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Die Positionen des BDEW im Einzelnen</b> .....	<b>8</b>
3.1	Artikel 1 Änderung des Gebäudeenergiegesetzes und Umbenennung in Gebäudemodernisierungsgesetz .....	8
3.2	Artikel 2 Änderung des Gebäudemodernisierungsgesetzes .....	14
3.3	Artikel 4 Weitere Änderung des Gebäudemodernisierungsgesetzes zum 1. Januar 2030 .....	19
3.4	Artikel 5 Änderung des Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetzes .....	19
3.5	Artikel 6 Änderung des Bürgerlichen Gesetzbuches .....	25
3.6	Artikel 7 Änderung des Gebäudeelektromobilitätsinfrastrukturgesetz.....	26

## 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 RefE des GModG wichtige Schritte für einfachere und praxistauglichere Regelungen insbesondere bei der Heizungsmodernisierung zu gehen. Damit wird eine Hauptforderung des BDEW erfüllt.

Allerdings bestehen hinsichtlich einer echten Planungs- und Investitionssicherheit für die Energiewirtschaft noch offene Punkte:

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 so genannten „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.

Grüngasquote bzw. Biotreppe können zu einer steigenden Nachfrage nach Biomethan führen. Aus energiewirtschaftlicher Sicht fehlt aber eine stringente Biomethan- oder auch Grüngasstrategie, die erschließbare Potenziale und Nutzungsoptionen benennt, belastbare Bedingungen bzw. Regeln für ausreichendes Angebot sowie Investitionssicherheit 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 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 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 Referentenentwurf zum Gebäudemodernisierungsgesetz muss daher unbedingt auch mit der Novellierung des Wärmeplanungsrechtes harmonieren. 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 Referentenentwurfs 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.

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 hinweisen. So können etliche Regelungsvorschläge – gerade was die Auswirkungen der umfassenden Änderungen der energetischen

Bilanzierung von Gebäuden betrifft – nicht in ausreichendem Maße auf ihre Konsistenz und Praxistauglichkeit sowie mögliche Folgewirkungen überprüft werden. Wir fordern die Bundesregierung erneut auf, für angemessene Konsultationsfristen zu sorgen und den Dialog mit den betroffenen Stakeholdern ernst zu nehmen.

Die Beteiligung von Ländern und Verbänden im Rahmen von Gesetzgebungsverfahren ist keine reine Förmlichkeit, sondern Teil des demokratischen Meinungsbildungsprozesses. Die Folgen gesetzlicher Regelungen verlässlich abzuschätzen, ist wichtig, um gesellschaftliche und wirtschaftliche Prozesse politisch steuern zu können. In diesem Zusammenhang ist es unverzichtbar, dass Fachleute und Betroffene sich frühzeitig über ihre Einschätzungen austauschen. Hierdurch erhalten die beteiligten Ministerien bei der Erarbeitung der Gesetzes- und Verordnungsentwürfe und im Anschluss der Gesetzgeber, das Parlament bzw. der Bundesrat eine bessere Grundlage für ihre Entscheidungen.

**Ungeachtet dessen begrüßt der BDEW, dass im vorliegenden Entwurf des GModG-E bereits eine Reihe von Hinweisen und Anregungen aus der Energiewirtschaft 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 einzahlen. 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.
- › 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 CO<sub>2</sub>-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 Gebäudemoder- nisierungsgesetz

##### § 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. Die Begriffe erneuerbarer bzw. kohlenstoffarmer Wasserstoff sollten entsprechend im fortlaufenden Gesetz angepasst werden.

Sofern dennoch an einer Einordnung über Farben festgehalten wird, sollte sichergestellt werden, dass für orangefarbenen und türkisfarbenen Wasserstoff dieselben THG-Minderungsanforderungen gelten wie für blauen und grünen Wasserstoff, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden und ein einheitliches Ambitionsniveau sicherzustellen.

### **§ 3 Abs. 4: Biomasse**

§ 3 Abs. 4 Buchstabe c ist zu streichen. Die Regelung verweist nur auf die RL (EU) 2023/2413, die keine unmittelbare Anwendung im nationalen Recht findet und damit für Gebäudeeigentümer nicht umsetzbar ist. Erforderlich ist noch ein Umsetzungsakt, der insbesondere die Anforderungen konkretisiert und die erforderliche Nachweisführung und ggf. Zertifizierung der betroffenen Biomasse-Brennstoffe regelt.

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 vereinfachten europäischen Handelssystems. Ziel muss es sein, dass genügend Kapazitäten für die verpflichtenden Mengen bereitgestellt werden können. Eine notwendige Abschätzung der Wirkung der jetzt im GModG-E eingebrachten Vorschläge ist ohne diese Voraussetzungen kaum realistisch möglich.

### **§ 9a GModG-E, Evaluationsklausel**

Der Gesetzesentwurf sieht die Streichung von § 72 Abs. 4 GEG vor, demzufolge Heizkessel längstens bis zum Ablauf des 31. Dezember 2044 mit fossilen Brennstoffen betrieben werden dürfen. Es wird in § 9a GModG-E eine Evaluationsklausel statt dem konkreten Dekarbonisierungsziel bis 2045 eingeführt.

Der BDEW schlägt vor, im Rahmen der Evaluierung nicht nur den Beitrag zur Erreichung der (sektoralen) Klimaschutzziele für den Gebäudesektor, sondern auch die allgemeine Vereinbarkeit der Regelungen mit den nationalen Klimaschutzzielen nach § 3 Bundes-Klimaschutzgesetz zu überprüfen. Dies betrifft sowohl das Ziel einer Verminderung der nationalen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2040 um 88 Prozent als auch das Ziel der Klimaneutralität 2045.

Der vorgelegte Entwurf zeigt nicht auf, wie die Absenkung der Anforderungen an die Nutzung von erneuerbaren Energien bzw. unvermeidbarer Abwärme nach § 71 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.

§ 9a sollte wie folgt ergänzt werden:

*„Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und das Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen werden die Regelungen der Teile 2, 3, 4 und 6 im Jahr 2030 im Hinblick auf ihren Beitrag zur Erreichung **der nationalen Klimaschutzziele nach § 3 Bundes-Klimaschutzgesetz und** der Klimaschutzziele für den Gebäudesektor evaluieren und nach Maßgabe der Ergebnisse innerhalb von sechs Monaten nach Abschluss der Evaluierung einen Vorschlag für eine Weiterentwicklung der Klimaschutzmaßnahmen im Gebäudesektor vorlegen.“*

Hier wäre 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.

#### **§§ 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 müssen 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 CO<sub>2</sub>-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 Massebilanzverfahren 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 und 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.

### **§ 45 Abs. 1 Nr. 3 GModG: Verweis auf die EU Deforestation Regulation (EUDR – EU 2023/1115)**

Nach § 45 Abs. 1 Nr. 3 sollen Gebäudeeigentümer beim Einbau einer Holzheizungsanlage gewährleisten, dass die eingesetzten Brennstoffe die Vorgaben der EUDR einhalten. Diese Verpflichtung ist nicht umsetzbar und deshalb zu streichen. Nach den im Dezember 2025 vorgenommenen Vereinfachungen der EUDR ist nur noch der Erstinverkehrbringer von Holz verpflichtet, die Sorgfaltspflicht zu erfüllen und dem ersten nachgelagerten Abnehmer

entsprechende Nachweise bereitzustellen. Diese wiederum müssen aber keine Nachweise mehr an ihre Abnehmer weiterreichen. Nachgelagerte Brennstoffhändler haben demnach – anders als bisher in der EUDR vorgesehen – keinen Rechtsanspruch, entsprechende Nachweise zu erhalten, auf deren Basis sie Anlagenbetreibern entsprechende Zusicherungen machen könnten. Diese für den Gebäudeeigentümer nicht erfüllbare Pflicht würde damit zu einem faktischen Betriebsverbot für neue Holzheizungsanlagen führen. Aus diesem Grund ist § 45 Abs. 1 Nr. 3 zu streichen.

## **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, könnte ein Verweis auf die Biomassestromnachhaltigkeitsverordnung eingeführt werden. Über den Verweis sollte geregelt werden, dass anstelle der Einhaltung der Kriterien nach § 22 GModG-E auch fakultativ die Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen, einschließlich der Treibhausgasminimierungsanforderung §§ 4 bis 6 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung nachgewiesen werden darf.

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, CO<sub>2</sub>-Preis) und ggf. anzupassen.

## **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. Anlage1, 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 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 in der äußerst knapp bemessenen Stellungnahmefrist nicht möglich. Die Erstbewertung im Einzelnen:

### **Primärenergiefaktor Biomethan**

Es sollte jedoch eine Möglichkeit geschaffen werden, die große THG-Minderung / Klimaschutzwirkung von Biomethan – gerade im Zusammenhang mit GÜllennutzung – 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 vorherig 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, die Effizienz des Energieträgers im Vergleich unangemessen ausweisen und wurde in Anlage 4 mit 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 Fernwärmeausbaus 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 Pauschalisierung 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 beschritten 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 Pauschal-systems 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 Wärme-erzeugungsmethoden, insb. der Wärmepumpe und der Fern-/Nahwärme besteht. Schief-lagen 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 Referentenentwurf 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, 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 Referentenentwurf 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 Effizienzanforderungen 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 Referentenentwurf 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 Kompensationsprinzip 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 Kohlendioxidaufteilungsgesetzes (CO<sub>2</sub>KostAufG) 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 CO<sub>2</sub>KostAufG 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 beinhalten immer mehr Rechnungsangaben und die Verlagerung von Aufteilungsproblematiken in energiewirtschaftliche Regelungen 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 CO<sub>2</sub>KostAufG – 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 CO<sub>2</sub>KostAufG - 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 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 den Brennstofflieferanten. Diese Informationspflicht sollte konsequenterweise aus dem GModG-E entnommen und in § 3 des CO<sub>2</sub>KostAufG 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 Brennstoff 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 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 Zuteilungsverordnung 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 Grundlagen für die Bestimmung des Preisbestandteils bundesweit einheitlich und rechtssicher geregelt werden.

Eine einfache und transparente Lösung wäre, dass für Biobrennstoffe bzw. andere Grüngase für die Zwecke der Kostenaufteilung einen bundeseinheitlichen Jahresdurchschnittspreis analog der CO<sub>2</sub>-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 würde vermieden, dass ggf. 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 CO<sub>2</sub>-Zertifikate ab Start der Handelsphase nicht mehr als Preisbestandteil aufgeführt werden müssen, sondern Teil der Beschaffungskosten werden und stattdessen ein vom UBA ermittelter Durchschnittspreis Basis für die CO<sub>2</sub>-Kostenaufteilung ist. Den Biogas-Anteil über einen UBA-Index darzustellen ist daher notwendig, da über 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 sinnvoll, 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 CO<sub>2</sub>KostAufG 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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>KostAufG (auch für die Ermittlung der Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate) 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 2 verschiedene Werte für den Energieinhalt verwendet werden.

#### § 4 CO<sub>2</sub>KostAufG - 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 mengengewichteten 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 CO<sub>2</sub>KostAufG - 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 nutzenden 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 nutzenden 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 nutzenden 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 nutzenden 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 CO<sub>2</sub>KostAufG - 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 CO<sub>2</sub>-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 nutzenden 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 zukunftsgewandten Gesamtmietenvergleich (Summe aus Kaltmiete und Neben-/Betriebskosten) zwischen den klimafreundlichen Erfüllungsoptionen des zukünftigen GModG ersetzt werden. Über dies 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 Gebäudeelektromobilitätsinfrastrukturgesetz**

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.V. 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, wonach 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 Einzelhandel und Retail-Bereich können dadurch vergleichsweise wenige leistungsstarke DC-Ladepunkte anstelle einer unverhältnismäßig hohen Anzahl an Vorverkabelungen bzw. 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.

Allerdings wirft die zugrunde gelegte Leistungsgröße von 2,2 kW je Stellplatz Fragen hinsichtlich der Vereinbarkeit mit den Vorgaben der AFIR auf, welche eine Ladeleistung von (1,3 kW pro Fahrzeug) vorsieht. An der AFIR sollte entsprechend als bewährtem Rahmen festgehalten werden. Die derzeit vorgesehene Regelung würde zudem ggf. nahelegen, für zehn Stellplätze je einen 22-kW-Ladepunkt zu errichten, was den Bedürfnissen vor Ort nicht unbedingt entspricht. Stattdessen müssen die Betreiber Vor-Ort-Lösungen entwickeln, die bedarfsgerecht und kundenorientiert sind.