

Berlin, 13. 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 Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umset- zung des Europäischen Gas- und Wasserstoff- Binnenmarktpakets

Regierungsentwurf BT-Drs. 21/5440 vom 25. März 2026

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

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

Inhalt

1	Zusammenfassung	5
2	Netzplanung	12
2.1	Zu §§ 16b bis 16e – Verteilernetzentwicklungspläne	12
2.1.1	Zu § 16b - Verteilernetzentwicklungspläne für Gas- und Wasserstoff; Anwendungsbereich	12
2.1.2	Zu § 16c - Erstellung von Verteilernetzentwicklungsplänen für Gas- und Wasserstoff; Zusammenarbeit	16
2.1.3	Zu § 16d - Anforderungen an Verteilernetzentwicklungspläne für Gas und Wasserstoff.....	17
2.1.4	Zu § 16e – Prüfung und Bestätigung von Verteilernetzentwicklungsplänen für Gas und Wasserstoff; Festlegungskompetenz.....	18
2.1.5	Anwendung der Verteilernetzentwicklungspläne bei Netzbetreiberwechsel:	19
2.2	Entwicklungspläne für das Wasserstoffverteilernetz und Folgeänderung in § 71k GEG:	20
2.3	Zu §§ 15a ff. – Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff	21
3	Umgang mit neuen und bestehenden Gasnetzanschlüssen	22
3.1	Zu § 17l – Anschlussstrennung im Gasbereich.....	22
3.2	Zu §§ 17 und 18 – Netzanschluss und Anschlussverweigerung	31
4	Biomethan.....	32
4.1	Zu § 17l Abs. 5 - Trennung von Netzanschlüssen von Biomethananlagen ..	33
4.2	Zu §§ 16b ff. - Gezielte Ausweisung geeigneter Gebiete für Biomethaneinspeisung	33
4.3	Zu § 17 Abs. 1a und 1b - Anschlussvorrang von Biomethan und Biogaskostenwälzung	35
5	Duldungspflichten und Kostentragung	37

5.1	Zu § 48b - Duldungspflicht für dauerhaft außer Betrieb genommene Erdgasleitungen und Einrichtungen	37
5.2	Zu § 18 Abs. 1 Satz 4 – Kosten für die Außerbetriebsetzung von Gasnetzanschlüssen	43
6	Wasserstoffmarkt und Wasserstoffinfrastrukturen	46
6.1	Zu § 1b – Grundsätze des Gas- und des Wasserstoffmarktes.....	46
6.2	Zu § 19 Abs. 2a, 3 EnWG-E - Technische Vorschriften	46
6.3	Zu § 21b Sondervorschriften für regulatorische Ansprüche und Verpflichtungen der Transportnetzbetreiber; Festlegungskompetenz	47
6.4	Zu § 28j - Anwendungsbereich der Regulierung von Wasserstoffversorgungsnetzen.....	47
6.5	Zu § 28k – Aufgaben der Betreiber von Wasserstoffnetzen, Wasserstoffspeicheranlagen, Wasserstoffterminals und Systemverantwortung	47
6.6	Zu § 28m - Zugang zu Wasserstoffspeicheranlagen.....	49
6.7	Zu § 28o - Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang zu Wasserstoffnetzen.....	52
6.8	Zu § 28s - Grundsätze der Finanzierung des Wasserstoff-Kernetzes und der Entgeltbildung	54
6.9	Zu § 28t EnWG-E - Selbstbehalt der Wasserstoff-Kernetzbetreiber	55
6.10	Zu § 28q EnWG-E Verbindungsleitungen im Wasserstofftransportnetz mit einem Mitgliedsstaat	55
6.11	Zu § 118 Abs. 6 - Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure	56
7	Gas- und Wasserstoffkennzeichnung.....	57
8	Bürokratieabbau und Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung	61
8.1	Zu § 23c - Veröffentlichungspflichten	61
8.2	Zu § 35 - Monitoring und ergänzende Informationen	61
8.3	Zu § 41c - Vergleichsinstrumente bei Energielieferungen	62
8.4	Zu § 43 – Erfordernis der Planfeststellung	63

8.5	Zu § 43b - Aktualitätsvermutung für Umweltgutachten und Planfeststellungsfristen	63
8.6	Zu § 46a - Auskunftsanspruch der Gemeinde im Konzessionsverfahren.....	64
8.7	Zu Artikel 3 - Änderung des Bundesberggesetzes.....	65
8.7.1	Zu § 54 - Zulassungsverfahren.....	65
8.7.2	Zu § 126 - Unterspeicherung	66
9	Rechtsklarheit schaffen.....	67
9.1	Zu § 114 - Verbot langfristiger Verträge über die Lieferung von fossilem Gas	67
9.2	Zu § 3 – Begriffsbestimmungen.....	69
9.2.1	Ein- und Ausspeisekapazität.....	70
9.2.2	Zu Nummer 42a „erneuerbares Gas“	70
9.2.3	Zu den entflechtungsrelevanten Nummern 10b, 10e und 10g, sowie 37, 38, 39f, 39h und 39i.....	71

1 Zusammenfassung

Die Klimaneutralitätsziele auf europäischer und nationaler Ebene erfordern eine umfassende Weiterentwicklung der Gasinfrastruktur, die dann erneuerbare und kohlenstoffarme Gase transportiert sowie mit rückläufigen Erdgasmengen umgehen kann.

Mit der Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpakets aus dem Jahr 2024 werden die **grundsätzlich erforderlichen rechtlichen Rahmenbedingungen für eine strukturierte Weiterentwicklung der Gasnetze im nationalen Recht** geschaffen.

Diese **Transformation wird aus verschiedenen Entwicklungspfaden bestehen**: Der Weiternutzung bestehender Gasnetze mit erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen, dem Bau neuer Wasserstoffleitungen und auch der dauerhaften Außerbetriebnahme von Leitungen, wo Gasanwendungen nicht mehr benötigt werden. Alle drei Pfade müssen bei der Umsetzung der europäischen Vorgaben stets mitgedacht werden.

Aufgrund der Bedeutung des Energieträgers Gas im Wärmemarkt steht die Transformation der Gasnetzinfrastruktur zugleich in enger Verbindung zu einer erfolgreichen Wärmewende. Erst mit der rechtlichen Ermöglichung der Transformation der Gasnetze werden die hinreichenden Bedingungen für eine integrierte und systemübergreifende Wärmeplanung geschaffen.

Darüber hinaus werden mit der Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpaketes die **rechtlichen Rahmenbedingungen für den Aufbau eines Wasserstoffmarktes** geschaffen. Im Gegensatz zum etablierten Erdgas-Markt existiert ein vergleichbarer Wasserstoffmarkt bislang nicht. Dessen Entwicklung befindet sich noch in einer sehr frühen Phase. Es ist daher folgerichtig, dass mit dem Regierungsentwurf der Rechtsrahmen für Wasserstoffinfrastrukturen, insbesondere Wasserstoffspeicher und eine Definition für Wasserstoffverteilernetze als notwendige Bedingungen für den Hochlauf des Wasserstoffmarktes geschaffen werden. Die bisher erhöhten Risiken von Investitionen in sich im Aufbau befindlichen Wasserstoffmarkt sowie eine daraus resultierende andere wirtschaftliche Bewertung im Vergleich zum bestehenden Erdgas-Markt sind in der Ausgestaltung des Rechts- und Regulierungsrahmens zu beachten.

Der vorliegende Regierungsentwurf enthält bereits zahlreiche wichtige Regelungen und weist in die richtige Richtung. Bei einigen zentralen Regelungsgegenständen bleibt der Entwurf aber noch hinter dem Notwendigen zurück. Hier muss der Gesetzgeber nachbessern, um eine **praxisgerechte, rechtssichere und effiziente Umsetzung** der zur Erreichung der Ziele erforderlichen Maßnahmen sicherzustellen.

Zusammenfassend bewertet der BDEW den Entwurf wie folgt:

- **Kohärente Planung wichtig**

Die neuen Regelungen zu den **Verteilernetzentwicklungsplänen** sind für die Netzbetreiber von besonderer Bedeutung und bilden die Grundlage für die Transformation der Gas- und Wasserstoffverteilernetze in der Zukunft. Wichtig ist, dass die Regelungen einen möglichst praxistauglichen und widerspruchsfreien Rahmen setzen, der Rechtssicherheit insbesondere auch für die Verteilernetzbetreiber schafft. Dafür sind Anpassungen an den vorgeschlagenen Regelungen erforderlich. Der **Beginn der Planungsverpflichtung** der Gasverteilernetzbetreiber muss durch die Einführung einer in der Praxis umsetzbaren **festen Frist** und ggf. weitere objektive Kriterien klar definiert werden. Die Einreichung der Pläne sollte zudem in einem **festen Rhythmus** zum 31. Oktober eines geraden Kalenderjahres erfolgen, um eine geordnete Abstimmung aller Infrastrukturbetreiber sicherstellen zu können.

Positiv ist, dass integrierte und regionale Entwicklungspläne für das Gas- und das Wasserstoffverteilernetz erstellt und die Pläne alle zwei Jahre aktualisiert werden können. Dafür hatte sich der BDEW eingesetzt.

- **Mehrfachplanungen vermeiden**

Die geplante Streichung des § 71k GEG im GModG-E ist zu begrüßen. Die Doppelung des im § 71k GEG vorgesehenen Fahrplans mit der Netzentwicklungsplanung im EnWG und die auf § 71k GEG basierende Festlegung der Bundesnetzagentur („FAUNA“) entfällt. Dies ist ein relevanter Beitrag zur Bürokratievermeidung.

- **Planungssicherheit für alle schaffen**

Damit die Gasnetze weiterentwickelt werden können, bedarf es Regelungen für den Umgang mit neuen und bestehenden Netzanschlüssen. Es ist daher richtig, dass Netzbetreiber zukünftig nicht mehr jeden Anschluss an ein Gasnetz realisieren müssen und auch bestehende Anschlüsse bei Vorliegen der Voraussetzungen trennen können, soweit im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff oder im Verteilernetzentwicklungsplan der langfristige Weiterbetrieb des Netzes nicht vorgesehen ist. Die Vorlaufzeiten von mindestens zehn Jahren vor der geplanten Trennung stehen dabei in einem Spannungsverhältnis mit den erforderlichen Flexibilitäten der Netzbetreiber vor Ort. Äußerst positiv ist deshalb, dass der Gesetzentwurf eine **Flexibilisierung der starren Fristen** vorsieht. Ergänzend sollte diese Flexibilisierung **technologieoffen** auch auf das Vorhandensein von Strom- und Wasserstoffinfrastruktur als alternative Versorgungsoption ausgeweitet werden. So können Ersatzinvestitionen in die Instandsetzung der Gasnetze vermieden und Netznutzer entlastet werden. Pauschale Vorgaben erschweren eine volkswirtschaftlich

effiziente und somit eine sozialverträgliche Transformation der Gasnetze erheblich. Ohne eine Flexibilisierung hätten Netzbetreiber flächendeckend nur wenige Jahre Zeit, um die Transformation vollständig zu realisieren und wären aufgrund begrenzter technischer und personeller Ressourcen in Konflikt. Eine Flexibilisierung ist zugleich notwendig, um eine kohärente Wärmeplanung zu erreichen sowie Investitionen in den Ausbau von Parallelinfrastrukturen, Ersatzinvestitionen für die Instandhaltung und den sicheren Betrieb und somit unnötige (volks-)wirtschaftliche Kosten zu vermeiden.

Hinzu kommt, dass die **Interessen der Netzbetreiber** im Gesetzentwurf nicht hinreichend berücksichtigt sind. Der Entwurf **überschreitet deren Aufgabenbereich und Zuständigkeiten erheblich**, indem er ihnen – ungeachtet bestehender Entflechtungsregelungen – die alleinige Verantwortung für die Information und Verantwortung für die Entwicklungen der Gastransformation sowie der alternativen Wärmeversorgung zuweist. Die Information und Koordinierung alternativer Versorgungsmöglichkeiten muss den Kommunen im Rahmen der Wärmeplanung sowie der kommunalen Daseinsvorsorge obliegen. Außerdem muss der politische und rechtliche Rahmen, der auf Bundes- und Landesebene gesetzt wird, zielgerichtet die Verfügbarkeit alternativer Versorgungsmöglichkeiten aktiv befördern.

Die Regelung, dass Netzbetreiber einen **Anschluss nicht trennen** dürfen, soweit zwei Jahre vor der Trennung absehbar ist, dass eine alternative Wärmeversorgungsart (doch) nicht zur Verfügung stehen wird, ist zu streichen. Sie greift unverhältnismäßig in die Rechte der Netzbetreiber ein und stellt in ihrer Pauschalität **keine angemessene Abwägung aller betroffenen Interessen und Grundrechte** dar. Eine solch kurzfristige Neuplanung erfordert erheblichen Zusatzaufwand und belastet alle Gaskunden mit zusätzlichen Kosten. Hilfsweise sollten die für die Bestätigung der jeweiligen Netzplanung zuständigen Behörden eine Entscheidungskompetenz erhalten, um auf Grundlage der Umstände des konkreten Einzelfalls die betroffenen Interessen angemessen und verhältnismäßig, ohne unnötige zusätzliche bürokratische Anforderungen abwägen zu können. Zudem müsste in jedem Fall der Weiterbetrieb des Netzes entgegen den Planungen des Netzbetriebs im Sinne einer verhältnismäßigen Ausgestaltung auf einen **maximal zulässigen Zeitraum** begrenzt werden.

Die Kommunikation, der sich aus der Transformation ergebenden Folgen kann nicht die alleinige Aufgabe der Gasnetzbetreiber sein, sondern muss gemeinsam mit den **politisch verantwortlichen Akteuren von Bund, Ländern und Kommunen** erfolgen. Insbesondere die Information und Koordinierung alternativer Versorgungsmöglichkeiten kann nicht, wie bisher vorgesehen, in der Verantwortung der Gasnetzbetreiber liegen. Der Gasnetzbetreiber darf aufgrund der Entflechtungsregelungen keine verbindliche Aussage zu einer

Alternativversorgung treffen. Dies ist bei der Ausgestaltung der Trennungsregelungen noch nicht hinreichend berücksichtigt worden und muss dringend nachgebessert werden.

- **Planungs- und Investitionssicherheit für Biomethan schaffen**

Biomethan ist ein wichtiger Baustein, um die nationalen und internationalen Klimaziele zu erreichen. Erforderlich ist daher eine Regelung, die gezielt **Planungssicherheit** und eine langfristige Perspektive für die Erzeugung und Einspeisung von Biomethan schafft. Der BDEW schlägt deshalb die Möglichkeit zur **Ausweisung von Biomethanetzgebieten** in den Verteilernetzentwicklungsplänen sowie dem Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff vor. Dies ermöglicht es den Netzbetreibern, die Weiterentwicklung ihrer Netze wirtschaftlich zu planen und umzusetzen. Gleichzeitig schaffen ausgewiesene Biomethanetzgebiete langfristige Planungs- und Investitionssicherheit sowohl für Bestands- als auch für Neuanlagen. Andernfalls ist zu erwarten, dass Investitionen ausbleiben und vorhandene Potenziale nicht erschlossen werden. Der BDEW lehnt die vorgeschlagene Regelung in § 17I Absatz 5 ab. Eine **pauschale Trennungsfrist** von mindestens 20 Jahren für alle Anlagen, die bis zum Inkrafttreten des Gesetzes an das Gasnetz angeschlossen sind, **erschwert die Transformation der Gasnetze**, dies muss flexibler geregelt werden.

- **Keine unnötigen Kosten bei Außerbetriebnahme des Gasnetzes**

Der BDEW begrüßt die Einführung einer **Duldungspflicht für dauerhaft außer Betrieb genommene Leitungen und Anschlüsse** in § 48b EnWG-E, die Rechtsklarheit für den Umgang mit nicht mehr genutzten Leitungen auf öffentlichen und privaten Wegen geben soll und unnötigen Aufwand und Kosten spart. Die Regelung muss jedoch schon ab Inkrafttreten des neuen § 48b EnWG-E gelten und nicht die Erstellung eines Netzentwicklungs- oder Verteilernetzplans voraussetzen, damit alle Fallgestaltungen erfasst werden. Die vorgeschlagene gesetzliche Evaluierungspflicht in 2036 schafft unnötige Rechtsunsicherheiten und muss entfallen. Die Duldungspflicht sollte **zeitlich unbegrenzt** gelten. Ausnahmen für bestimmte Grundstücksgruppen sind abzulehnen.

- **Kosteneffiziente Lösungen ermöglichen**

Der BDEW plädiert weiterhin dafür, die mit der vorläufigen und dauerhaften Außerbetriebnahme des Netzanschlusses verbundenen Kosten individuell dem Anschlussnehmer zuzuordnen, insbesondere, um eine zusätzliche erhebliche Belastung der Gasnetzentgelte für die verbleibenden Anschlussnehmer zu vermeiden. Eine Kostenerstattung durch

den Anschlussnehmer entspricht der im Energierecht angelegten Logik der **verursachungsgerechten Kostenzuordnung**.

Soweit die im Regierungsentwurf enthaltene Kostenzuordnung beibehalten wird, bedarf es zwingend einer gesetzlichen **Pflicht zur Duldung von inaktiven bzw. vorläufig außer Betrieb genommenen Netzanschlüssen**, für den Fall, dass der Anschlussnehmer den Netzanschlussvertrag infolge einer Umstellung des Energieträgers kündigt.

Außerdem ist es erforderlich, dass auch nach Kündigung des Netzanschlussvertrages die Rechte und Pflichten aus der Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) weiterhin für das Netzanschluss- und -anschlussnutzungsverhältnis in Form eines gesetzlichen Schuldverhältnisses bis zur endgültigen Stilllegung gelten. Ansonsten wäre der Netzbetreiber nicht in der Lage, seine Verkehrssicherungspflichten auf dem fremden Grundstück erfüllen zu können.

- **Aufbau von Wasserstoffnetzen ermöglichen**

Die Einführung einer umfassenden Wasserstoffnetzregulierung für (fast) alle Wasserstoffnetze und die Gleichstellung der leitungsgebundenen Wasserstoffversorgung mit der Strom- und Gasversorgung ist angesichts der steigenden Bedeutung von Wasserstoffinfrastrukturen folgerichtig. Das Fehlen von Regelungen für die Finanzierung von Wasserstoffnetzen außerhalb des Kernnetzes behindert den weiteren Wasserstoffhochlauf außerhalb des Kernnetzes und kann dazu führen, dass Investitionsprojekte außerhalb des Kernnetzes zurückgestellt werden. Es bedarf daher dringend eines Finanzierungsmechanismus für die Transformation der Gasverteiler- und Fernleitungsnetze außerhalb des Kernnetzes, da anderenfalls die Netzbetreiber das volle wirtschaftliche Risiko tragen.

- **Rechts- und Investitionssicherheit für Wasserstoffspeicher schaffen**

Der BDEW begrüßt, dass die Bundesregierung die Einführung einer Regulierung für Wasserstoffspeicher vorsieht. Es ist anzunehmen, dass aufgrund des Fristablaufs durch die späte nationale Umsetzung auch die Frist August 2026 für die Entwicklung eines Regulierungsregimes durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Regierungsentwurf nun nicht mehr enthalten ist. Damit ist zeitlich offen, wann dieses kommen wird. Der BDEW erwartet, dass die Umsetzung durch die BNetzA daher schnellstmöglich erfolgt. Frühzeitig **Rechtssicherheit über das zukünftige Zugangsregime für die Speicherbetreiber** zu schaffen, ist eine notwendige Voraussetzung für den Speicherhochlauf. Zentrale Eckpunkte der Regulierung sollten daher auch im Rechtsrahmen verankert werden. Neben der Bedingung eines klaren und stabilen Regulierungsrahmens ist die Wirtschaftlichkeit eine zentrale Investitionsbedingung. In dieser frühen Phase des Markthochlaufs ist es daher unabdingbar, den Aufbau der erforderlichen Speicherkapazitäten frühzeitig, durch einen

staatlichen Finanzierungsmechanismus abzusichern, damit Speicherbetreiber mit ihren Investitionen in Vorleistung treten können. Was die Vorgaben zur Vorabveröffentlichung der Entgelte betrifft, übersteigen allerdings die nationalen Formulierungen die Anforderungen aus der Gasbinnenmarkttrichtlinie. Sie sollten deswegen überarbeitet werden. Leider nutzt der Gesetzgeber die Möglichkeiten des europäischen Rahmens nicht aus und verzichtet darauf, eine Grandfathering-Regelung einzuführen. Eine solche Regelung ist wichtig für Unternehmen, die trotz hoher regulatorischer Unsicherheiten frühzeitig in den Aufbau von Wasserstoffspeichern investieren.

- **Gas- und Wasserstoffkennzeichnung – Bürokratie vermeiden**

Die Vorgaben übersteigen die Anforderungen aus der Gasbinnenmarkttrichtlinie und sind auf das nötige Maß zu reduzieren. Die zusätzlichen Detailvorgaben sind weder verbraucherfreundlich, noch bieten sie einen nennenswerten Mehrwert für Endkunden. Für Lieferanten stellen sie demgegenüber einen **hohen bürokratischen Aufwand** dar. Weiterhin herrscht bei massenbilanzieller Lieferung von Biomethan an Endkunden Unklarheit über den Einbezug bei der Gaskennzeichnung. Auch ist unklar, ob die Gas- und Wasserstoffkennzeichnung auf Basis von Herkunftsnachweisen auf eventuelle Biotreppen- oder Biogastreppen-Anforderungen zur Nachweiserbringung herangezogen werden kann.

- **Verbot (langfristiger) Verträge über die Lieferung von fossilem Gas nach 2044/2049**

Neu im Regierungsentwurf enthalten ist die Vorgabe, dass Lieferverträge zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern in Deutschland bereits dann nicht mehr abgeschlossen oder verlängert werden dürfen, wenn deren Laufzeit den 31. Dezember 2044 überschreitet und die Abscheidung und dauerhafte Speicherung des Kohlendioxids oder dessen rohstoffliche Nutzung nicht sichergestellt sind. Dadurch gelten nun strengere Regeln für Gaslieferverträge für Letztverbraucher in Deutschland als noch im Referentenentwurf vorgesehen. Die kürzere Laufzeit für Letztverbraucher in Deutschland bringt **Inkonsistenzen** mit sich. Die Option, zusätzlich CCS und CCU zu erlauben, erscheint auch vor der aktuell diskutierten Nutzung von Carbon Credits zur Erreichung der Klimaschutzziele auf EU-Ebene relevant und sinnvoll. Die dadurch geschaffene Technologieoffenheit ist außerdem willkommen.

- **Entflechtung, Zertifizierung und Ausnahmen**

Der Entwurf setzt die Regelungen zur Entflechtung für Wasserstoffnetze um und unterscheidet dabei zwischen Wasserstofftransportnetzen (Fernleitung) und Wasserstoffverteilernetzen. Das ist positiv. Gleiches gilt für die Aufnahme einer De-minimis-Regelung für Verteilernetzbetreiber und die Möglichkeit einer Ausnahme von der Umsetzung der

horizontalen Entflechtung für Wasserstofftransportnetze sowie die Ausnahme für bestehende und geographisch begrenzte Wasserstoffnetze. Für eine entsprechende Umsetzung hatte der BDEW sich bereits auf europäischer Ebene intensiv eingesetzt. Die Möglichkeit, einen unabhängigen Wasserstoffnetzbetreiber auszugründen, sollten auch vertikal integrierte Unternehmen haben, die ihre Leitungen zwar noch nicht errichtet bzw. umgestellt, aber zum Wasserstoffkernnetz angemeldet haben. Diese Unternehmen haben ihre Investitionsentscheidung bereits bei der Anmeldung zum Wasserstoffkernnetz getroffen und sind in der Zahl begrenzt, da das Wasserstoffkernnetz nicht mehr erweitert wird. Zudem ist die Regelung zur informatorischen Entflechtung zu eng gefasst. Der Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern muss grundsätzlich für alle Netzbetreiber auch und gerade im Verhältnis zu Unternehmen einfach möglich sein, die nicht zum eigenen verbundenen Unternehmen gehören. Eine damit verbundene gesetzliche Verpflichtung entsprechende Vertraulichkeit hinsichtlich der ausgetauschten Daten zu wahren, würde zur Vereinfachung beitragen und das bürokratische Erfordernis des Abschlusses von Vertraulichkeitsvereinbarungen entfallen lassen. Dies würde dazu beitragen, dass die Energie- und Wärmewende integrativ und effektiv verfolgt werden kann. **Einzelheiten hierzu finden sich im separaten Themenpapier zur Kommentierung entflechtungsrelevanter Regelungen.**

Unschärfen hinsichtlich der verwendeten Begriffe und Tatbestandsvoraussetzungen im Gesetzentwurf müssen im Interesse aller beseitigt werden. Noch immer ist der Entwurf durch eine hohe Komplexität und Verweisdichte gekennzeichnet, wodurch die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Vorgaben erheblich eingeschränkt sind. Dies wird auch im Rahmen des wirtschaftlichen Erfüllungsaufwandes deutlich, der vom Gesetzgeber beziffert wird. Vor diesem Hintergrund sind bürokratische Anforderungen dringend zu reduzieren.

Grundsätzlich muss sich auch die vorliegende Energierechtsnovelle an den politischen Vorgaben des Koalitionsvertrages sowie der Modernisierungsagenda und der Föderalen Modernisierungsagenda messen lassen und so unbürokratisch wie möglich ausgestaltet werden. Der BDEW legt daher in dieser Stellungnahme – wie auch bei allen Stellungnahmen zu Gesetzen und Verordnungen - ein besonderes Augenmerk auf die **Bürokratie**. Die Unternehmen der Energiewirtschaft werden seit Jahren mit immer weiteren Pflichten belegt, deren Erfüllung nicht dem Erfolg der Unternehmung zugutekommt, sondern allein behördlichen Monitoring- und Kontrollwünschen entspricht.

Der BDEW nimmt nachfolgend **im Einzelnen** Stellung zum Regierungsentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) eines „[Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets](#)“ vom 25. März 2026:

2 Netzplanung

2.1 Zu §§ 16b bis 16e – Verteilernetzentwicklungspläne

Die neuen Regelungen zu den Verteilernetzentwicklungsplänen sind für die Netzbetreiber von besonderer Bedeutung und bilden die Grundlage für die Entwicklungsplanungen für Gas und Wasserstoff in der Zukunft. Wichtig ist, dass die Regelungen einen möglichst praxistauglichen und widerspruchsfreien Rahmen setzen, der Rechtssicherheit schafft. Es ist dabei sachgerecht, dass integrierte Entwicklungspläne für das Gas- und Wasserstoffverteileretz erstellt werden.

Der BDEW sieht folgende Verbesserungsmöglichkeiten in den §§ 16b bis 16e EnWG-E:

2.1.1 Zu § 16b - Verteilernetzentwicklungspläne für Gas- und Wasserstoff; Anwendungsbereich

➤ Beginn der Planungsverpflichtung

Aus dem Regelungsvorschlag geht weder für die Entwicklungspläne für Wasserstoffverteileretze noch für die Entwicklungspläne für Gasverteileretze eindeutig hervor, wann der jeweilige Entwicklungsplan erstellt werden soll.

Entwicklungspläne für Wasserstoffverteileretze sind gemäß § 16b Abs. 1 EnWG-E zu erstellen, sobald ein entsprechender Beschluss zu ihrer Errichtung gefasst wurde. Im Begründungstext wird darüberhinausgehend erläutert, dass „*die Erstellung eines Verteilernetzentwicklungsplans für Wasserstoff auch in einem früheren Stadium möglich ist*“. Dies sollte in den Gesetzestext aufgenommen werden.

Entwicklungspläne für Gasverteileretze sind nach § 16b Abs. 2 EnWG-E zu erstellen, „*sobald eine dauerhafte Verringerung der Erdgasnachfrage innerhalb der nächsten zehn Jahre derart zu erwarten ist, dass die Verringerung die Umstellung oder dauerhafte Außerbetriebnahme des Gasverteileretzes oder von Teilen des Netzes erforderlich macht.*“

Der BDEW hält es nicht für zielführend, die Erstellung des Plans von dieser Prognose abhängig zu machen. Die Gasverteilernetzbetreiber benötigen größere Rechtssicherheit, wann sie mit der Erstellung der Pläne beginnen müssen und können. Vor dem Hintergrund des Bekenntnisses der Bundesregierung zu den Klimaschutzzielen und der angestrebten Dekarbonisierung der Gasnetze bis spätestens 2045 steht bereits das politische Ziel fest, die Erdgasnachfrage schrittweise zu reduzieren – etwa durch die Bepreisung von CO₂-Emissionen und vergleichbare Maßnahmen. Darüber hinaus bedarf es klar definierter und nachvollziehbarer Voraussetzungen und Rahmenbedingungen für die Ausweisung stillzulegender Gasinfrastrukturen.

Die Erstellung von Netzentwicklungsplänen stellt in diesem Zusammenhang einen zentralen und notwendigen Schritt dar, der frühzeitig eingeleitet werden sollte, um eine effiziente und

schrittweise Transformation der Gasinfrastruktur zu ermöglichen. Über § 16d EnWG-E wird zudem hinreichend sichergestellt, dass die Pläne auf „angemessene Annahmen bezüglich der Entwicklung der Erdgaserzeugung und -einspeisung, der Erdgasnachfrage und -versorgung, einschließlich Biomethan, sowie auf den Verbrauch von Erdgas in allen Sektoren auf der Ebene der Verteilung im Betrachtungszeitraum“ gestützt sind. Diese Prognose kann erschwert werden, wenn im Haushaltskundenbereich die Nachfrage sinkt; dieser Rückgang jedoch durch einen steigenden Bedarf von RLM-Kunden gleichzeitig kompensiert werden würde. Im Ergebnis ergibt sich dann für das Netzgebiet insgesamt zwar kein rückläufiger Gasbedarf. Dennoch können einzelne Netzabschnitte für eine dauerhafte Außerbetriebnahme infrage kommen.

Gerade auch im Hinblick auf die mit der Trennung von Anschlüssen vorgesehenen Fristen in § 17l EnWG-E ist es sachgerecht, dass die Verpflichtung zur Planung früher einsetzt und nicht erst dann, wenn Stilllegungen bereits absehbar erforderlich sind, die dann aufgrund langer Informationsfristen nicht mehr durchführbar wären.

Das gilt insbesondere auch mit Blick auf die angekündigte Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes (neu: Gebäudemodernisierungsgesetz), die vorsehen soll, dass sich Gebäudeeigentümer ab 1. Juli 2026 weiterhin Gasheizungen einbauen können, wenn sie einen gewissen Anteil Biomethan in ihrem Gasliefervertrag erfüllen. Eine frühzeitige Planung der Gasverteilernetzbetreiber kann Gebäudeeigentümer bei der Wahl der zukünftigen Wärmeversorgung leiten.

Vor diesem Hintergrund hält es der BDEW für erforderlich, für die Erstellung des Plans nicht allein darauf abzustellen, dass eine „dauerhafte Verringerung der Erdgasnachfrage innerhalb der nächsten zehn Jahre derart zu erwarten ist, dass die Verringerung die Umstellung oder dauerhafte Außerbetriebnahme des Gasverteilernetzes oder von Teilen des Netzes erforderlich macht“ (§ 16b Abs. 2 EnWG-E). **Für sinnvoll wird stattdessen die Setzung einer konkreten Frist jedenfalls für die ersten Planungen gehalten.** Eine Frist kann insbesondere bei der Koordinierung zur Erstellung und Einreichung der regionalen Pläne helfen. Fristenvorgaben haben sich zudem im Bereich der Stromverteilernetzpläne nach § 14d EnWG bewährt.

Gleichzeitig ist bei der Setzung einer festen Frist zu beachten, dass diese für Verteilernetzbetreiber einhaltbar sein muss. Sie muss sich zeitlich so einfügen, dass die kommunalen Wärmepläne, die Planung der Fernleitungsnetzbetreiber und die der Stromverteilernetzbetreiber sinnvoll berücksichtigt werden können und die Planung der Fernleitungsnetzbetreiber wiederum die der Gasverteilernetzbetreiber aufnehmen kann. **Flankierend kann die Aufnahme konkreter Kriterien für die Erstellung eines Plans sinnvoll sein, die nicht allein auf die Verringerung der Erdgasnachfrage abstellen.**

Der BDEW schlägt die Einreichung der Pläne zum 31. Oktober eines jeden geraden Jahres vor. Dadurch würde zum einen ein Gleichlauf mit der Netzausbauplanung der

Stromverteilernetzbetreiber hergestellt, was die integrierte Planung von Strom und Gas auf der Verteilernetzebene erleichtert. Zum anderen ermöglicht eine Fertigstellung der Verteilernetzentwicklungspläne (VNEP) bis zum 31. Oktober deren Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff.

➤ Regionale Verteilernetzentwicklungsplanung

Die Art. 56 und 57 Richtlinie (EU) 2024/1788 (GasRL) lassen die Möglichkeit regionaler Verteilernetzplanungen ausdrücklich zu. Regionale Planung umfasst jedoch mehr als die gemeinsame Planung benachbarter Netzbetreiber, wie sie durch § 16b Abs. 4 EnWG-E ermöglicht wird. Beispielsweise sollten Verteilernetzbetreiber entlang der gesamten Kaskade der Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber einen gemeinsamen Plan erstellen können.

Der BDEW fordert daher, dass Verteilernetzbetreiber, die in derselben Region tätig sind, einen gemeinsamen regionalen Netzentwicklungsplan erstellen können dürfen. Auf diese Weise kann zwischen den beteiligten Netzbetreibern in der Region eine abgestimmte und konsistente Planung gewährleistet werden. Sowohl für die Fernleitungs- bzw. Wasserstofftransportnetzbetreiber als auch für die BNetzA, die entsprechend weniger, dafür aber bereits regional zusammengefasste und abgestimmte Planungen berücksichtigen bzw. bestätigen müssten, ergeben sich daraus Vorteile.

Eine wesentliche Frage bei der Umsetzung wird sein, was eine „Region“ im Sinne der Richtlinie ist und in welchen Fällen Verteilernetzbetreiber „in derselben Region“ tätig sind. Der Regionzuschnitt sollte in einem Prozess durch die Netzbetreiber erfolgen, um den jeweiligen netztopologischen Gegebenheiten in der Region gerecht zu werden.

› BDEW-Forderung

§ 16b Abs. 4 EnWG-E ist wie folgt anzupassen:

*„Betreiber von Wasserstoffverteilernetzen und Betreiber von Gasverteilernetzen, die in ~~benachbarten Netzgebieten~~ **demselben regionalen Gebiet** tätig sind, können für ihre Wasserstoff- und Gasverteilernetze gemeinsam einen netzübergreifenden Verteilernetzentwicklungsplan unter den Voraussetzungen der Absätze 1 bis 3 erstellen. **Betreiber von Wasserstoffversorgungsnetzen und von Gasversorgungsnetzen sind berechtigt, insbesondere im Rahmen einer Kooperationsvereinbarung untereinander in dem Ausmaß verbindlich zusammenzuarbeiten, das erforderlich ist, um die regionale Verteilernetzentwicklungsplanung zu ermöglichen.**“*

➤ Planungszyklus

Damit die Transformation der Gasverteilernetze gelingen kann, ist eine regelmäßige Anpassung der Verteilernetzpläne unerlässlich. Nur so kann auf dynamische Entwicklungen und veränderte Planungsgrundlagen rechtzeitig reagiert werden. Auch die Kommunikation gegenüber den Netznutzern kann somit auf einer belastbaren und aktuellen Planung erfolgen. Aus diesen Gründen ist die Möglichkeit in § 16b Abs. 5 EnWG-E, die Verteilernetzpläne bei Bedarf alle zwei Jahre analog dem Netzausbauplan Strom gemäß § 14d Abs. 1 EnWG aktualisieren zu können, ausdrücklich zu begrüßen.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Zu **streichen** ist allerdings, dass die **Aktualisierung des Plans nach § 16b Abs. 5 EnWG-E „unverzüglich“** zu erfolgen hat, wenn sich eine Wärmeplanung oder der Netzentwicklungsplan (NEP) geändert hat. Die „unverzügliche“ Änderung ist im Regierungsentwurf neu eingefügt; sie hat zur Folge, dass die Verteilernetzbetreiber fortlaufend überprüfen müssen, ob sich die kommunalen Wärmepläne geändert haben. Insbesondere bei großen Netzgebieten, die sich über viele Kommunen erstrecken, führt dies zu einem erheblichen Mehraufwand. Die Zeitpunkte, zu denen die Kommunen ihre Wärmepläne aktualisieren, sind nicht zwingend einheitlich.

Nach § 16b Abs. 5 EnWG-E bezieht sich die Frist zur Aktualisierung auf den Zeitpunkt, in dem die zuständige Behörde den Plan bestätigt hat. Für die Netzbetreiber wäre es in der praktischen Umsetzung dieser Vorgabe hilfreich, wenn absehbar wäre, wann die Bestätigung des Plans erfolgt (vgl. hierzu unter § 16e EnWG-E).

➤ De minimis-Regelung

Die umzusetzende GasRL sieht die Möglichkeit einer de minimis Regel für Gasverteilernetzbetreiber vor, an deren Gasverteilernetz weniger als 45.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Diese Verteilernetzbetreiber wären danach nicht verpflichtet, einen Verteilernetzentwicklungsplan Gas zu erstellen. Der BDEW hält die Verankerung einer de minimis-Regelung im Gesetz im Hinblick auf die Verhältnismäßigkeit grundsätzlich für sachgerecht. Allerdings muss darauf geachtet werden, dass geeignete Instrumente an dessen Stelle treten.

Ein Schwellenwert und geeignete Instrumente sollten daher im weiteren Verfahren in Abstimmung mit der Branche geprüft werden.

Jedenfalls müssten von einer de minimis-Ausnahme erfasste Netzbetreiber verpflichtet werden, mit den zur Erstellung von Netzentwicklungsplänen Verpflichteten zusammenzuarbeiten.

Damit wäre nicht ausgeschlossen, dass auch de minimis-Netzbetreiber eine entsprechende Planung erstellen. Eine (freiwillige) Planung oder die Einbeziehung in die regionalen und integrierten Pläne kann für sie durchaus vorteilhaft sein. Für die Transformation ihrer Netze,

insbesondere für die Einschränkung von Anschluss- und Zugangsbegehren, müssten sie ohnehin die Regulierungsbehörde über die geplante Transformation ihrer (Teil-)Netze informieren. Dafür dürfte in der Regel mindestens eine interne entsprechende Planung erforderlich sein. Diese Pläne könnten aber unterhalb der bürokratischen gesetzlichen Anforderungen und damit aufwandsärmer erstellt werden.

2.1.2 Zu § 16c - Erstellung von Verteilernetzentwicklungsplänen für Gas- und Wasserstoff; Zusammenarbeit

Je wirtschaftlich effizienter die Transformation der Gasnetze und damit die Umsetzung der Wärmewende erfolgt, desto größer wird auch die gesellschaftliche Akzeptanz für die erforderlichen Maßnahmen sein. Eine enge Abstimmung und Zusammenarbeit der Infrastrukturbetreiber, wie sie in § 16c Abs. 2 EnWG-E vorgesehen ist, stellt eine wesentliche Voraussetzung für einen wirtschaftlich effizienten Ansatz dar. Daher sollten nicht nur die nach § 16b EnWG-E für die Erstellung der Verteilernetzentwicklungspläne zuständigen Netzbetreiber dazu verpflichtet sein, die Planungen anderer Infrastrukturbetreiber (insbes. Strom, Wärme) zu berücksichtigen, sondern auch umgekehrt müssen die Verteilernetzentwicklungspläne bei der Erstellung und Aktualisierung der Pläne der anderen Infrastrukturbetreiber Berücksichtigung finden.

Nach § 16c Abs. 3 EnWG-E ist die planungsverantwortliche Stelle verpflichtet, dem für die Verteilernetzplanung zuständigen Netzbetreiber den Wärmeplan bzw. den Entwurf zur Verfügung zu stellen. Außerdem sollte die planungsverantwortliche Stelle i.S.d. § 3 Abs. 1 Nr. 9 Wärmeplanungsgesetz (WPG) in § 16c Abs. 2 EnWG-E aufgenommen werden, sodass sie berechtigt und verpflichtet wird, mit den nach § 16b EnWG-E für die Erstellung der Verteilernetzentwicklungspläne zuständigen Netzbetreibern zusammenzuarbeiten. Dadurch sollte sie auch befähigt werden, die im Rahmen der Wärmeplanung ermittelten Daten im gesetzlich zulässigen Umfang an die Verteilernetzbetreiber nach § 16b EnWG-E zu übermitteln, was für eine abgestimmte und vollständige Planung des Gas- und Wasserstoffverteilersnetzes sinnvoll und erforderlich ist.

In jedem Fall sollte sich aber die Zusammenarbeit und der Datenaustausch zwischen Verteilernetzbetreiber und planungsverantwortlicher Stelle nicht darauf beschränken, dass die Kommune nur den Wärmeplan als Entwurf oder als veröffentlichte Version übermittelt. Die (nicht personenbezogenen) Planungsdaten nach § 10 Abs. 5 WPG sind für den Verteilernetzbetreiber aber – auch für Zwecke der Netzentwicklungsplanung – sehr wichtig und sollten vom Informationsanspruch erfasst werden. Anderenfalls könnte nur das Ergebnis der Wärmeplanung, nicht aber die der Wärmeplanung zugrundeliegenden Planungsdaten in die Planung einbezogen werden. Eine Datenübermittlung sollte außerdem grundsätzlich in einer (möglichst bundesweit) einheitlichen Form und Struktur erfolgen, die der Netzbetreiber weiterverarbeiten kann.

Dies ist gesetzlich entsprechend klarzustellen. Bei der Ausgestaltung sind die Bedürfnisse kleinerer Netzbetreiber, deren Datenaustausch nur mit einer oder wenigen Kommunen erforderlich ist, zu berücksichtigen, etwa in Form von Ausnahmeregelungen im Einzelfall.

Zu streichen ist die Vorgabe in § 16c Abs. 1 EnWG-E, wonach die Netzbetreiber den Entschluss zur Erstellung eines Plans auf ihrer Internetseite veröffentlichen müssen. Hier wird insbesondere der Mehrwert für die Anschlussnehmer und Letztverbraucher nicht erkennbar, da sich hieraus keine Informationen für ihren Anschluss ergeben.

Außerdem sollte in § 16c Abs. 4 EnWG-E anstelle einer „angemessenen Frist“ für die Konsultation der Öffentlichkeit eine Frist von **vier Wochen** gesetzt werden. Zudem ist der in § 16c Abs. 4 EnWG-E genannte „Kreis der Öffentlichkeit“ – entsprechend den Vorgaben des WPG – auf die „betroffene Öffentlichkeit“ zu begrenzen.

2.1.3 Zu § 16d - Anforderungen an Verteilernetzentwicklungspläne für Gas und Wasserstoff

Die GasRL enthält keine Regelungen dazu, dass die Pläne der Verteilernetzbetreiber angemessene Angaben dazu enthalten, inwiefern für Letztverbraucher und Anschlussnehmer, die von einer beabsichtigten Umstellung oder einer dauerhaften Außerbetriebnahme einer Gasleitung betroffen sind, im Zeitpunkt der Umstellung oder dauerhaften Außerbetriebnahme im jeweiligen Netzgebiet grundsätzlich hinreichende und für sie wirtschaftlich vertretbare alternative Versorgungsmöglichkeiten existieren.

Diese Informationen gemäß § 16d Abs. 3 Nr. 4 EnWG-E sind für die Netznutzer zwar anerkanntermaßen wichtig. Die Prüfung alternativer Versorgungsmöglichkeiten und Fördermöglichkeiten fällt jedoch nicht in den Verantwortungsbereich des Netzbetreibers, sondern obliegt den zuständigen Behörden im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung und der übergeordneten Energiepolitik. Wie auch in § 17I Abs. 1 Nr. 3c EnWG-E (hierzu unter 3.2) gefordert und in der Gesetzesbegründung angeführt, sollte hier ein Verweis auf den Wärmeplan der Kommune ausreichen.

Angaben zu Investitionskosten (§ 16 d Abs. 2 Nr. 2 EnWG-E) können ein Geschäftsgeheimnis darstellen und sind in diesem Fall nicht zu veröffentlichen.

› BDEW-Forderung:

Die **Aufnahme entsprechender Informationen** in den Verteilernetzentwicklungsplan für Gas sollte daher **gestrichen** werden.

Überdies ist in § 16d Abs. 1 Nr. 5 und 6 EnWG-E vorgesehen, dass Verteilernetzentwicklungspläne sowohl mit dem integrierten NEP und dem Szenariorahmen nach den §§ 15a bis 15d

EnWG-E sowie dem unionsweiten Netzentwicklungsplan für Erdgas nach Art. 32 GasVO und mit dem unionsweiten Netzentwicklungsplan für Wasserstoff nach Art. 60 GasVO in Einklang stehen sollen. Dies erscheint nicht stringent, wenn gemäß § 15c Abs. 2 EnWG-E der NEP diese beiden unionsweiten Netzentwicklungspläne lediglich „berücksichtigen“ muss.

➤ **Berücksichtigung von planerischen und wirtschaftlichen Erwägungen bei der Netzplanung**

Der BDEW legt die Vorgaben der §§ 16b und 16d EnWG-E dahingehend aus, dass auch wirtschaftliche und planerische Erwägungen in die Planung des Gasverteilernetzes einfließen können, sofern diese zur Entscheidung über die Außerbetriebnahme des Netzes (oder Teilen davon) führen. Die Berücksichtigung von wirtschaftlichen Erwägungen durch den Gasverteilernetzbetreiber ist für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich (vgl. hierzu Ausführungen zu § 17l EnWG-E). Eine entsprechende Klarstellung wäre deshalb sinnvoll. Eine ausschließlich technische Begründung der Außerbetriebnahme durch dauerhafte Verringerung der Erdgasnachfrage würde erst sehr spät eintreten (z.B. bei zu geringem Gasdurchfluss). Eine erst darauf aufsetzende Verteilernetzentwicklungsplanung würde ihre Wirkung dann ebenfalls zu spät entfalten. Planerische Erwägungen wiederum würden Faktoren wie beispielsweise den Zeitbedarf für den Umbau des Gasnetzes berücksichtigen, der erforderlich ist, um die Klimaneutralität bis 2045 sicherzustellen (vgl. auch hierzu Ausführungen zu § 17l EnWG-E).

2.1.4 Zu § 16e – Prüfung und Bestätigung von Verteilernetzentwicklungsplänen für Gas und Wasserstoff; Festlegungskompetenz

➤ **Zuständigkeit der Regulierungsbehörden**

Nach § 16e Abs. 1 Nr. 1 EnWG-E ist die BNetzA für die Prüfung und Bestätigung der Pläne zuständig, „sofern in dem Netzgebiet oder den Netzgebieten des jeweiligen Verteilernetzentwicklungsplans kumuliert, insgesamt mehr als 200.000 Gas- und Wasserstoffkunden unmittelbar angeschlossen sind“. Diese Zuständigkeitsregelung weicht von § 54 EnWG ab.

Nach dem aktuellen Gesetzentwurf sollen jedoch im Übrigen die Landesregulierungsbehörden zuständig sein. Die unterschiedlichen Zuständigkeiten sollten in jedem Fall nicht dazu führen, dass Vorgaben für die Pläne und der Prozess der Bestätigung erheblich divergieren. Dies kann insbesondere Auswirkungen auf die Kohärenz des Verteilernetzentwicklungsplans und des Netzentwicklungsplans gemäß § 15b EnWG-E haben.

➤ **Frist für die Bestätigung der Verteilernetzentwicklungspläne**

Im Sinne der Planungssicherheit sollte in § 16e EnWG-E eine Frist aufgenommen werden, innerhalb derer die Verteilernetzentwicklungspläne zu prüfen und zu bestätigen sind. Eine Bestätigung sollte spätestens innerhalb von sechs Monaten ab Einreichung erfolgen. Dies wird mit der Aufnahme des § 17 Abs. 4 EnWG-E noch relevanter: Eine mögliche kürzere Frist für die Trennung von Anschlüssen nach § 17l Abs. 4 kann erst dann mindestens fünf Jahre betragen, wenn der Plan gemeinsam mit dem entsprechenden Antrag auf Verkürzung der Vorlaufzeit von der zuständigen Behörde bestätigt wurde. Je länger die Behörde für die Bestätigung des Plans benötigt, umso später kann der Netzbetreiber den Netzanschluss trennen.

Diese zeitliche Klarheit ist für die Netzbetreiber besonders wichtig. Deswegen könnte ergänzend eine gesetzliche Bestätigungsfiktion sinnvoll sein, auch um einen zusätzlichen Anreiz für die zuständige Regulierungsbehörde zu schaffen, innerhalb der Frist die Pläne zu prüfen und zu bestätigen.

➤ **Anfechtbarkeit der Bestätigung durch Dritte**

Gestrichen wurde im Vergleich zum Referentenentwurf, dass die Bestätigung der VNEP durch die zuständige Behörde durch Dritte nicht selbständig anfechtbar ist. Die Regelung ist wieder in § 16e Abs. 2 EnWG-E aufzunehmen.

Im Sinne der Planungssicherheit und Verfahrensbeschleunigung sollte die Bestätigung des Plans nicht durch Dritte anfechtbar sein. Von der Planung Betroffene werden zuvor in die Erstellung und Konsultierung des Plans eingebunden; sie können ihre Bedenken gegen die Planung dort einbringen.

In anderen Planungsvorschriften ist die Anfechtbarkeit der Bestätigung der Regulierungsbehörde ebenfalls explizit ausgeschlossen (vgl. für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff nach § 15d Abs. 3 EnWG und für den Netzentwicklungsplan der ÜNB nach § 12c Abs. 4 EnWG).

2.1.5 Anwendung der Verteilernetzentwicklungspläne bei Netzbetreiberwechsel:

In den §§ 16b bis 16e EnWG-E fehlt eine Aussage dazu, was im Fall eines Netzbetreiberwechsels gilt (z.B., wenn die Konzession auf einen neuen Konzessionär übergeht). Aus Sicht des BDEW ist es zielführend, wenn in diesem Fall der Netzbetreiber für sein (neu hinzugekommenes) Netzgebiet einen eigenen Verteilernetzentwicklungsplan i.S.d. § 16b EnWG-E erstellt; es steht ihm frei, den bisherigen Plan fortzuführen. Bei Fortführung der bisherigen Planung müssen auch bereits angekündigte Anschlussstrennungen gemäß § 17l EnWG-E allerdings fortgelten können.

2.2 Entwicklungspläne für das Wasserstoffverteilernetz und Folgeänderung in § 71k GEG:

Im Referentenentwurf zum GModG-E ist § 71k GEG vollständig gestrichen. Dies ist sehr zu begrüßen. Zum Zeitpunkt der Einreichung der Stellungnahme ist das GModG-E jedoch noch nicht verabschiedet.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Sollte § 71k GEG erhalten bleiben, muss mit der Einführung der Verteilernetzentwicklungsplanung in §§ 16b bis 16e EnWG-E die Pflicht zur Erstellung eines verbindlichen Fahrplans in § 71k GEG gestrichen werden. Dies trägt maßgeblich zur Entbürokratisierung und zur Beschleunigung der Wärmewende bei.

Es wird eine unnötige Parallelstruktur vermieden und reduziert den Aufwand für Netzbetreiber, Kommunen und Verwaltung erheblich. Die Verteilernetzentwicklungspläne nach §§ 16b bis 16e EnWG-E haben gegenüber den verbindlichen Fahrplänen nach § 71 k GEG den Vorteil, dass sie systematisch richtig in den Rahmen des EnWG eingebettet werden und ausschließlich und entflechtungskonform den Gasverteilernetz- und Wasserstoffverteilernetzbetreiber adressieren. Die Planungsvorschriften stellen sicher, dass eine enge Zusammenarbeit mit den zuständigen Infrastrukturbetreibern Gas, Strom, Wasserstoff sowie Fernwärme- und Fernkälte erfolgt. Die Pläne sind außerdem auf die jeweils geltenden Wärmepläne zu stützen.

Wird in § 71 k GEG auf die Verteilernetzentwicklungspläne nach §§ 16b bis 16e EnWG-E abgestellt, muss auch wegfallen, dass die Pläne bis zum 30. Juni 2028 vorzulegen sind. Der BDEW hat bereits in seiner Stellungnahme zur **FAUNA-Festlegung** kritisiert, dass diese Frist nur in Ausnahmefällen einhaltbar ist. Die Frist ist ohnehin nicht erforderlich; weder Gebäudeeigentümer noch Netzbetreiber oder Kommunen profitieren davon oder werden geschützt. Der Einbau einer wasserstofffähigen Gasheizung setzt nach § 71 k GEG das Vorliegen eines Plans voraus. Gemäß dem BDEW-Vorschlag können sich Gebäudeeigentümer eine wasserstofffähige Heizung einbauen, wenn ein Verteilernetzentwicklungsplan vorliegt.

› BDEW-Forderung

Falls § 71k GEG nicht ohnehin gänzlich gestrichen wird, schlägt der BDEW vor, **§ 71 k Abs. 1 Nr. 1 und Abs. 2 bis 6 GEG** vollständig zu **streichen** und Nr. 2 wie folgt zu fassen:

„(1) Bis zum Anschluss an ein Wasserstoffnetz kann eine Heizungsanlage, die Erdgas verbrennen kann und auf die Verbrennung von 100 Prozent Wasserstoff umrüstbar ist, zum Zweck der Inbetriebnahme eingebaut oder aufgestellt und ohne Einhaltung der Anforderungen nach § 71 Absatz 1 oder Absatz 9 zur Wärmeerzeugung betrieben werden, wenn ~~±~~ [...] und

~~2. für das der Betreiber des Gasverteilernetzes, an dessen Netz, an das die Heizungsanlage angeschlossen ist, ein Verteilernetzentwicklungsplan gemäß § 16b Absatz 1 oder § 16b Absatz 1 und 3 Energiewirtschaftsgesetz veröffentlicht ist, den die zuständige Regulierungsbehörde geprüft und bestätigt hat. und die nach Landesrecht für die Wärmeplanung zuständige Stelle bis zum Ablauf des 30. Juni 2028 einen einvernehmlichen, mit Zwischenzielen versehenen, verbindlichen Fahrplan für die bis zum Ablauf des 31. Dezember 2044 zu vollendende Umstellung der Netzinfrastruktur auf die vollständige Versorgung der Anschlussnehmer mit Wasserstoff beschlossen und veröffentlicht haben und darin mindestens festgelegt haben,“~~

2.3 Zu §§ 15a ff. – Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff

➤ Zu § 15a Abs. 6 EnWG

Für den effizienten Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ist die frühzeitige Berücksichtigung von Speichern im Wasserstoffnetz von besonderer Bedeutung. Daher wäre auch die Einbeziehung des Speicherbedarfs in den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff sinnvoll. Der Szenariorahmen sollte daher den aufgrund zugrundeliegender Studien erforderlichen Speicherbedarf für Erdgas und Wasserstoff beinhalten.

Damit könnte erreicht werden, dass der Speicherbedarf in enger Abstimmung mit der Netzplanung ermittelt und der Aufbau einer Netz- und Speicherinfrastruktur kosteneffizient entwickelt wird. Ebenso kann die Verfügbarkeit von Gasspeicherkapazitäten für die Versorgungssicherheit im Gas- und Strommarkt langfristig gewährleistet werden.

Die Vorgaben der EU- Verordnung (EU) 2024/1789 (GasVO), wonach die Betreiber von Speichereinrichtungen eine Bedarfsprognose zu erstellen haben, könnten in einen koordinierten Planungsprozess für die gesamte Netz- und Speicherinfrastruktur integriert werden.

➤ Zu § 15c Abs. 2: Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff

§ 15c Abs. 2 Satz 2 EnWG-E sieht vor, dass in dem NEP ein Zeitplan für die Durchführung aller Netzausbaumaßnahmen sowie eine Liste der Maßnahmen, die in den nächsten drei Jahren durchgeführt werden müssen, aufzunehmen ist.

› **BDEW-Forderung**

Diese **Vorgabe** muss dahingehend **präzisiert** werden, was unter „Durchführung“ zu verstehen ist. Hier sollte auf das voraussichtlich geplante Inbetriebnahmejahr abgezielt werden.

§ 15c Abs. 2 Satz 11 EnWG-E sieht im Weiteren vor, dass im NEP das Potential zur Verringerung von Treibhausgasemissionen von verschiedenen Netzausbaumaßnahmen miteinander

verglichen wird. Diese Anforderung ist praktisch nicht umsetzbar und sollte daher gestrichen werden, da es im Wesentlichen auf den Energieträger ankommt (Biogas, LNG, Wasserstoff) und die Art und Weise der Energieverwendung (bspw. CO₂-Abscheidung, Ersatz von Kohle durch Gas), aber eben nicht auf den Transport bzw. das Leitungsnetz, das hierfür genutzt wird.

› **BDEW-Forderung**

Diese Vorgabe ist zu **streichen**.

§ 15c Abs. 2 Nr. 2 EnWG-E sieht zudem vor, dass die Ergebnisse der gemeinsamen und der nationalen Risikobewertungen nach Art. 7 GasVO bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans zu berücksichtigen sind. Diese Risikobewertungen sind für die den NEP erstellenden FNB jedoch nicht zugänglich und können daher nicht berücksichtigt werden. Sollten sie künftig zugänglich sein, sollte diese Anforderung in § 15b EnWG-E berücksichtigt werden, da es sich bei den Ergebnissen der Risikobewertung vorrangig um Einflussgrößen auf die zu berücksichtigenden Szenarien handelt.

3 Umgang mit neuen und bestehenden Gasnetzanschlüssen

3.1 Zu § 17I – Anschlusstrennung im Gasbereich

Mit einem neuen § 17I EnWG-E soll eine umfassende Regelung zur (dauerhaften) Anschlusstrennung durch den Gasnetzbetreiber geschaffen werden. Dies erweitert die Handlungsmöglichkeiten und wurde auch vom BDEW gefordert. Davon erfasst ist nicht nur die **physische Trennung des Netzanschlusses**, sondern auch eine **Inaktivsetzung des Anschlusses**, wenn der Anschluss erst zu einem späteren Zeitpunkt mit dem gesamten Straßenzug stillgelegt wird oder eine spätere Versorgung mit Wasserstoff erfolgen soll (siehe auch Kapitel 5.2).

Gasnetzbetreiber benötigen an örtliche Gegebenheiten angepasste Möglichkeiten, mit neuen und bestehenden Kunden in ihren Netzen umzugehen. Sonst ist eine Transformation ihrer Netze nicht möglich. Für die Erreichung der politisch gesetzten Klimaneutralitätsziele müssen die Anschluss- und Zugangsverpflichtungen an die Gasnetze unter **sorgfältiger Abwägung aller berechtigten Interessen** ausgestaltet werden.

Zu diesen berechtigten Interessen gehört auch die Information der Kunden/Netzanschlussnehmer in angemessenem zeitlichem Abstand vor der Trennung selbst. Nur so können sie sich mit Unterstützung der Kommune um eine alternative Wärmeversorgung kümmern. Auch an der alternativen Versorgung und der Kenntnis darüber besteht ein berechtigtes Interesse.

Vor diesem Hintergrund ist es sachgerecht, dass in § 17I Abs. 4 EnWG-E eine **kürzere Trennungsfrist** von fünf Jahren auf Antrag des Gasnetzbetreibers aufgenommen wurde. Diese

Regelung sollte ergänzend **technologieoffen auch auf das Vorhandensein von Strom- und Wasserstoffinfrastruktur ausgeweitet** werden.

Dies zugrunde gelegt, berücksichtigt der vorgelegte Regierungsentwurf jedoch die Interessen der Netzbetreiber weiterhin noch nicht hinreichend. Er **überschreitet deren Aufgabenbereich und Zuständigkeiten erheblich**, indem er ihnen – ungeachtet bestehender Entflechtungsregelungen – die alleinige Verantwortung für die Information und Verantwortung für die Entwicklungen der Gastransformation sowie der alternativen Wärmeversorgung zuweist.

Der Netzbetreiber kann zwar seinen Netzanschlussnehmer über die vorgesehene Netztrennung informieren. **Die für den Kunden viel wichtigere Aussage über die Verfügbarkeit alternativer Versorgungsmöglichkeiten kann der Netzbetreiber aber nicht treffen.** Er verfügt in seiner Rolle als Netzbetreiber über keine hinreichenden Informationen und hat auch keine Einflussmöglichkeiten auf deren rechtzeitige Bereitstellung. Die Information und Koordination alternativer Versorgungsmöglichkeiten muss den **Kommunen im Rahmen der Wärmeplanung sowie der kommunalen Daseinsvorsorge** obliegen. Außerdem muss der politische und rechtliche Rahmen, der auf Bundes- und Landesebene gesetzt wird, zielgerichtet die Verfügbarkeit alternativer Versorgungsmöglichkeiten aktiv befördern. Hierin liegt eine elementare politische Verantwortlichkeit. Es ist klar, dass jeder Anschlussnehmer im Laufe der Zeit individuell darüber informiert werden muss, dass künftig keine Versorgung mit Erdgas mehr möglich ist und welche Alternativen ihm stattdessen zur Verfügung stehen. Es ist aber sachlich falsch, eine solche Aufgabe rechtlich bindend bei den Gasnetzbetreibern zu verorten. Die Erreichung der deutschen Klimaneutralitätsziele hängt maßgeblich von klaren und konsequenten hoheitlichen Entscheidungen und ihrer Kommunikation durch die Politik ab.

Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass für **systemrelevante Erzeugungsanlagen** ein verlässlicher Übergang gewährleistet wird, insbesondere durch geeignete Übergangsregelungen oder die Sicherstellung einer parallelen Versorgung (Gas und Wasserstoff) während der Transformationsphase. Die Möglichkeit, Gasnetzanschlüsse auf Basis der Netzentwicklungsplanung zu trennen, darf nicht dazu führen, dass bestehende oder neu errichtete Gaskraftwerke ihren Gasanschluss verlieren, ohne dass gleichzeitig eine gesicherte und wirtschaftliche Wasserstoffversorgung zur Verfügung steht.

➤ **Weitere Flexibilisierung erforderlich - Fristenvorgaben sind zu starr**

Richtig ist, dass nach dem aktuellen Entwurf in § 17I Abs. 4 EnWG-E nun kürzere Informationsfristen von fünf Jahren auf Antrag vorgesehen sind. Dies ist nach § 17I Abs. 4 EnWG-E allerdings nur zulässig, wenn der Anschlussnehmer sich zum Zeitpunkt der Trennung an ein Wärmenetz anschließen lassen kann.

Dies wird den örtlichen Gegebenheiten sowie dem Umfang der Aufgabe jedoch nicht gerecht.

Eine weitere Flexibilisierung der Informationsfristen ist auch für die Fälle erforderlich, in denen Strom und Wasserstoff als alternative Wärmeversorgung zur Verfügung steht.

› **BDEW-Forderungen**

Technologieoffene Ausgestaltung: Der Gesetzentwurf ist dahingehend zu ergänzen, dass **auf Antrag ebenfalls eine kürzere Trennungsfrist** eingeräumt werden kann, wenn Anschlussnutzer zum Zeitpunkt der Trennung an ein **Wasserstoffnetz** angeschlossen werden können (insbesondere Industriekunden). Der mögliche Anschluss an das Wasserstoffnetz geht aus dem Wasserstoff-VNEP hervor, der entweder veröffentlicht wird oder den die Wasserstoff- und Gasverteilernetzbetreiber ohnehin i.S.d. § 16b Abs. 3 EnWG-E gemeinsam erstellen. Ein verlässlicher Informationsfluss an den Gasnetzbetreiber ist so sichergestellt. Voraussetzung muss dabei selbstverständlich sein, dass der betroffene Anschlussnutzer seine Prozesse auch auf die Nutzung von Wasserstoff umstellen kann.

Gaskraftwerke, die der Versorgungssicherheit dienen (und z.B. im Rahmen des ad-hoc-Kapazitätsmarktes bezuschlagt wurden), sind allerdings nicht von einer verkürzten Trennungsfrist bei der Umstellung auf Wasserstoff zu erfassen. Anschlussstrennungen dürfen hier nur nach vorheriger systemischer Prüfung im Rahmen der Netzentwicklungsplanung und Abstimmung mit der BNetzA erfolgen, da pauschale Fristen Investitionen gefährden und Versorgungssicherheit sowie Netzstabilität beeinträchtigen können. Insbesondere darf die Möglichkeit zur Anschlussstrennung nicht dazu führen, dass Gaskraftwerke, die für die Versorgungssicherheit vorgesehen oder bereits bezuschlagt sind, ihren Gasanschluss verlieren, ohne dass eine gesicherte alternative Versorgung (insbesondere mit Wasserstoff) gewährleistet ist. Maßgeblich ist dabei, dass eine Anschlussstrennung von Gaskraftwerken erst dann erfolgen darf, wenn die alternative Versorgung tatsächlich physisch verfügbar und technisch nutzbar ist; eine rein planerische oder prognostische Verfügbarkeit ist nicht ausreichend. Dies ist insbesondere für neue Gaskraftwerke im Rahmen von Kapazitätsmechanismen von zentraler Bedeutung, da andernfalls Investitions- und Versorgungssicherheit gleichermaßen gefährdet wären.

Darüber hinaus kann eine **Fristverkürzung auch in anderen Fällen** sinnvoll sein, um einen technologieoffenen Rahmen zu setzen: Auch dort, wo die kommunale Wärmeplanung ein **dezentrales Versorgungsgebiet** vorsieht, ergeben sich Möglichkeiten, Stilllegungen im Gasverteilernetz frühzeitig vorzunehmen unter Berücksichtigung eines **ausreichend ausgebauten Stromnetzes mit entsprechenden Netzanschlusskapazitäten**. Damit das Stromnetz eine relevante Alternative für die Wärmeversorgung darstellen kann, ist auch der Zustand der betroffenen Gebäude, der sich aus der kommunalen Wärmeplanung ergibt, zu beachten. Dies wird besonders relevant, wenn ohne die Möglichkeit der Anschlussstrennung umfangreiche

Ersatzinvestitionen im Netzgebiet oder den vorgelagerten Netzebenen der Gasnetzbetreiber anfallen würden.

Nachvollziehbar ist, dass der Anwendungsbereich des § 171 EnWG-E für Netze, die zukünftig mit Biomethan betrieben werden können, nicht eröffnet wird. In diesen Fällen bleibt das Gasnetz als solches, betrieben mit Biomethan, bestehen und eine Trennung der Gasanschlüsse ist nicht erforderlich.

Bürokratie vermeiden: Bei der Ausgestaltung der kürzeren Informationsfristen ist im Sinne der **Bürokratieentlastung** sicherzustellen, dass von der zuständigen Behörde keine über die gesetzliche Regelung hinausgehenden Anforderungen gestellt werden.

Weitere Bürokratie könnte mit der Einführung einheitlich angemessener Informationsfristen ohne ein separates Antragsfordernis vermieden werden.

Flexibilität ermöglichen: Die Transformation der Gasverteilernetze ist ein komplexer Prozess. Pauschale Vorgaben mit Zeiträumen und Fristen von zehn und fünf Jahren würden eine volkswirtschaftlich effiziente und somit eine sozialverträgliche Transformation der Gasnetze erheblich erschweren bzw. faktisch unmöglich machen. Mit einem Informationszeitraum von zehn Jahren nach Einreichung der VNEP und des NEP könnten erste Trennungen frühestens ab 2038 erfolgen. Dies würde Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern flächendeckend maximal sieben Jahre Zeit lassen, um Leitungen entweder endgültig stillzulegen oder nach einer vorübergehenden Außerbetriebnahme auf Wasserstoff umzustellen. Für Netzbetreiber, die in Bundesländern oder Kommunen tätig sind, welche die Klimaneutralität bereits vor 2045 anstreben, verkürzt sich dieser Zeitraum nochmals entsprechend.

Die flexible Ausgestaltung der Transformation ist auch für die kohärente Umsetzung der Wärmeplanung unerlässlich. Nur so kann eine verlässliche Infrastrukturplanung erfolgen und Investitionen in den Ausbau paralleler Infrastrukturen vermieden werden. Ansonsten käme es nicht nur für die Gasnetzkunden, sondern auch die Kunden von Wärmenetzen zu vermeidbaren Preissteigerungen. Durch eine dauerhaft lange und starre Frist werden Ersatzinvestitionen in Gasnetze fällig, deren Refinanzierung durch den Ansatz beschleunigter oder verkürzter Abschreibungsdauern innerhalb nur weniger Jahre durch eine sinkende Zahl an Netznutzern zu tragen sein werden. Dadurch wird zwar ein beschleunigtes Wiederverdienen der Investitionen in die Infrastruktur grundsätzlich ermöglicht. Es verhindert aber nicht, dass noch in den Folgejahren weitere Investitionen notwendig werden. Diese können entweder durch das Erreichen der technischen Lebensdauer oder durch Infrastrukturmaßnahmen ausgelöst werden, die eine Umverlegung in Betrieb befindlicher Gasleitungen erfordern. Dies kann zu ggf. stark steigenden Netznutzungsentgelten bei den noch am Netz verbleibenden Netzkunden führen. Im

schlechtesten Fall können die Netzbetreiber die getätigten Investitionen nicht mehr wieder verdienen.

Der BDEW geht auch deshalb davon aus, dass sich die derzeit im Grundsatz vorgesehenen langen Informationsfristen für die Trennung von zehn bzw. fünf Jahren im Zeitverlauf signifikant verkürzen müssen. Mit fortschreitender Dekarbonisierung wird für Letztverbraucher zunehmend erkennbar, dass der Gasnetzbetrieb künftig nur noch eingeschränkt und jedenfalls nicht mehr dauerhaft zur Verfügung stehen wird. Vor diesem Hintergrund erscheint es sachgerecht, die anzuwendenden Vorlaufzeiten sukzessive abzusenken, um den realistischen Erwartungshorizont der Anschlussnutzer und die tatsächliche Perspektive des Gasnetzbetriebs konsistent abzubilden.

➤ **Zu § 17I Abs. 1 Nr. 5 c) und d) EnWG-E:**

Informiert der Netzbetreiber nach § 17I Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E den Anschlussnehmer zehn Jahre im Voraus über die geplante Trennung, bedarf es dafür nach dem vorliegenden Regierungsentwurf auch einer Information über die Verfügbarkeit alternativer Versorgungsmöglichkeiten. Diese Information obliegt, wie oben angeführt, den Kommunen im Rahmen der Wärmeplanung sowie der kommunalen Daseinsvorsorge. Entsprechend muss es in diesem Fall genügen, wenn der Netzbetreiber z.B. auf die kommunale Wärmeplanung verweist, wie in der Gesetzesbegründung vorgesehen.

› **BDEW-Forderung**

§ 17I Abs. 1 Nr. 5 c) EnWG-E ist wie folgt zu ergänzen:

*„im Zeitpunkt der Anschlusstrennung im Netzgebiet grundsätzlich zur Verfügung stehende, alternative Versorgungsmöglichkeiten für den Anschlussnehmer **insbesondere mit Verweis auf den Wärmeplan nach § 23 des Wärmeplanungsgesetzes.**“*

§ 17I Abs. 1 Nr. 5 lit. d EnWG-E ist zu **streichen**.

➤ **Zu § 17I Abs. 1 Nr. 6 EnWG-E:**

Eine regelmäßige Information über die geplante Trennung des Anschlusses gegenüber den betroffenen Anschlussnehmern ist nachvollziehbar. Dies gilt auch aus Sicht der Netzbetreiber, um sicherzustellen, dass die Trennung tatsächlich erfolgen kann. Insgesamt sechs - bei Änderungen am geplanten Vorgehen potenziell noch weitere - verschiedene Informationen sind jedoch nicht zielführend. Eine Beschränkung der Frequenz auf höchstens zwei zusätzliche Termine (wie z. B. zwei Jahre und zwei Wochen vor dem Termin zur Trennung des Netzanschlusses) sollte zweckmäßig und ausreichend sein.

Außerdem ist sicherzustellen, dass auch die Gaslieferanten rechtzeitig die für sie erforderlichen Informationen erhalten.

› **BDEW-Forderung**

§ 17I Abs. 1 Nr. 6 EnWG-E ist wie folgt zu **ändern**:

„jeweils zwei Jahre, ~~sechs Monate, zwei Monate~~ sowie zwei Wochen vor dem geplanten Termin zur Trennung des Anschlusses den betroffenen Anschlussnehmer an die bevorstehende Anschlusstrennung in Textform erinnert hat.“

➤ **Zu § 17I Abs. 2 Nr. 1 EnWG-E**

Nach §17I Abs. 2 Nr. 1 ist der Betreiber eines Gasversorgungsnetzes unverzüglich nach Bestätigung des VNEP verpflichtet, über den Termin für die beabsichtigte Netzanschlusstrennung durch Einlage in die Briefkästen sämtlicher von der Netzanschlusstrennung nach Absatz 1 betroffener Grundstücke und Gebäude zu informieren.

› **BDEW-Forderung**

Diese Verpflichtung ist zu streichen. Mieter und Anschlussnutzer würden durch die Information voraussichtlich potenziell verunsichert, ohne dass sie selbst einen Einfluss auf die Entscheidung haben, welche Heizungsart zukünftig eingebaut wird. Mit der im Entwurf im Übrigen vorgesehenen Information der Anschlussnehmer und der Schornsteinfeger ist hinreichend sichergestellt, dass alle Betroffenen über die geplante Anschlusstrennung informiert werden.

➤ **Zu 17I Abs. 4 EnWG-E**

Die Regelung in § 17I Abs. 4 EnWG-E ist grundsätzlich sachgerecht. Die Anschlussmöglichkeit kann auf vier verschiedene Arten dargelegt werden, die entweder öffentlich verfügbar sind oder über die sich Wärmenetzbetreiber und Gasnetzbetreiber austauschen können. Eine Zusammenarbeit beider Netzbetreiber ist ohnehin in § 16c Abs. 2 EnWG-E vorgesehen. Die Antragsberechtigung ist in den Fällen, in denen für Verbraucher die Möglichkeit besteht, sich an ein Wärmenetz anzuschließen, zum einen gut nachweisbar und zum anderen für Verbraucher zumutbar, weil sie zunächst nicht mit weiteren Modernisierungsmaßnahmen am Gebäude verbunden ist.

➤ **Redaktioneller Hinweis: Der BDEW weist darauf hin, dass in Abs. 4 Satz 1 auf Abs. 1 Nr. 2 und 4 verwiesen werden müsste und nicht (nur) auf Nr. 4.**

➤ **Zu § 17I Abs. 6 EnWG-E:**

Nach § 17l Abs. 6 darf ein Anschluss nicht getrennt werden, soweit **zwei Jahre vor der Trennung** absehbar ist, dass eine alternative Wärmeversorgungsart, die im Wärmeplan als besonders geeignet eingestuft ist, dem Letztverbraucher nicht zur Verfügung stehen wird.

› **BDEW-Forderung**

Die Regelung ist zu streichen. Sie greift unverhältnismäßig in die Rechte der Netzbetreiber ein und stellt in ihrer Pauschalität keine angemessene Abwägung aller betroffenen Interessen und Grundrechte dar.

Die vorgesehene Einschränkung der Anschlusstrennung verursacht erhebliche Unsicherheiten bei den Netzbetreibern. Durch die Regelung wird die Umstellung oder Stilllegung aller vor- und nachgelagerten Leitungen in der gesamten Kaskade blockiert. Dies gilt umso mehr, wenn die Gasverteilernetzbetreiber sich nicht von Beginn an einer umfassenden und abgestimmten Netzplanung beteiligen müssen (siehe Kapitel zu § 16b EnWG-E).

Sie gefährdet damit nicht nur die Planungen zahlreicher Netzbetreiber, sondern auch die von Kunden – insbesondere jener, die Wasserstoff benötigen oder einspeisen wollen. Gerade bei indirekter Betroffenheit einer Transportleitung kann der Kreis der beeinträchtigten Akteure erheblich sein.

Dies kann auch Kraftwerke oder Industriekunden betreffen, die anhand der Planungen der Netzbetreiber die Dekarbonisierung ihrer Prozesse durch die Umstellung auf Wasserstoff vorausschauend geplant bzw. sich sogar hierzu verpflichtet haben. Auch in deren wirtschaftliche Interessen würde erheblich eingegriffen, wenn ein Gasnetzbetreiber, entweder der Anschlussnetzbetreiber selbst oder ein Gasnetzbetreiber entlang der Kaskade, die Umstellung seines Netzes auf Wasserstoff auf absehbare Zeit entgegen vorherigen anderweitigen Planungen nicht umsetzen kann. Damit sind in der Regel umfangreiche wirtschaftliche Aufwendungen der Unternehmen verbunden.

Die großzügigen Trennungsfristen des § 17l EnWG-E von zehn bzw. fünf Jahren geben Anschlussnehmern ausreichend Zeit, alternative Lösungen zu entwickeln, deren Bereitstellung nicht in der Verantwortung der Gasnetzbetreiber liegen kann.

Hinzu kommt, dass der kurzfristige Weiterbetrieb der Leitungen sich auf die Netzentgelte auswirken kann. Netzbetreiber werden ihre Ersatzinvestitionen in das Netz bei geplanten, stillzulegenden Leitungen im Sinne eines kosteneffizienten Netzbetriebs auf das notwendige Mindestmaß reduzieren. Eine ungeplante Verlängerung der Betriebszeit von Netzen oder Netzteilen, insbesondere wenn es sich um längere Zeiträume handelt, kann dazu führen, dass Leitungsabschnitte in der gesamten betroffenen Netzbetreiberkaskade erneuert werden müssen und dafür unvorhergesehene Ersatzinvestitionen anfallen. Diese Kosten müssen wiederum in

kurzer Zeit abgeschrieben werden und haben dadurch einen zusätzlichen preissteigernden Effekt auf Netzentgelte.

› **BDEW-Forderung**

Aufgrund der genannten Argumente ist die Regelung zu **streichen**.

Sollte sie dennoch bestehen bleiben, ist unbedingt sicherzustellen, dass sich aus dem erzwungenen Weiterbetrieb ergebende **Mehrkosten**, etwa planwidrig kurzfristig anfallende Kosten für Ersatzinvestitionen, vollumfassend als Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KAnEu), **regulatorisch anerkannt** werden.

› **BDEW-Forderung**

Sollte der Gesetzgeber der Forderung vor dem Hintergrund des erheblichen Mehraufwands und der Unsicherheit für alle beteiligten Akteure dennoch nicht nachkommen, schlägt der BDEW hilfsweise vor, in Anerkennung der verschiedenen, zum Teil erheblich betroffenen Interessen, von einer pauschalen Verpflichtung des Weiterbetriebs des Gasnetzes abzusehen.

Vielmehr sollten auf Grundlage der **konkreten Umstände des Einzelfalls** die für die Bestätigung der jeweiligen Netzplanung **zuständigen Behörden** eine entsprechende **Entscheidungskompetenz** erhalten. Damit könnten in den Einzelfällen, in denen zum geplanten Trennungzeitpunkt absehbar keine alternative Versorgungsoption verfügbar sein wird, die betroffenen Interessen angemessen und verhältnismäßig gegeneinander abgewogen werden. In diese Interessenabwägung müssten der Umfang der betroffenen Kunden, die Qualität der zugrundeliegenden Wärmeplanung, der voraussichtliche Verzögerungszeitraum, die Auswirkungen auf betroffene Industriekunden und auf die gesamte Netzbetreiberkaskade sowie anstehende erforderliche Investitionen in das Gasnetz einfließen.

Die zuständigen Behörden müssten eine entsprechende Entscheidungsbefugnis auf **Antrag des betroffenen Netzbetreibers** erhalten. Dabei gilt es, keinen unnötigen bürokratischen Aufwand zu generieren und die Anforderungen auf das für eine substantiierte Entscheidung erforderliche Mindestmaß zu beschränken. Die zu berücksichtigenden Interessen sind dem Grundsatz der Wesentlichkeit nach im Gesetz als nicht abschließender Kriterienkatalog aufzunehmen, weil es sich unabhängig vom Ergebnis der Entscheidung um einen Eingriff in Grundrechte (entweder des Netzbetreibers oder der Anschlusskunden) handelt.

Der Eingriff in die Grundrechte des Netzbetreibers und ggf. von Kunden, die aufgrund der angekündigten Umstellung des Netzes entsprechende wirtschaftliche Vorkehrungen getroffen haben, ist in dem vorliegenden Regelungsvorschlag nicht ausreichend gewürdigt und entsprechend nicht gerechtfertigt.

In jedem Fall müsste der Weiterbetrieb des Netzes entgegen den Planungen des Netzbetreibers im Sinne einer verhältnismäßigen Ausgestaltung auf einen **maximal zulässigen Zeitraum begrenzt** werden. Der BDEW schlägt dafür **maximal zwei Jahre nach dem ursprünglich vorgesehenen Trennungszeitpunkt** vor.

Der BDEW weist außerdem darauf hin, dass dem Gasnetzbetreiber in der Regel nicht bekannt ist, in welchem Umsetzungsstadium sich die Versorgungsalternativen befinden und ob sie rechtzeitig zur Verfügung stehen werden. Der Gasnetzbetreiber hat auch keinen Einfluss auf die Wärmeplanung der Kommune. Er kann nicht steuern, ob die im Wärmeplan als geeignet eingetragene Wärmeversorgungsart tatsächlich geeignet ist und ob die Kommune überhaupt mit dem für diese Wärmeversorgungsart zuständigen Netzbetreiber in Austausch getreten ist, um den Wärmeplan umzusetzen.

➤ **Ergänzung: Kündigung des Netzanschlussvertrages**

Es fehlt eine Klarstellung, dass die Möglichkeit besteht, im Zuge der Trennung des Anschlusses den Netzanschlussvertrag auch außerhalb des Anwendungsbereichs der NDAV kündigen zu können. § 25 Abs. 1 der NDAV wurde zwar um ein entsprechendes Kündigungsrecht ergänzt. Der Regierungsentwurf enthält jedoch keine entsprechende Regelung für Anschlussverträge im Mittel- und Hochdruckbereich. Hier sollte eine Klarstellung erfolgen.

› **BDEW-Forderung**

In § 17 EnWG sollte auch für das Mittel- und Hochdrucknetz eine Regelung getroffen werden, die eine Kündigung durch den Netzbetreiber bei Vorliegen der Voraussetzungen für die Trennung eines Anschlusses ausdrücklich ermöglicht.

➤ **Wechsel des Anschlussnehmers**

In diesem Zusammenhang ist auch zu klären, was bei einem Wechsel des Anschlussnehmers, insbesondere im Falle eines Grundstücksverkaufs geschieht. Dies darf nicht zu einem Neustart der Fristen führen. Deswegen sollte im Gesetz klargestellt werden, dass die Information über die Trennung des Netzanschlusses und der angestrebte Zeitplan für die Trennung auch gegenüber nachfolgenden Grundstückseigentümern bzw. Anschlussnehmern wirksam bleibt. Die Information über die Trennung ist damit grundstücksbezogen, und nicht personenbezogen.

› **BDEW-Forderung**

§ 17l Abs. 1 Satz 2 (d.h., letzter Satz nach § 17l Abs. 1 Satz 1 Nr. 6 EnWG-E) ist wie folgt zu ergänzen:

„Die Information ist auch nachfolgenden Grundstückseigentümern beziehungsweise Anschlussnehmern gegenüber wirksam.“

➤ **Besondere Situation systemrelevanter Kraftwerke, KWK-Anlagen und Großabnehmer beachten**

Die besondere Situation von systemrelevanten Gasverbrauchern – etwa Kraftwerken, KWK-Anlagen oder industriellen Großabnehmern – erfordert insbesondere Planungssicherheit. Anschlusstrennungen dürfen nur nach vorheriger systemischer Prüfung im Rahmen der Netzentwicklungsplanung und Abstimmung mit der BNetzA erfolgen, da pauschale Fristen Investitionen gefährden und Versorgungssicherheit sowie Netzstabilität beeinträchtigen können.

3.2 Zu §§ 17 und 18 – Netzanschluss und Anschlussverweigerung

Mit den Anpassungen in § 17 Abs. 1, 2 und 3 und § 18 Abs. 1 EnWG-E wird klargestellt, dass die Anschlusspflicht bzw. die allgemeine Anschlusspflicht in Niederdruck/Niederspannung zu den allgemeinen Bedingungen (NDAV/ NAV) nur für Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze gilt und nicht auf Wasserstoffnetze anwendbar ist.

Weiterhin wird in § 18 Abs. 1 Satz 2 EnWG-E auf die neuen Verweigerungsgründe nach § 17 Abs. 2c EnWG-E verwiesen, wonach ein Anschluss in Niederdruck vom Netzbetreiber verweigert werden kann, wenn in einem NEP oder Verteilernetzentwicklungsplan die Umstellung oder dauerhafte Außerbetriebnahme vorgesehen ist. Die Regelungen sind insofern folgerichtig und unkritisch.

Mit § 17 Abs. 2c EnWG-E wird eine neue Regelung geschaffen, die es Gasnetzbetreibern ermöglicht, (neue) Netzanschlüsse unter bestimmten Bedingungen zu verweigern. Dies ist erforderlich, um die geplante Entwicklung der Netze auch umsetzen zu können. Folgerichtig müssen Netzbetreiber nun zukünftig nicht mehr jeden Anschluss an ein Gasnetz realisieren, wenn in ihren Plänen der langfristige Weiterbetrieb des Netzes nicht vorgesehen ist. Dafür hatte sich der BDEW im Vorfeld eingesetzt. Nur so kann eine erfolgreiche Transformation der Gasnetze umgesetzt werden.

Der BDEW begrüßt, dass die in § 17 Abs. 2c Satz 2 EnWG-E vorgesehene Regelung die Unsicherheit darüber berücksichtigt, in welchem Umfang die Pläne der Netzbetreiber von der BNetzA bestätigt werden.

Darüber hinaus sollte den Netzbetreibern zukünftig ermöglicht werden, Netzanschlussverträge befristet abschließen zu können, wenn nach der Bestätigung des VNEP perspektivisch die Umstellung oder Stilllegung des Gasnetzes vorgesehen ist. Dies betrifft Neuanschlüsse und den Wechsel des Anschlussnehmers an Leitungen, die bereits zur Umstellung oder Stilllegung

vorgesehen sind. In diesen Fällen wurde der alte Anschlussnehmer bereits fristgerecht nach § 17l EnWG-E über die zukünftige, geplante Trennung informiert. Bis zu dem geplanten Zeitpunkt kann es jedoch sinnvoll sein, auch einem neuen Anschlussnehmer Anschluss und Zugang zu seinem Netz zu gewähren, etwa im Falle eines Haushaltskunden, der ein neues Gebäude bezieht. Ansonsten bestünde für den Netzbetreiber nur die Möglichkeit, Anschluss und Zugang von Anfang an zu verweigern.

Wird ein befristetes Anschlussverhältnis geschlossen, muss die vereinbarte Frist mit der im Netzentwicklungsplan nach § 15d Abs. 3 Satz 1 EnWG oder Verteilernetzentwicklungsplan nach § 16e Abs. 2 Satz 1 EnWG-E bestätigten Frist für die Außerbetriebnahme oder Umstellung der Leitung übereinstimmen.

› **BDEW-Forderung**

§ 17 EnWG-E sollte um einen **neuen Absatz 2c** ergänzt werden:

„Der Betreiber eines Gasversorgungsnetzes kann einen Netzanschluss nach Absatz 1 Satz 1 auch dann verweigern oder dem Anschlussnehmer den Abschluss einer befristeten Netzanschlussvereinbarung anbieten, wenn er nachweist, dass die Verweigerung oder Befristung erforderlich ist, weil

1. in einem nach § 15d Absatz 3 Satz 1 bestätigten Netzentwicklungsplan die Umstellung oder dauerhafte Außerbetriebnahme des Fernleitungsnetzes oder relevanter Teile davon vorgesehen ist, oder

2. in einem nach § 16e Absatz 2 Satz 1 bestätigten Verteilernetzentwicklungsplan die Umstellung oder dauerhaften Außerbetriebnahme von Verteilernetzen oder Teilen davon vorgesehen ist.“

4 Biomethan

Biogas und Biomethan sind erneuerbare Energieträger, die im Gegensatz zu Wind- und Solarenergie auch bei Windflauten und bedecktem Himmel verfügbar sind. Sie sind unter Beachtung der Gasbeschaffenheit speicherbar und damit saisonal und flexibel in allen Sektoren einsetzbar, insbesondere auch zur Verstromung. Der Energieträger ist somit ein wichtiger Baustein, um die nationalen und internationalen Klimaschutzziele zu erreichen. Unter anderem defossilisieren bereits heute Biogas und Biomethan schon im Umfang von 100 TWh das Energiesystem.

4.1 Zu § 17I Abs. 5 - Trennung von Netzanschlüssen von Biomethananlagen

Der BDEW lehnt die neu eingefügte Regelung in § 17I Absatz 5 ab. Eine Trennungsfrist von mindestens 20 Jahren für alle Anlagen, die bis zum Inkrafttreten des Gesetzes an das Gasnetz angeschlossen sind, erschwert die Transformation der Gasnetze. Erforderlich ist daher eine Regelung, die gezielt Planungssicherheit und eine langfristige Perspektive von mindestens 20 Jahren für die Erzeugung und Einspeisung von Biomethan schafft. Dies kann gelingen, wenn unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Transformationspfade der Gasnetze Biomethanetzgebiete ausgewiesen werden, in denen Bestands- und Neuanlagen verlässliche Rahmenbedingungen auch über 2045 hinaus erhalten. Andernfalls ist zu erwarten, dass Investitionen ausbleiben und vorhandene Potenziale nicht erschlossen werden. In anderen Netzgebieten kann hingegen eine einheitliche Trennungsregelung zur Anwendung kommen.

4.2 Zu §§ 16b ff. - Gezielte Ausweisung geeigneter Gebiete für Biomethaneinspeisung

Einer Sonderregelung für die Trennung von Biomethananlagen bedarf es auch deshalb nicht, da der Anschluss solcher Anlagen von vorneherein überwiegend in dafür geeigneten Gebieten erfolgen sollte.

Der BDEW schlägt deshalb als langfristige Perspektive für den Netzanschluss von Biomethananlagen sowie die damit verbundenen Kosten- und Transformationsfragen vor, die Möglichkeit zur Ausweisung von Biomethanetzgebieten im NEP und in den VNEPs vorzusehen. Dies ermöglicht es den Netzbetreibern, die Weiterentwicklung ihrer Netze zu planen und umzusetzen. Gleichzeitig schaffen ausgewiesene Biomethanetzgebiete langfristige Planungs- und Investitionssicherheit sowohl für Bestands- als auch für Neuanlagen. Für die Ausweisung von Biomethanetzgebieten als Bestandteil der Verteilernetzentwicklungsplanung soll keine gesonderte Genehmigungserfordernis in das Gesetz aufgenommen werden. Für den Weiterbetrieb des Netzes als Gasnetz i.S.d. EnWG ergibt sich nach derzeitigem Stand kein darüber hinaus gehender Regelungsbedarf. Ein genereller Weiterbetrieb mit Methan ist kein Bestandteil für die Entwicklungspläne.

Verteilernetzbetreiber haben gemäß § 16b Abs. 1 EnWG-E bei ihrer Planung auf angemessene Annahmen zur Entwicklung der Erdgasproduktion und -einspeisung, der Erdgasnachfrage und -versorgung – einschließlich Biomethan – abzustellen. Gleichzeitig sieht der Entwurf weiterhin einen Anschlussvorrang für Biomethanerzeugungsanlagen im gesamten Gasnetz vor. Dies kann zu ineffizienten Investitionen führen, wenn Einspeisungen in Regionen erfolgen, in denen weder eine ausreichende Nachfrage noch eine kosteneffiziente Integration in die bestehende Netzstruktur gegeben ist. Ohne eine gezielte Steuerung drohen hohe volkswirtschaftliche Kosten sowie Verzögerungen bei der Transformation hin zu Wasserstoffnetzen. Die Fortführung

der Vor-Ort-Verstromung muss deshalb weiterentwickelt und gestärkt werden und als wirtschaftliche Alternative erhalten bleiben.

Daher schlägt der BDEW vor, dass Gasnetzbetreiber geeignete Netzgebiete ausweisen und veröffentlichen können, in denen die Biomethaneinspeisung und die Gasversorgung wirtschaftlich betrieben werden kann. Die Kriterien für die Ausweisung sind unter anderem das vorhandene und perspektivische Biomasse- und Biomethanpotenzial einer Region, die Netzstruktur inkl. bereits bestehender Netzanschlüsse von Biomethanerzeugungsanlagen und die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs sowie eine Betrachtung der Verbindungen zwischen den Gebieten und in europäische Nachbarländer. Die Rolle Deutschlands als "Gastransitland" ist ferner zu berücksichtigen. Die Ausweisung geeigneter Gebiete für Biomethaneinspeisungen in angemessen einfacher Form, wie zum Beispiel einer Übersichtskarte soll nicht als separater Prozess erfolgen, sondern integraler Bestandteil des Netzentwicklungsplans und der Verteilernetzentwicklungsplanung sein.

Voraussetzung hierfür ist, dass das gesamte Biomethanpotenzial in Deutschland zunächst erfasst und Regionen mit hohem Biomethanpotential als solche ausgewiesen wird. Liegt das Netzgebiet eines Netzbetreibers in einer Region mit hohem Biomethanpotential ist zu prüfen, ob ein Biomethanetzgebiet ausgewiesen werden kann.

Eine weitere Voraussetzung für eine mögliche Ausweisung von Biomethanetzgebieten in den Verteilernetzentwicklungsplänen sowie dem Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff ist die Aufnahme von Biomethanziele in die Systementwicklungsstrategie oder eine Strategie zur künftigen Nutzung von Methan aus erneuerbaren Quellen. Alternativ ist § 15b Absatz 3 EnWG dahingehend anzupassen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet werden, mindestens ein Szenario auf Grundlage der europäischen Vorgaben sowie neu aufzustellender nationaler Ausbauziele für Biomethan zu entwickeln. Eine Voraussetzung für die Entwicklung von Szenarien ist, dass zuvor eine Potenzialanalyse der Biomethanregionen vorliegt.

Nur durch eine solche Verankerung in den übergeordneten Planungsinstrumenten kann sichergestellt werden, dass Biomethan in der Netzplanung angemessen berücksichtigt wird und entsprechende Infrastrukturentwicklungen von den Netzbetreibern frühzeitig angestoßen werden.

Würden entsprechende Ausweisungen durch den Gesetzgeber ermöglicht, wäre in der Folge dessen auch der Regelungsrahmen zum Netzanschluss innerhalb solcher ausgewiesenen Gebiete sowie eine Übergangsregelung zu gestalten. Der BDEW erarbeitet derzeit einen Vorschlag dazu.

› **BDEW-Forderung**

§ 15c Abs. 2 EnWG-E ist folgendermaßen zu **ergänzen**:

„Der Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten und effizienten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau der Netze enthalten, die spätestens zum Ende der jeweiligen Betrachtungszeiträume im Sinne des § 15b Absatz 2 für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. **Zudem prüfen die Fernleitungsnetzbetreiber in ausgewiesenen Biomethanregionen, ob ein Biomethanetzgebiet wirtschaftlich langfristig betrieben werden kann. Die Fernleitungsnetzbetreiber können auf Basis dieser Prüfung Gebiete ausweisen, die perspektivisch aufgrund des regionalen Biomethanpotentials für den langfristigen Netzbetrieb mit Biomethan geeignet sind und deren wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Die mögliche Ausweisung ist Bestandteil des Netzentwicklungsplans und erfolgt unter Berücksichtigung des regionalen Biomethanaufkommens, der Netzstruktur sowie Faktoren für einen langfristigen wirtschaftlichen Netzbetrieb.**“

§ 16d Abs. 3 Nr. 1 EnWG-E ist folgendermaßen zu **ergänzen**:

„Verteilernetzentwicklungspläne nach §16b Absatz 2 bis 4 müssen

sich auf angemessene Annahmen bezüglich der Entwicklung der Erdgaserzeugung und -einspeisung, der Erdgasnachfrage und -versorgung, einschließlich Biomethan, sowie auf den Verbrauch von Erdgas in allen Sektoren auf der Ebene der Verteilung im Betrachtungszeitraum nach § 16d Absatz 1 Nummer 1 stützen; **hiervon umfasst ist auch, dass der Verteilernetzbetreiber in ausgewiesenen Biomethanregionen prüft, ob ein Biomethanetzgebiet wirtschaftlich langfristig betrieben werden kann. Der Netzbetreiber kann auf Basis dieser Prüfung Gebiete ausweisen, die perspektivisch aufgrund des regionalen Biomethanpotentials für den langfristigen Netzbetrieb mit Biomethan geeignet sind und deren wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Eine Ausweisung ist Bestandteil des Verteilernetzentwicklungsplans und erfolgt unter Berücksichtigung des regionalen Biomethanaufkommens, der Netzstruktur sowie Faktoren für einen langfristigen wirtschaftlichen Netzbetrieb.**“

4.3 Zu § 17 Abs. 1a und 1b - Anschlussvorrang von Biomethan und Biogaskostenwälzung

Neben dem im Gesetzentwurf geregelten Netzanschlussvorrang sind auch Fragen der Kostentragung, des wirtschaftlichen Netzbetriebs und die Verfügbarkeit von wesentlicher Bedeutung.

Zwar sieht die neue Übergangsregelung in § 118 Abs. 4 EnWG bis zum 31. Dezember 2026 eine vorübergehende Lösung für bis dahin eingehende Netzanschlussbegehren vor. Jedoch bleiben die Aufnahme und Ausgestaltung einer etwaigen Nachfolgeregelung für Biomethanerzeugungsanlagen offen. In dem vorliegenden Gesetzentwurf greift die Bundesregierung diese Fragestellungen nicht auf.

Der BDEW spricht sich dafür aus, dass die Kostenaufteilung zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber flexibilisiert, weiterentwickelt und unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten möglichst fair und verursachungsgerecht ausgestaltet wird. Damit eine kosteneffiziente und volkswirtschaftlich sinnvolle Integration von Biomethananlagen im Energiesystem gelingen kann, hat der BDEW auch einen methodischen Ansatz zur Bestimmung eines Schwellenwertes entwickelt. Insbesondere bei kleinen Biogasanlagen soll dieser den Zusammenschluss über Rohbiogasleitungen anreizen. Dem liegt die Annahme zu Grunde, dass auf Grund von Skaleneffekten der Anschluss von kleinen Biogasanlagen an das Gasnetz wirtschaftlich ineffizienter ist als bei größeren Anlagen. Nur in solchen Fällen, in denen für die Verteilernetzbetreiber der wirtschaftliche Betrieb eines Netzes mit Biomethan möglich ist, sollten Neuanschlüsse dort möglich sein.

Der BDEW spricht sich zudem dafür aus, dass die verursachungsgerechten Anschlusskosten von Biomethananlagen in solchen Biomethannetzgebieten mit wirtschaftlichem Gasnetzbetrieb, sofern sie aus einem gesamtwirtschaftlich effizienten Netzanschluss resultieren, weiterhin über eine Umlage auf alle Gaskunden gewälzt werden können. Die Dekarbonisierung der Gasnetze und des Energiesystems liegt im gesamtgesellschaftlichen Interesse und sollte daher nicht Gaskunden in Netzgebieten mit hohem Biomethanpotential über Gebühr belasten. Bisher sieht der Gesetzesentwurf dies in dem neuen Absatz 1b allerdings nur für Anlagen vor, bei denen die Vorschusszahlung des Anschlussnehmers nach § 33 Abs. 5 Satz 1 GasNZV (in der bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 geltenden Fassung) bis zum Ablauf des 31. Dezember 2026 eingeht. Diese Regelung ist zwar, vor allem auch in Hinblick auf die für Bestandsanlagen bisher entstandenen und für alle bis dahin noch entstehenden Kosten grundsätzlich zu begrüßen, greift aber aus Sicht des BDEW mit Blick auf eine möglichst verursachungsgerechte Kostenverteilung des zukünftigen Anschlusses von Biomethananlagen zu kurz.

Hinreichende Unsicherheit entsteht deshalb bereits jetzt im Hinblick auf den Umgang mit etwaigen Kosten, die für Anschlussbegehren von Neuanlagen realisiert werden müssten, für welche die Vorschusszahlung nicht bis zum Ablauf des 31. Dezember 2026 eingeht.

➤ **Kosten für den Netzanschluss von Biomethananlagen**

In Absatz 1b sollte deutlich gemacht werden, welche Kosten umfasst sein sollen. Der Verweis auf § 33 Abs. 2 GasNZV ist nicht hilfreich, da diese Vorschrift nichts zu den in den Netzanschluss fallenden Kosten sagt, sondern den Begriff des Netzanschlusses selbst verwendet und damit voraussetzt. § 33 Abs. 2 GasNZV definiert stattdessen die Mindestverfügbarkeit und legt fest, dass Netzbetreiber die Kosten zur Darstellung der Mindestverfügbarkeit zu tragen haben. Der Netzanschluss ist vielmehr in § 32 Nr. 2 GasNZV definiert. Neben den Kosten des Netzanschlusses müssen die Kosten für die Konditionierung des Gases nach § 36 Abs. 3 GasNZV sowie für die Odorierung nach § 36 Abs. 4 GasNZV einbezogen werden. Auch die Kosten

für vermiedene Netzentgelte, § 20a GasNEV sowie die Kosten für den erweiterten Bilanzausgleich nach § 20b GasNEV müssen einbezogen werden. Zielführend wäre daher eine Anknüpfung an § 20b GasNEV, da dort alle relevanten Kosten aufgelistet sind.

Zudem sollten auch Kosten für kapazitätserhöhende Maßnahmen weiterhin umgelegt werden dürfen. Auch diese sind in § 20b GasNEV aufgelistet (Verweis auf § 33 Abs. 10 i.V.m. § 34 Abs. 2 GasNZV). Der Einbeziehung dieser steht auch das Europarecht nicht entgegen. Auch wenn Art. 20 Abs. 2 Satz 3 und Art. 36 Abs. 2 Satz 3 GasVO Möglichkeiten vorsehen, bei Kapazitätsengpässen den Netznutzern aus Gründen der wirtschaftlichen Effizienz nur bedingte Kapazitätsprodukte anzubieten, kann es noch immer auch dazu kommen, dass Netzbetreiber kapazitätserweiternde Maßnahmen durchführen müssen, etwa wenn das Angebot bedingter Kapazitäten beispielsweise ein „unangemessenes Markthindernis“ darstellen würde, worüber die nationalen Regulierungsbehörden zu wachen haben (vgl. Tz. 1 lit. c) der BNetzA-Festlegung ZuBio, BK7-24-010). Hierfür anfallende Kosten sollten auch nach Außerkrafttreten der GasNEV weiterhin wälzbar sein.

Insgesamt muss beim Biomethan stärker auf Effizienz und Kostengerechtigkeit geachtet werden, um den volkswirtschaftlichen Konsens im Sinne der Energiewende und eines ausgewogenen Energiemixes nicht zu gefährden. Der wirtschaftliche Betrieb eines entsprechenden Biomethanetzes muss dabei jederzeit sichergestellt sein.

5 Duldungspflichten und Kostentragung

5.1 Zu § 48b - Duldungspflicht für dauerhaft außer Betrieb genommene Erdgasleitungen und Einrichtungen

Die Aufnahme der Duldungspflicht von dauerhaft außer Betrieb genommenen Gasleitungen und Einrichtungen auf öffentlichen und privaten Wegen ist aus Sicht des BDEW zwingend. **Rückbau** ist – wie auch in der Gesetzesbegründung auf S. 268 ff. angeführt – in den meisten Fällen **technisch nicht notwendig**, ebenso wenig wie andere aufwändige Instandhaltungsmaßnahmen. Rückbau ist mit erheblichen Eingriffen in Natur und Landschaft verbunden und insbesondere aufgrund der hohen Kosten und niedrigen Verfügbarkeiten von Tiefbauarbeiten und der hohen Anzahl an Baumaßnahmen im öffentlichen Bereich **volkswirtschaftlich nicht sinnvoll**.

§ 48b EnWG-E bedarf jedoch noch einiger Anpassungen, damit die positiven Effekte der Duldungspflicht den Regelungszweck vollumfänglich erreicht werden können:

➤ **Zu Absatz 1**

Es ist nicht sachgerecht, dass die Duldungspflicht nur auf solche stillgelegten Leitungen anwendbar sein soll, die aufgrund von Netzentwicklungsplänen nach §§ 15a bis e EnWG-E oder den Verteilernetzentwicklungsplänen nach den §§ 16b bis e EnWG-E dauerhaft außer Betrieb genommen, also stillgelegt wurden. **Hierdurch werden in der Praxis relevante Fallgestaltungen nicht erfasst und eine sachlich nicht zu rechtfertigende Ungleichbehandlung vorgenommen.** Diese Regelungslücken sind zu schließen.

So wären nach dem Gesetzesvorschlag von der Duldungspflicht nicht erfasst Außerbetriebnahmen von Hausanschlüssen, Leitungen bzw. von Leitungsteilen, die bereits heute erfolgen, weil Anschlussnehmer zunehmend auf andere Versorgungsoptionen umsteigen, u.a. auch wegen der Vorgaben des noch geltenden § 71 GEG oder diverser Fördermaßnahmen. Die Duldungspflicht greift auch nicht im Fall der Kündigung durch den Anschlussnehmer, wenn zwar bereits ein Netzentwicklungsplan vorliegt, der spezifische Anschluss aber noch nicht zur Stilllegung vorgesehen ist. Hinzu kommt, dass auch zukünftig nicht alle dauerhaft außer Betrieb zu nehmenden Leitungen im Netzentwicklungsplan nach § 15b EnWG-E enthalten sein werden. Trotzdem sollten diese Leitungen von der Duldungspflicht erfasst werden. Anderenfalls wären die von den Netzbetreibern und den Netznutzern zu tragenden Kosten und die weiteren Auswirkungen der Baumaßnahmen, volkswirtschaftlich nicht vertretbar.

› **BDEW-Forderung**

Um hier eine sachlich nicht zu rechtfertigende Ungleichbehandlung zu vermeiden, sollte die Duldungspflicht auch auf solche Leitungen und Leitungsteile erstreckt werden, die bereits jetzt außer Betrieb genommen wurden und werden. Sofern es hier verfassungsrechtlichen Vorbehalte gibt, sollte die Duldungspflicht jedenfalls ab Inkrafttreten der EnWG-Neuregelung gelten.

Wichtig ist darüber hinaus, dass die vorgesehenen Ausnahmen nach § 48b EnWG-E restriktiv ausgelegt werden. Die Ausnahmetatbestände in § 48b Abs. 1 Nr. 1 und 2 EnWG-E sollten jedenfalls auf öffentlichen Wegen und Grundstücken einen Rückbau der Gasversorgungsleitungen und Gasnetzinfrastrukturen nur dann erforderlich machen, wenn sie eine Gefahr für Leib oder Leben darstellen oder dies zur Vermeidung von Umweltschäden erforderlich wird.

§ 48b EnWG-E muss eine Abwägung und Berücksichtigung der Interessen der Grundstückseigentümer mit denen der Öffentlichkeit und der Netzbetreiber beinhalten, und am Ende auch der verbleibenden Netznutzer, die den Rückbau über die Netzentgelte bezahlen müssen. Diese Interessenabwägung geht aber zulasten der Öffentlichkeit, der Netzbetreiber und Netznutzer, wenn nach § 48b Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E bei jeder Tiefbaumaßnahme eine stillgelegte Gasleitung aus dem Boden zu entfernen ist, obwohl sie bei den Bauarbeiten und der Nutzung

der Straße nicht stört. Dann erzeugt der nach § 48b Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E erforderliche Rückbau der Leitung einen Arbeits- und Kostenaufwand für die Allgemeinheit, der nicht erforderlich ist.

Außerdem ist § 48b Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E dahingehend anzupassen, dass die Duldungspflicht nach Absatz 1 erst dann nicht mehr greift, wenn ohnehin umfangreiche Erdarbeiten stattfinden und eine künftige Nutzung der betroffenen Leitung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann. Anderenfalls würde es in Städten, in denen viele Tiefbaumaßnahmen stattfinden, zu einer Aushöhlung der Duldungspflicht kommen. Im Regierungsentwurf wird dies sprachlich nicht hinreichend deutlich.

Die Klarstellung, dass entgegenstehende vertragliche Regelungen unwirksam sind, sollte am Ende des ersten Absatzes verortet werden. Dadurch wird klargestellt, dass auch die Ausnahmen nach Ziff. 1 bis 2 davon erfasst sind.

Ferner ist darauf hinzuweisen, dass der in § 48b EnWG-E verwendete Begriff der „dauerhaften Außerbetriebnahme“ nicht mit den technischen Vorgaben des DVGW wörtlich übereinstimmt; in dem Regelwerk wird zwischen „Stilllegung“ und „Außerbetriebnahme“ einer Leitung unterschieden, wobei die Außerbetriebnahme gerade nicht dauerhaft ist. Dies darf in der Praxis nicht zu Unklarheiten führen. Eine einheitliche Verwendung im EnWG und DVGW-Regelwerk ist sicherzustellen.

› **BDEW-Forderung**

§ 48b Abs. 1 EnWG-E ist wie folgt anzupassen:

*„(1) Der Eigentümer sowie der sonstige Nutzungsberechtigte eines Grundstücks muss den Verbleib von Fernleitungen sowie von Leitungen, die der Verteilung von Gas dienen, auf diesem Grundstück auch nach einer dauerhaften Außerbetriebnahme dieser Leitungen für die Zwecke des Transports oder der Verteilung von Gas unentgeltlich dulden, wenn diese Außerbetriebnahme infolge der Umsetzung eines bestätigten Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff nach den §§ 15a bis 15e oder eines bestätigten Verteilernetzentwicklungsplanes nach den §§ 16b bis e nach dem ... [einsetzen: Datum des Inkrafttretens nach Artikel 11] erfolgt. Eine entgegenstehende vertragliche Regelung ist insoweit unwirksam. Satz 1 **und Satz 2** sind nicht anzuwenden,*

1. soweit **der Rückbau wegen Gefahr für Leib oder Leben oder zur Vermeidung von Umweltschäden erforderlich ist** anderweitige öffentliche Interessen oder private Interessen in Bezug auf das betroffene Grundstück überwiegen, oder
2. wenn eine künftige Nutzung der Leitungen mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann und wenn an der betroffenen Stelle ohnehin

umfangreiche Erdarbeiten stattfinden, bei denen die Leitung ohne erheblichen Aufwand entfernt werden kann und eine künftige Nutzung der Leitungen mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann. ~~oder~~

Eine entgegenstehende vertragliche Regelung ist insoweit unwirksam.“

Zu § 48b Abs. 1 Nr. 2 muss die Formulierung, die für Bundes(wasser-)straßen in die Gesetzesbegründung eingefügt wurde, auch für andere öffentliche Wege gelten. Nach der Gesetzesbegründung ist die Leitung zu entfernen, wenn gegen ihren Verbleib technische Bedenken bestehen und der Netzbetreiber die geforderten Maßnahmen zur Sicherung der Anlagen nicht unverzüglich durchführt.

➤ Informationspflicht gegenüber Eigentümern

Der BDEW begrüßt, dass die Informationspflicht nur noch gegenüber betroffenen Eigentümern gilt und sonstige Nutzungsberechtigte wiederum vom Eigentümer zu informieren sind. Gleichwohl löst die vorgesehene Identifizierung und Information der Grundstückseigentümer einen hohen Aufwand beim Netzbetreiber aus (insbesondere Einsicht des Grundbuchs).

ACHTUNG BÜROKRATIE

Vor diesem Hintergrund wird angeregt, nicht zwingend den betroffenen Grundstückseigentümer individuell informieren zu müssen, sondern eine Information beispielsweise mittels einer öffentlichen Bekanntmachung vornehmen zu können.

➤ Haftungsfreistellung

Die in § 48b Abs. 4 EnWG-E vorgesehene Haftungsfreistellung des Grundstückseigentümers ist grundsätzlich berechtigt, um die Duldungspflicht verfassungsrechtlich auszugleichen und unzumutbare Haftungsrisiken zu vermeiden. Vorgesehen ist jedoch, dass der Eigentümer einer dauerhaft stillgelegten Leitung den Eigentümer oder sonstigen Nutzungsberechtigten eines Grundstücks von jeglicher Haftung für durch die Leitung verursachten Sach-, Personen- oder Vermögensschäden freizustellen hat. Eine Ausnahme gilt nur bei vorsätzlichem Handeln des Grundstückseigentümers. Damit trägt der Leitungsinhaber sämtliche Risiken für mögliche Schäden, die von einer dauerhaft stillgelegten Leitung ausgehen, unabhängig davon, ob er auf deren Zustand oder Gefahrenlage noch tatsächlichen Einfluss hat. Dies gilt auch für grobe Fahrlässigkeit. Grobe Fahrlässigkeit beschreibt ein Verhalten, bei dem die im Verkehr erforderliche Sorgfalt in besonders schwerem Maße verletzt wird. Wenn der Grundstückseigentümer etwa trotz Kenntnis der Leitung im Boden oder ohne Einholung einer Leitungsauskunft, die auch für Privatgrundstücke erforderlich ist, mit schwerem Gerät arbeitet und dadurch eine Beschädigung verursacht, liegt in der Regel grobe Fahrlässigkeit vor. In solchen Fällen ist es nicht

sachgerecht, dass der Leitungsbetreiber den Schaden trägt, obwohl der Grundstückseigentümer oder die Nutzungsberechtigten gravierend sorgfaltswidrig gehandelt hat.

Eine Haftungsfreistellung nur bei Vorsatz würde eine unbillige Lastenverteilung zulasten der Netzbetreiber schaffen und Fehlanreize setzen. Eine derartige Regelung würde das Risiko von Schäden an der Infrastruktur erhöhen und Gefährdungen von Menschen und Umwelt nicht ausreichend entgegenwirken. Eine Haftungsfreistellung, die nur Vorsatz ausnimmt, weicht außerdem stark vom bewährten Standard des deutschen Haftungsrechts ab, das regelmäßig grobe Fahrlässigkeit dem Vorsatz weitgehend gleichstellt. Zumal kann die Abgrenzung zwischen Vorsatz und grober Fahrlässigkeit oft sehr schwierig sein.

› **BDEW-Forderung**

§ 48b Abs. 4 EnWG-E ist wie folgt anzupassen:

*„(4) Soweit durch die in den Konstellationen des Absatzes 1 genannten Leitungen dem Eigentümer oder sonstigen Nutzungsberechtigten eines Grundstücks Sach-, Personen- und Vermögensschäden entstehen, wird dieser von diesen Schäden freigestellt. Dies gilt nicht, wenn die Schäden durch vorsätzliches Handeln **oder grobe Fahrlässigkeit** des Eigentümers oder sonstigen Nutzungsberechtigten eines Grundstücks entstehen.“*

➤ **Zu Absatz 6**

Der im Regierungsentwurf neu aufgenommene Absatz 6 führt in der Praxis zu zahlreichen Folgefragen und ist daher zu streichen. Zum einen bedarf es keiner Regelung, dass der Betreiber einer dauerhaft außer Betrieb genommenen Leitung (inkl. dazugehöriger Einrichtungen) die personelle, technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit besitzen muss, um den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb und die Instandhaltung für die außer Betrieb genommene Leitung zu gewährleisten. Diese Grundsatzpflichten ergeben sich bereits aus § 4 EnWG. Eine ergänzende Sonderregelung in § 48b EnWG-E verursacht unnötig Rechtsunsicherheit bezüglich des zusätzlichen Bedeutungsgehaltes.

Hieraus folgen neben unnötigen bürokratischen Anforderungen außerdem weitere ungeklärte Rechts- und Kostenfolgen. Dies geht mit Risiken für die Bildung weiterer Rückstellungen für die Gasnetzbetreiber einher und kann zu Auslegungsschwierigkeiten durch die Wirtschaftsprüfer führen. Kostensteigerungen bei den Gasnetzentgelten können die Folge sein.

Die Regierungsparteien haben sich im Koalitionsvertrag im Sinne guter Gesetzgebung vereinbart, keine Regelungen zu erlassen, die nicht gemacht werden müssen ([Koalitionsvertrag](#) zwischen CDU, CSU und SPD für die 21. Legislaturperiode „Verantwortung für Deutschland“,

Rz. 1866ff.). Die hier vorgeschlagene Regelung entspricht nicht den Maßstäben, die sich die Bundesregierung selbst gesetzt hat.

➤ **Evaluierungsklausel**

Die in § 48b Abs. 7 EnWG-E enthaltene Evaluierung der Duldungspflicht führt zu Rechtsunsicherheit. Die im Regierungsentwurf vorgeschlagene Formulierung kann so verstanden werden, dass das Ergebnis der Evaluierung auch sein kann, dass vor dem Jahr 2037 stillgelegte Leitungen, die bisher von der Duldungspflicht erfasst waren, nun nicht mehr geduldet, sondern zurückgebaut werden müssen. Dies führt zu Planungsunsicherheit bei den betroffenen Netzbetreibern. Außerdem besteht die Gefahr, dass trotz einer Duldungspflicht Rückstellungen für Rückbaukosten gebildet werden müssen für den Fall, dass bereits stillgelegte Leitungen ab 2037 nicht mehr im Boden verbleiben dürfen.

Die vorgenommenen Ergänzungen in der Gesetzesbegründung begrüßt der BDEW; sie beseitigen die genannten Rechtsunsicherheiten aber nicht ausreichend.

› **BDEW-Forderung**

Absatz 7 ist im Sinne der Planungs- und Rechtssicherheit zu streichen.

Auch rechtlich besteht bereits kein Erfordernis für eine Evaluierungsklausel. Bei der Duldungspflicht nach § 48b EnWG-E handelt es sich nicht um eine Experimentierklausel, ein neuartiges Steuerungsinstrument oder um eine Regelung mit unklaren oder spekulativen Wirkungen. Die Regelung basiert auf bekannten technischen Sachverhalten und erfasst etablierte Infrastrukturbereiche. Der Gesetzgeber kann bereits jetzt eine vollumfängliche Interessenabwägung vornehmen.

Eine Evaluation muss auch nicht zwingend im Gesetz verankert werden; eine Anpassung der Duldungspflicht aufgrund einer durchgeführten wissenschaftlichen Evaluation ist auch ohne die Evaluierungsklausel möglich.

› **BDEW-Forderung**

Sollte weiterhin ein Erfordernis für eine Evaluierungsklausel im § 48b EnWG-E gesehen werden, ist Absatz 7 hilfsweise wie folgt anzupassen:

„(7) Die Auswirkungen der Duldungspflicht und die Anwendung der Bestimmungen nach den Absätzen 1 bis 6 werden vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf wissenschaftlicher Grundlage bis zum Ablauf des 31. Dezember 2036 im Benehmen mit dem Bundesministerium für Verkehr unter Berücksichtigung neuester Erkenntnisse der Wissenschaft und des Standes von Wissenschaft und Technik evaluiert. ~~Dabei sind insbesondere die Angemessenheit und Zumutbarkeit hinsichtlich möglicher Auswirkungen und~~

~~wesentlicher Behinderungen dauerhaft außer Betrieb genommener Leitungen sowie hinsichtlich möglicher künftiger Nutzungen der noch vorhandenen dauerhaft außer Betrieb genommenen Leitungen zu untersuchen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlicht das Ergebnis der Evaluierung unverzüglich.“~~

Die Ergänzung dient der Klarstellung, dass die Evaluierung keine Rückwirkung entfaltet. Bereits nach § 48b Abs. 1 EnWG-E dauerhaft außer Betrieb genommene Leitungen und darauf beruhende Dispositionen der Netzbetreiber bleiben von etwaigen späteren Änderungen unberührt. Dies ist zur Wahrung von Planungssicherheit und Vertrauensschutz erforderlich und vermeidet nachträgliche Eingriffe in abgeschlossene Stilllegungsentscheidungen.

Zusätzlich ist in diesem Fall die Gesetzesbegründung zu § 48b Abs. 7 EnWG-E wie folgt zu ergänzen.

„Sofern keine signifikante Veränderung der Interessenslage der Beteiligten eingetreten ist oder eine erhebliche Störung des Gasinfrastrukturbestandes festgestellt wurde, wird die Duldungspflicht fortgeführt.“

➤ **Folgeänderung bei Anpassung der Evaluierungsklausel: Leitungen nicht wesentliche Bestandteile eines Grundstücks**

Soweit die Evaluierungsklausel nach § 48b Abs. 7 EnWG-E gestrichen oder eingeschränkt wird, bedarf es einer Klarstellung in Bezug auf die Anwendbarkeit des § 94 BGB. Sobald eine dauerhafte Duldungspflicht gilt, ist kein vorübergehender Zweck der Nutzung des Eigentums mehr gegeben i.S.d. § 95 BGB. Dadurch sollte der Netzbetreiber das Eigentum aber nicht unmittelbar verlieren.

Entsprechend ist zu regeln, dass Leitungen, die aufgrund § 48b EnWG-E dauerhaft im Boden verbleiben, nicht als wesentliche Bestandteile eines Grundstücks gem. § 94 Abs. 1 BGB gelten.

5.2 Zu § 18 Abs. 1 Satz 4 – Kosten für die Außerbetriebsetzung von Gasnetzanschlüssen

Mit der neu in den Regierungsentwurf eingefügten Regelung sollen die Kosten für eine vorläufige oder dauerhafte Außerbetriebnahme von Netzanschlüssen im Niederdruck de facto vom Gasnetzbetreiber getragen werden und dürfen nicht auf den Anschlussnehmer gewälzt werden.

Der BDEW plädiert weiterhin dafür, die mit der Abtrennung des Netzanschlusses verbundenen Kosten individuell dem Anschlussnehmer zuzuordnen, insbesondere auch um eine zusätzliche erhebliche Belastung der Gasnetzentgelte für die verbleibenden Gaskunden zu vermeiden. Darüber hinaus entspricht eine Kostenerstattung durch den Anschlussnehmer der im Energie-recht angelegten Logik der verursachungsgerechten Kostenzuordnung.

Nach § 9 Abs. 1 NDAV kann der Netzbetreiber gegenüber dem Anschlussnehmer einen Kostenerstattungsanspruch für die erstmalige Herstellung des Netzanschlusses geltend machen oder wenn Veränderungen am Hausanschluss durch den Anschlussnehmer zur weiteren Nutzung des Anschlusses veranlasst werden. Hintergrund der Regelung ist, dass die individuell entstehenden Kosten im Zusammenhang mit dem Netzanschluss dem Anschlussnehmer verursachungsgerecht zugeordnet werden und nicht auf die Gesamtheit der Gaskunden über die Netzentgelte umgelegt werden. Dieser Grundsatz der verursachergerechten Kostenzuordnung gilt letztendlich nicht nur für die Aufnahme der Gasversorgung, sondern auch für die Einstellung der Gasversorgung und die Abtrennung und ggf. erforderlichen Rückbau des Netzanschlusses.

Auch der Bundesrat hatte anlässlich seiner Empfehlung zum Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts (Drucksache 383/1/25, Ziff. 28. S.24) angeregt, eine angemessene Entgeltregelung im Zusammenhang mit der Stilllegung des Gasnetzanschlusses in § 9 Abs. 3 NDAV aufzunehmen.

› **BDEW-Forderung**

§ 18 Abs. 1 Satz 4 EnWG-E ist wie folgt zu **ändern**:

„Der Betreiber eines Gasversorgungsnetzes ist ~~nicht~~ berechtigt, von einem Anschlussnehmer, der an das Gasversorgungsnetz im Niederdruck angeschlossen ist, eine Erstattung von Kosten für Maßnahmen für eine vorläufige oder dauerhafte Außerbetriebnahme des Netzanschlusses zu verlangen.“

Hilfsweise: Gesetzliche Regelung zur Duldung von inaktiven Netzanschlüssen ist erforderlich

Soweit die im Regierungsentwurf enthaltene Kostenzuordnung beibehalten wird, bedarf es zwingend einer gesetzlichen Pflicht zur Duldung von inaktiven bzw. vorläufig außer Betrieb genommenen Netzanschlüssen für den Fall, dass der Anschlussnehmer den Netzanschlussvertrag infolge einer Umstellung des Energieträgers kündigt.

Laut Gesetzesbegründung zu § 18 Abs. 1 Satz 4 EnWG-E soll der Betreiber eines Gasnetzes kosteneffizient vorgehen, indem beispielsweise zunächst einzelne vorläufige Außerbetriebnahmen erfolgen und erst anschließend eine dauerhafte Außerbetriebnahme, also Stilllegung eines Straßenzugs. Eine vorläufige Außerbetriebnahme des Gasnetzanschlusses setzt allerdings voraus, dass der Anschlussnehmer verpflichtet ist, die vorläufige Außerbetriebnahme zu dulden und keinen Anspruch auf eine dauerhafte Außerbetriebnahme bzw. endgültige Stilllegung geltend machen kann. Dies ist aber im EnWG bisher nicht vorgesehen.

Der BDEW weist deshalb daraufhin, dass ohne eine entsprechende gesetzliche Duldungspflicht eine vorläufige Außerbetriebnahme des Netzanschlusses ohne Zustimmung des Anschlussnehmers rechtlich nicht durchsetzbar wäre.

Im Gegensatz zu einem dauerhaft außer Betrieb genommenen Netzanschluss ist ein vorläufig außer Betrieb genommener Netzanschluss (sog. inaktiver Netzanschluss) ein betriebsbereiter Netzanschluss, der zur Entnahme von Gas nicht genutzt wird und jederzeit wieder in Betrieb genommen werden kann. Bei einer vorläufigen Außerbetriebnahme des Netzanschlusses erfolgt keine physische Abtrennung vom vorgelagerten Gasnetz und dementsprechend gelten für einen inaktiven Netzanschluss die gleichen technischen Sicherheitsanforderung wie für aktive Netzanschlüsse nach den einschlägigen Regelwerken (insb. DVGW-Arbeitsblatt 459-1), die der Netzbetreiber im Rahmen seiner Verkehrssicherungspflichten als verantwortlicher Anlagenbetreiber gemäß § 49 Abs. 1 und Abs.2 Satz 1 Nr. 2 EnWG zu erfüllen hat.

Deshalb ist es erforderlich, dass auch nach Kündigung des Netzanschlussvertrages die Rechte und Pflichten aus der NDAV weiterhin für das Netzanschluss- und Anschlussnutzungsverhältnis in Form eines gesetzlichen Schuldverhältnisses bis zur endgültigen Stilllegung gelten. Ansonsten wäre der Netzbetreiber überhaupt nicht in der Lage, seine Verkehrssicherungspflichten auf dem fremden Grundstück erfüllen zu können. Umgekehrt stehen dem Anschlussnehmer nur dann Haftungsansprüche im Falle von Störungen nach § 18 NDAV zu.

Um die Kenntnis über den vorhandenen inaktiven Gasnetzanschluss zu gewährleisten, ist es erforderlich, dass der Grundstückseigentümer im Falle eines Grundstücksverkaufs verpflichtet wird, den Grundstückserwerber über den vorhandenen Gasanschluss zu informieren. Weiterhin ist der Netzbetreiber vom bisherigen Anschlussnehmer über den Eigentümerwechsel zu informieren. Dies kann durch entsprechende Verweisungen auf § 2 Abs. 4, Abs. 5 NDAV erfolgen, wonach sich ergibt, dass auch der neue Grundstückseigentümer nach der NDAV berechtigt und verpflichtet ist und vom Netzbetreiber nach Kenntnis über den Eigentümerwechsel hierüber informiert wird. Dies dient letztlich auch dem Sicherheitsinteresse der Grundstückseigentümer, die darüber informiert sein müssen, dass sich auf dem Grundstück noch eine betriebsbereite Gasnetzanschlussleitung befindet, für die der Gasnetzbetreiber zuständig und verantwortlich ist.

› **BDEW-Forderung**

Nach § 18 Abs. 1 Satz 4 EnWG-E sind folgende Sätze 5-11 zu ergänzen:

„Im Falle einer Kündigung des Netzanschlussverhältnisses durch den Anschlussnehmer ist der Netzbetreiber berechtigt, den Gasnetzanschluss vorläufig außer Betrieb zu nehmen (inaktiver Netzanschluss), bis eine dauerhafte Außerbetriebnahme des Verteilnetzes gemäß § 17k Abs. 1 EnWG erfolgt. Für den inaktiven Netzanschluss gelten die

Rechte und Pflichten nach der Niederdruckanschlussverordnung zwischen Netzbetreiber und Grundstückseigentümer bis zur endgültigen Abtrennung des Netzanschlusses fort. Im Falle eines Grundstücksverkaufs gilt § 2 Abs. 4 und Abs. 5 Niederdruckanschlussverordnung entsprechend. Insbesondere ist der Eigentumsübergang und der neue Grundstückseigentümer sind dem Netzbetreiber vom bisherigen Grundstückseigentümer in Textform mitzuteilen. Der bisherige Grundstückseigentümer hat den neuen Grundstückseigentümer über den vorhandenen inaktiven Netzanschluss zu informieren. Sofern der Anschlussnehmer eine sofortige dauerhafte Außerbetriebnahme verlangt, hat er die damit verbundenen Kosten zu tragen“

6 Wasserstoffmarkt und Wasserstoffinfrastrukturen

6.1 Zu § 1b – Grundsätze des Gas- und des Wasserstoffmarktes

Der Fokus auf der marktbasierter Preisbildung ist grundsätzlich positiv zu bewerten, da sich der Gesetzgeber damit an die marktwirtschaftlichen Prinzipien hält.

Diesen Prinzipien folgend wird sich auch die Kundenausrichtung an den marktlichen Entwicklung orientieren. Der Kunde wird stets die energie- und kosteneffizientere Option wählen. Dementsprechend ist die Regelung in Absatz 3 aus Sicht des BDEW entbehrlich.

› BDEW-Forderung

§ 1b Abs. 3 EnWG-E sollte gestrichen werden.

6.2 Zu § 19 Abs. 2a, 3 EnWG-E - Technische Vorschriften

Betreiber von Wasserstoffversorgungsnetzen müssen technische Mindestanforderungen für den Anschluss und Betrieb von Speicheranlagen festlegen, veröffentlichen und konsultieren.

Erdgas kann nach Flutung und anschließender Erstbefüllung mit Wasserstoff in der umgestellten Kaverne verbleiben und die Wasserstoffqualität in relevanter Größenordnung verringern. Für die zu erwarteten, großen Volumenströme kann dieses eingebrachte Erdgas durch mit am Markt verfügbaren und an den Speicherstandorten genehmigungsfähigen Reinigungsanlagen noch nicht separiert werden. Für andere Speichertypen (u.a. Porenspeicher) ist dies sogar noch kritischer zu betrachten. Dies kann realistisch nicht vermieden werden und führt zu zusätzlichen Methaneinträgen bei der Ausspeicherung in das Netz. Daher ist sicherzustellen, dass in der Diskussion um Wasserstoffreinheit die technischen Anforderungen beim Anschluss von Speicheranlagen an das Wasserstoffnetz berücksichtigt werden.

6.3 Zu § 21b Sondervorschriften für regulatorische Ansprüche und Verpflichtungen der Transportnetzbetreiber; Festlegungskompetenz

Regulierte Wasserstoffnetzbetreiber unterliegen bis auf weiteres einem kostenbasierten Regulierungssystem, bei dem Kosten über einen jährlich durchzuführenden Plan-Ist-Kosten-Abgleich ermittelt werden. In diesem System können regulatorische Verpflichtungen oder regulatorische Ansprüche entstehen. Verpflichtungen müssen gemäß Handelsgesetzbuch als Rückstellung gebucht werden, Ansprüche wegen des handelsrechtlichen Vorsichtsprinzip nicht. Im Gas führt die bisherige Regelung des § 21b Abs. 1 EnWG dazu, dass auch Forderungen bilanziert werden können. Damit Investitionen in Wasserstoff für Investoren eine vergleichbare Ausschüttungsperspektive und Investitionssicherheit wie im Gas bieten, ist eine Angleichung der Bilanzierungsvorschriften in der Wasserstoffkostenregulierung an die Erdgaskostenregulierung notwendig. Eine von Gas und Strom abweichende Regelung ist hierbei nicht sachgerecht. Die nun vorgesehene Änderung des §21b EnWG sieht eine Einschränkung auf Fernleitungsnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber vor. Hier ist eine Erweiterung auf Wasserstofftransportnetzbetreiber vor dem Hintergrund obiger Ausführungen geboten. Da § 21 Abs. 1 EnWG zusätzlich eine Einschränkung auf Transportnetze im Rahmen des Anreizregulierungssystem vorsieht - Wasserstofftransportnetzbetreiber und perspektivisch auch (Strom-)Übertragungsnetzbetreiber jedoch keiner Anreizregulierung unterliegen – ist eine Anpassung des § 21b Abs. 1 EnWG notwendig.

6.4 Zu § 28j - Anwendungsbereich der Regulierung von Wasserstoffversorgungsnetzen

Infolge der Umsetzung des Art. 35 Abs. 1 GasRL sollen Wasserstoffversorgungsnetze künftig einheitlich reguliert werden. § 28j wird gestrichen.

Hinzuweisen ist in diesem Zusammenhang auch auf § 1 der Wasserstoffnetzentgeltverordnung (WasserstoffNEV), wonach diese Verordnung die Grundlagen zur Ermittlung der Netzkosten und Grundsätze der Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen für alle diejenigen Wasserstoffnetzbetreiber regelt, die „nach § 28j Absatz 3“ EnWG der Regulierung unterfallen. Mit dem Referentenentwurf fällt der Absatz 3 jedoch weg.

6.5 Zu § 28k – Aufgaben der Betreiber von Wasserstoffnetzen, Wasserstoffspeicheranlagen, Wasserstoffterminals und Systemverantwortung

Der BDEW begrüßt, dass durch Rechtsverordnung Regelungen zur Haftung der Betreiber von Wasserstoffnetzen aus Vertrag und unerlaubter Handlung für Sach- und Vermögensschäden, die ein Kunde durch Unterbrechung der Wasserstoffversorgung oder durch Unregelmäßigkeiten in der Wasserstoffversorgung erleidet, getroffen werden können.

Klarstellungsbedarf sieht der BDEW hinsichtlich der Anforderungen des Absatzes 3. Hierin ist unter anderem vorgesehen, dass „Betreiber von Wasserstoffnetzen, Wasserstoffspeichereinrichtungen oder Wasserstoffterminals [...] in enger Zusammenarbeit mit national und international verbundenen und benachbarten Wasserstoffnetzbetreibern [...] dazu beizutragen, die Zusammenlegung von Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff zu optimieren [...]“. Dabei bleibt offen, was etwa die „Zusammenlegung“ meint, ob dies als Überwindung der räumlichen (via Transport) und zeitlichen (via Speicher) Disparitäten von Erzeugung und Nutzung verstanden werden soll. Eine „betreiberübergreifende“ Kooperation, beispielsweise beim Betrieb von Wasserstoffspeichern stößt womöglich auch an die Grenzen des Wettbewerbsrechtes, soweit das BMWV für den Speichermarkt an einem wettbewerblich organisierten Markt festhalten will (vgl. BMWV-Weißbuch zu Wasserstoffspeichern).

Die Vorgabe in Absatz 4, auch Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereitzustellen, sollte um eine Schwärzungsoption ergänzt werden, wenn der Informationsaustausch wettbewerbliche Grenzen berührt, etwa im Konzessionswettbewerb. Es sollte klargestellt werden, dass der vorgesehene Informationsaustausch allein dem in Absatz 4 genannten Zweck dienen soll und in Hinblick darauf auf das notwendige Minimum zu beschränken ist.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Mit dem neuen § 28k Abs. 5 EnWG-E führt der Gesetzesentwurf neue Anforderungen an Wasserstoffinfrastrukturbetreiber zur Vermeidung und Überprüfung von Wasserstoff-Emissionen ein. Die Verpflichtung richtet sich an Betreiber von Wasserstoffnetzen, Wasserstoffspeichereinrichtungen oder Wasserstoffterminals. Die Betreiber sollen in regelmäßigen Abständen alle relevanten Komponenten in ihrer Verantwortung auf Wasserstoffdichtheit und notwendige Reparaturen hin überprüfen. Es gibt eine Berichtspflicht über die Wasserstoffdichtheitsprüfung und fordert gegebenenfalls ein Reparatur- oder Austauschprogramm. Der Entwurf orientiert sich erkennbar an den Anforderungen der europäischen Methanemissionsverordnung (MethanVO).

› BDEW-Forderung

Aufgrund der Parallelen zur europäischen MethanVO sollte aus Sicht des BDEW auch für Wasserstoffemissionen eine europäisch einheitliche Regelung Vorzug haben.

Die Berichtspflichten, daraus resultierende **bürokratische Belastungen** und die Kostenwirkung der MethanVO sollten kritisch evaluiert werden. Um im Wasserstoffbereich von vornherein unnötige bürokratische Lasten zu vermeiden, sollten nur die Regelungen aus der MethanVO, die einer kritischen Prüfung standhalten, auf Wasserstoff übertragen werden. Es sollte klargestellt werden, dass der Bericht einmal jährlich abgegeben werden muss.

Der BDEW regt daher an, **§ 28k Abs. 5 EnWG-E** wie folgt **anzupassen**:

*„(5) Betreiber von Wasserstoffnetzen, Wasserstoffspeichieranlagen oder Wasserstoffterminalen haben alle angemessenen Maßnahmen zu ergreifen, um bei ihren Tätigkeiten Wasserstoffemissionen zu vermeiden und zu minimieren, und in regelmäßigen Abständen alle relevanten Komponenten in ihrer Verantwortung auf Wasserstoffdichtheit und notwendige Reparaturen hin zu überprüfen. Sie haben den zuständigen Behörden **jährlich** einen Bericht über die Wasserstoffdichtheitsprüfung und gegebenenfalls ein Reparatur- oder Austauschprogramm vorzulegen und jährlich statistische Informationen über die Wasserstoffdichtheitsprüfung und die notwendigen Reparaturen zu veröffentlichen.“*

Studien belegen, dass die im Entwurf angelegten Regelungen angesichts der zu erwartenden, geringen Emissionen unverhältnismäßig aufwändig sind¹.

Zum Teil werden Begriffe aus der MethanVO verwendet. Eine einheitliche Nomenklatur wäre wichtig. Statt „Wasserstoffdichtheitsprüfung“ wäre zum Beispiel die Bezeichnung „Leckdetektion und -reparatur“ besser geeignet.

Schließlich sollte in Absatz 6 keine Begründungspflicht gegenüber sonstigen Betroffenen verankert werden. Eine anlassbezogene Kontrolle bei Unstimmigkeiten durch die Regulierungsbehörde genügt und reduziert ebenfalls den Verfahrensaufwand.

6.6 Zu § 28m - Zugang zu Wasserstoffspeichieranlagen

Wasserstoffspeicher können in Zukunft erheblich dazu beitragen, Energieerzeugung und -verbrauch sowohl bei kurzfristigen als auch bei saisonalen Schwankungen in Einklang zu bringen, die Netzstabilität zu gewährleisten und zur Versorgungssicherheit beizutragen. Eine bedarfsgerechte Versorgung der Kunden ist gerade in der Hochlaufphase nur mit Speichern möglich. Aufgrund von langen Vorlaufzeiten, komplexen Genehmigungsverfahren sowie mangelnder Planungs- und Investitionssicherheit bleiben die geplanten Projekte für Wasserstoffspeicher jedoch deutlich hinter dem prognostizierten Bedarf zurück. Um den Aufbau (Umrüstung / Neubau) von Wasserstoffspeichern zu ermöglichen, müssen die erforderlichen Rahmenbedingungen schnellstmöglich geschaffen werden. Dazu gehört neben einem Regulierungsrahmen auch ein Förder- und Finanzierungskonzept für die Speicher.

¹ EBI-Studie: M. Heneka, S. Malzkuhn, F. Graf (2025): Abschätzung der THG-Emissionen einer zukünftigen Wasserstofftransportinfrastruktur, in: gwf Gas + Energie 03 | 2025; nKlim: A. Jülich, M. Blum, O. Zelt und P. Viebahn (2025): From natural gas to hydrogen: Climate impacts of current and future gas transmission networks in Germany, veröffentlicht durch Frontiers in Energy Research: <https://www.frontiersin.org/journals/energy-research/articles/10.3389/fenrg.2025.1548309/full>.

Der BDEW begrüßt, dass die Bundesregierung die Einführung einer Regulierung für Wasserstoffspeicher vorsieht. Die Frist bis zum 5. August 2026 für die Entwicklung eines Regulierungsregimes durch die BNetzA ist im Regierungsentwurf nun nicht mehr enthalten. Es ist damit zeitlich völlig offen, wann dieses kommen wird. Frühzeitig Rechtssicherheit über das zukünftige Zugangsregime für die Speicherbetreiber zu schaffen, ist jedoch eine notwendige Voraussetzung für den Speicherhochlauf. Der BDEW erwartet, dass die Umsetzung durch die BNetzA daher schnellstmöglich erfolgt. Darüber hinaus ist anzumerken, dass die Streichung der Verfahrensanforderung an die BNetzA, die Bedingungen und Methoden zur Berechnung der Entgelte mit "ausreichendem Vorlauf vor deren Wirksamwerden" zu entwickeln, die Planungssicherheit für die Marktakteure verringert.

Neben einem klaren und stabilen Regulierungsrahmen ist die Wirtschaftlichkeit eine zentrale Investitionsbedingung. Von großer Bedeutung ist insofern auch die konkrete Ausgestaltung des Regulierungsregimes durch die BNetzA. Dabei sind die folgenden Aspekte unbedingt zu berücksichtigen und sollten soweit möglich auch im Rechtsrahmen verankert werden:

- › Regulierung muss flexibel dem Markthochlauf angepasst werden können:
Der Wasserstoff(-speicher-)markt muss sich in den kommenden Jahren bzw. Jahrzehnten erst entwickeln. Ein Regulierungskonzept muss dementsprechend so ausgestaltet sein, dass es einen Markthochlauf nicht hemmt und flexibel an die tatsächliche Marktentwicklung angepasst werden kann. Die Einführung eines Regulierungskonzepts auf Basis der Annahmen eines liquiden Wasserstoffmarktes hätte einen negativen Einfluss auf den Markthochlauf und muss vermieden werden. Die Phase des Markthochlaufs muss zwangsläufig eine wichtige Rolle im Konzept einnehmen.
- › Mit dem vorgesehenen Regulierungsregime für Wasserstoffspeicher muss ein kompatibler Förder- und Finanzierungsmechanismus im Energiewirtschaftsgesetz verankert werden:
Zum Aufbau von Wasserstoffspeichern sind Investitionen in einen Markt erforderlich, der noch gar nicht besteht. Die Festlegung des regulatorischen Rahmens bringt Rechtssicherheit, die Unsicherheit über die Erlösentwicklung für Wasserstoffspeicherbetreiber bleibt jedoch bestehen. Daher muss der Regulierungsansatz mit einem Förder- und Finanzierungsmechanismus kompatibel sein, um einen solchen ergänzt werden und eine Investmentabsicherung für Betreiber von Speicheranlagen ermöglichen. Der BDEW empfiehlt dafür einen staatlichen Finanzierungsmechanismus, der erlösbasierte Contracts for Difference (CfDs) mit einer intertemporalen Umlagefinanzierung kombiniert (s. hierzu Studie "[Finanzierungsmechanismus für den Aufbau von Wasserstoffspeichern](#)" von Frontier Economics im Auftrag des BDEW, 2024).

- › In dem aktuellen Marktumfeld, das von hoher Unsicherheit geprägt ist, wann und in welchem Umfang der Wasserstoffmarkthochlauf erfolgt, können auch potenzielle Speicherkunden nur schwer entsprechende Verpflichtungen eingehen. Nachfrageförderung wird in den meisten Fällen mit Speicherinvestitionen zeitlich inkompatibel sein und kann daher nur bedingt zum Aufbau der Wasserstoffspeicher beitragen. Es bleibt somit für die Speicherbetreiber ein hohes Nachfragerisiko, das aus nicht gesicherten Nachfragemengen sowie ungewisser Zahlungsbereitschaft besteht. In dieser frühen Phase des Markthochlaufs ist daher zu erwägen, den Aufbau der erforderlichen Speicherkapazitäten frühzeitig staatlich abzusichern, damit Speicherbetreiber mit ihren Investitionen in Vorleistung treten können.
- › Langfristige Speicherverträge zur Investmentabsicherung ermöglichen: Speicher sind sehr langlebige Assets mit Nutzungsdauern von ca. 40 Jahren und länger. Dementsprechend können Investitionsentscheidungen erst dann getroffen werden, wenn Speicherkapazitäten langfristig vermarktet und dadurch die eingesetzten hohen Investitionen sowohl preis- als auch mengenmäßig möglichst weitgehend abgesichert sind. Das erfordert auch, dass dem Investor Entscheidungsfreiheit hinsichtlich der Vertragslaufzeit und des Vermarktungsweges eingeräumt wird. Die Laufzeiten der Speicherverträge müssen eine langfristige Absicherung der umfangreichen Investitionen ermöglichen.
- › Vermarktungen auch im Wege bilateraler Verhandlungen zulassen: Darüber hinaus ist es für den Aufbau einer Wasserstoffspeicher-Infrastruktur notwendig, dass Speicherbetreiber – neben der Vermarktung über Auktionen/Open Season – zur Absicherung des hohen Investments auch Vermarktungen über bilaterale Verhandlungen durchführen können. Denn auf diese Weise wird es Speicherbetreibern ermöglicht, unter Beachtung der Diskriminierungsfreiheit gezielt auf kundenspezifische Produktanforderungen eingehen zu können und jenseits von eher starren Auktionsvermarktungen sehr flexibel und kurzfristig bei sich bietender Gelegenheit entsprechende Vermarktungen zur Absicherung des hohen Investments tätigen zu können.

Leider nutzt der Gesetzgeber die Möglichkeiten des europäischen Rahmens nicht aus und verzichtet darauf, eine Grandfathering-Regelung für innerhalb der Zweijahresfrist nach Inkrafttreten der europäischen Regelungen geschlossene Verträge einzuführen. Eine solche Regelung ist wichtig für Unternehmen, die trotz hoher regulatorischer Unsicherheiten frühzeitig in den Aufbau von Wasserstoffspeichern investieren.

6.7 Zu § 28o - Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang zu Wasserstoffnetzen

Art. 78 Abs. 7 b) sowie Art. 78 Abs. 9 GasRL sehen vor, dass die Regulierungsbehörde die Bedingungen für den Anschluss an das und den Zugang zu dem Wasserstoffnetz festlegt und dabei für die Wasserstoffnetzbetreiber angemessene Anreize schafft, sowohl kurzfristig als auch langfristig die Effizienz zu steigern und die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern. In Umsetzung dieser Artikel soll nunmehr die Einführung und Ausgestaltung der Anreizregulierung für Wasserstoffnetze – anders als bisher in § 28o Abs. 1 Satz 2 EnWG-E geregelt – in der Entscheidung der BNetzA als Regulierungsbehörde liegen.

Die Anreizregulierung ist für im Hochlauf begriffene Infrastrukturen allerdings nur bedingt geeignet. Die regulatorischen Regelungen müssen zum Start möglichst einfach gestaltet sein und das hohe finanzielle Risiko für die Netzbetreiber widerspiegeln. Der BDEW spricht sich daher dafür aus, dass die BNetzA eine solche Entscheidung erst bei Vorhandensein ausreichender Netze, nur in enger Abstimmung mit den betroffenen Marktteilnehmern und nur auf Grundlage sachlich fundierter und wissenschaftlich belegter Erkenntnisse und Einschätzungen trifft. Aus Sicht des BDEW sind grundlegende Änderungen in der Regulierung der Wasserstoffnetze in ihren Auswirkungen stets sehr sorgfältig zu prüfen. Wichtig ist insbesondere, dass der Ausbau der Wasserstoffnetze kalkulierbar bleibt und die hohen Investitionsbedarfe abgesichert werden können. Eine Diskussion über eine Änderung des regulatorischen Rahmens darf nicht zur Investitionsrückhaltung führen.

➤ **Finanzierung von Wasserstoffnetzen außerhalb des Kernnetzes**

Der Referentenentwurf geht davon aus, dass Wasserstoffnetze überwiegend für den Transport von Wasserstoff entstehen. Unklar bleibt aber die Finanzierung des Wasserstoffverteilernetzes. Nicht aufgegriffen wurden zuletzt die in der Fachöffentlichkeit und auf europäischer Ebene angelegten Ansätze zu einem intertemporalen Ausgleichsmechanismus (bundesweit und/oder regional) oder zu Finanztransfers (Gas/Wasserstoff). Spezifische Finanzierungsinstrumente sind aber wie auch schon im Kernnetz notwendig, um den Wasserstoff vom Kernnetz zu den Kunden zu bringen und so das System insgesamt zu befähigen.

Zwar ist zu begrüßen, dass mit der Regelung in § 28o Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EnWG-E die Ermöglichung des intertemporalen Kostenausgleichs in Form der Festlegung eines Kostendeckels adressiert wird. Allerdings reicht sie als bloße Festlegungsbefugnis nicht aus. Im Zusammenhang mit etwaigen Ausbaupflichtungen aus der Netzplanung würde eine solche reine Regulierungskontologik ohne staatliche Absicherung erhebliche Risiken allein bei den Netzbetreibern allokiert. Die Festlegungskompetenz sollte daher zumindest dergestalt präzisiert werden, dass eine solche Festlegung in den Zusammenhang mit der Schaffung eines staatlichen Fördermechanismus gestellt wird. Vor diesem Hintergrund wurde ein Entgeltdeckel auch

im Rahmen der Kernnetzfinanzierung festgelegt. Art. 5 Abs. 3 Satz 3 GasVO 2024/1789 räumt den Mitgliedsstaaten die Möglichkeit der Verknüpfung mit einem staatlichen Absicherungsmechanismus grundsätzlich ein. Zur Klarstellung empfiehlt sich die Schärfung der in § 280 Abs. 2 Nr. 3 EnWG-E geregelten Festlegungskompetenz für die BNetzA, zumindest jedoch eine ergänzende Formulierung in der Gesetzesbegründung, die die Einführung regionaler Absicherungsmechanismen in Ausnahmefällen ermöglicht.

› **BDEW-Forderung**

Die Umsetzung im EnWG könnte durch eine Ergänzung in **Nummer 3 in § 280 Abs. 2 Satz 1 EnWG-E** erfolgen:

„3. abweichend von Absatz 1 Satz 3 Regelungen darüber treffen, dass Entgelte, die zur Abdeckung aller notwendigen jährlichen Kosten des Netzbetriebs erforderlich sind, während des Markthochlaufs noch nicht in voller Höhe von den Netzbetreibern vereinnahmt werden und der nicht vereinnahmte Teil erst zu einem späteren Zeitpunkt in der Entgeltbildung berücksichtigt wird; **die Bundesnetzagentur legt im Auftrag und Interesse des Bundes oder eines Bundeslandes einen intertemporalen Kostenallokationsmechanismus einschließlich eines Absicherungsmechanismus zur Finanzierung fest, der eine Finanzierung regionaler Wasserstoffnetze ermöglicht.**“

Es sollte in die Regelung aufgenommen werden, dass der Kompetenzzusübung eine Abstimmung und Prüfung zwischen BNetzA und Bundesregierung hinsichtlich eines ergänzenden staatlichen Absicherungsmechanismus vorausgehen soll.

Gemäß Art. 5 Abs. 4 und 5 GasVO sollte vorsorglich auch eine Festlegungskompetenz der BNetzA zur Ermöglichung eines Finanztransfers zur Förderung des Aufbaus eines Wasserstoffnetzes aufgenommen werden. So kann es in bestimmten Konstellationen (regionales Netz, hohe Kundenidentität Gas/H₂) zielführend sein, über diesen Weg die Transformation vom Gas- zum Wasserstoff zu finanzieren

› **BDEW-Forderung**

§ 280 Abs. 2 Satz 1 EnWG-E sollte um folgende **Nummer 7** ergänzt werden:

„7. Finanztransfers und gesonderte Netzentgelte gemäß Art. 5 Abs. 4 und 5 Verordnung (EU) 2024/1789 zu genehmigen, sofern die Bundesnetzagentur festgestellt hat, dass die Finanzierung betreffender Netze über Netzzugangsentgelte, die nur von den jeweiligen Netznutzern gezahlt werden, nicht tragfähig ist und hierdurch keine unangemessene Belastung der Erdgaskunden bewirkt wird.“

Der Referentenentwurf bleibt damit hinter den Möglichkeiten zurück, die die GasVO in Art. 5 grundsätzlich vorsieht. Hier sollten die europäisch vorgesehenen Instrumente auch national ausgeschöpft werden.

Der Wasserstoffhochlauf kann nur gelingen, wenn eine breite Basis der betroffenen Industrie- und Gewerbetunden, die auf Wasserstoff zur Dekarbonisierung ihrer Prozesse angewiesen sind, eine Perspektive erhalten, dass entsprechende Wasserstoffnetze nicht nur geplant, sondern letztlich auch hinreichend (re-)finanziert werden können. Die Umsetzung der Richtlinie ins EnWG sollte daher jetzt genutzt werden, zumindest einen Kompetenzrahmen für einen Fördermechanismus zum Aufbau eines Wasserstoffnetzes außerhalb des Kernnetzes festzulegen.

Unternehmen stehen bereit, Investitionsprojekte für den bedarfsgerechten Ausbau der Wasserstoffnetze außerhalb des Kernnetzes, insbesondere für Wasserstoffverteilernetze, vorzubereiten. Solche Projekte umfassen zum Beispiel den Aufbau der regionalen übergeordneten Verteilernetze zur Versorgung der Kraftwerke und Industriekunden in der Region. Diese geplanten Investitionen benötigen den richtigen Rahmen für die Finanzierung. Denn in der Anfangsphase der Projekte fallen hohe Kosten an, während die Kundenbasis noch im Aufbau begriffen ist. Für diese Anfangsphase reichen die in der bisherigen Wasserstoffregulierung nach dem EnWG und der WasserstoffNEV enthaltenen Regelungen nicht aus. Ohne die in der GasVO vorgesehenen Regelungen droht eine Verzögerung des gesamten Wasserstoffhochlaufs.

Ein Aufschieben des Regelungsrahmens zur Finanzierung von Wasserstoffnetzen außerhalb des Wasserstoff-Kernnetzes kann zu erheblichen Mehrkosten führen – etwa beispielsweise beim Einbau von sog. T-Stücken. Deren Einbau ist deutlich kosteneffizienter durchzuführen, wenn er bereits bei Errichtung des Kernnetzes integriert, wird anstatt nachträglich. Da die Finanzierung nicht über das Amortisationskonto für das Kernnetz erfolgen kann, fehlt Netzbetreibern, die künftig einen Anschluss an das Kernnetz benötigen, derzeit der finanzielle Rahmen für einen frühzeitigen Einbau.

6.8 Zu § 28s - Grundsätze der Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes und der Entgeltbildung

In § 28r Abs. 8 EnWG sollte eine Regelung aufgenommen werden, welche die Flexibilisierung der Kernnetzmaßnahmen im Rahmen des Planungsfortschritts erlaubt.

Projekte, die die Nutzung des Wasserstoff-Kernnetzes nachweislich signifikant erhöhen, sollten genehmigte Projekte in der gleichen Region, die durch den Netzentwicklungsplan nicht bestätigt werden, ersetzen können, wenn nach aktuellen Schätzungen deren Kosten nicht wesentlich die Kosten der nicht bestätigten Projekte übersteigen.

Zudem muss der ab dem Jahr 2028 von der BNetzA neu festzulegende Eigenkapitalzins gemäß § 28r Abs. 6 EnWG für die Kernnetzmaßnahmen einen adäquaten Risikoaufschlag im Vergleich zu andern regulierten Energienetzen (Strom und Gas) berücksichtigen. Die Investitionsrisiken der Wasserstoffnetzbetreiber sind deutlich höher und beinhalten Risikopositionen wie einen Selbstbehalt.

6.9 Zu § 28t EnWG-E - Selbstbehalt der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber

Der Selbstbehalt ist ein zentrales Element zur Bewertung des Chancen-Risiko-Verhältnisses aus Sicht der Kapitalgeber. Bereits bei seiner Einführung im Rahmen der gesetzlichen Verankerung des Finanzierungsmodells für das Kernnetz haben die Netzbetreiber darauf hingewiesen, dass dieses Verhältnis vor dem Hintergrund der spezifischen Risiken im Bereich Wasserstoff nicht ausgewogen ist und angepasst werden muss, um ein weitergehendes finanzielles Commitment der Kapitalgeber für das Kernnetz sicherzustellen. Aufgrund der nun noch deutlich höheren Risikobewertung mit Blick auf die Marktentwicklung und in Verbindung mit einer zu geringen Risikorendite auf das eingesetzte Kapital, ist ein Selbstbehalt in der Höhe von 24 Prozent nicht (mehr) tragbar.

Die Kernnetzbetreiber tragen mit dem sehr hohen Selbstbehalt einen erheblichen Teil des Ausfallrisikos, obwohl sie den Markthochlauf und damit die Auslastung des Netzes nicht beeinflussen können. Gleichzeitig stellt der Selbstbehalt an sich die Kernnetzbetreiber gegenüber anderen Netzbetreibern, etwa im Strom oder im Gasbereich, für deren Netzinvestitionen es einen solchen Selbstbehalt nicht gibt, bei der Risikobewertung grundsätzlich schlechter. Daher müssten sich solche erhöhten Risiken im Vergleich zu einer Alternativanlage im Wagniszuschlag der Eigenkapitalverzinsung widerspiegeln. Abfedernd wirkt aber auch eine Reduzierung des Risikos über eine Absenkung des Selbstbehaltes. Daher wird eine **Absenkung des Selbstbehaltes auf 15 Prozent** vorgeschlagen, wie es auch bereits der Bundesrat in seiner „Stellungnahme zum Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes“ vom 15. Dezember 2023 gefordert hatte (Drucksache 590/23 (Beschluss)). Zudem sollten Umstellungsleitungen grundsätzlich vom Selbstbehalt ausgenommen werden, um den gesetzlichen Vorrang der Umstellung vor Neubau nicht finanziell entgegenzuwirken. Die Leitungen sind im regulierten Gastransportnetz keinem Selbstbehaltersisiko ausgesetzt und erzeugen eine regulierte Rendite. Mit der Entscheidung zur Umstellung werden diese mit einem Selbstbehaltersisiko versehen. Damit stellt sich der Netzbetreiber mit einer Umstellungsleitung im Wasserstoff-Kernnetz gegenüber einem Betrieb im Erdgasnetz schlechter.

6.10 Zu § 28q EnWG-E Verbindungsleitungen im Wasserstofftransportnetz mit einem Mitgliedsstaat

§ 28q EnWG-E setzt Artikel 59 der Richtlinie (EU) 2024/1788 um und befasst sich mit der möglichen Anwendung der grenzüberschreitenden Kostenaufteilung (Cross-Border Cost Allocation, CBCA) auf grenzüberschreitende Wasserstoffinfrastrukturprojekte, bei welchen es sich nicht

um Vorhaben von gemeinsamem Interesse gemäß Verordnung (EU) 2022/869 (TEN-E VO) handelt. Grundsätzlich ist § 28q EnWG-E sehr an den Formulierungen der Richtlinie ausgerichtet. Auffallendster Unterschied ist in § 28q Abs. 1 EnWG-E zu finden: Die Richtlinie spricht von Projektkosten, welche benachbarte und betroffene Wasserstoffnetzbetreiber zu tragen haben, während diese im Referentenentwurf als Errichtungs- und Betriebskosten aufgeführt sind und damit deutlich höhere Kosten umfassen. Im Sinne der deutschen Netznutzer sollte die Richtlinie im Wording 1:1 umgesetzt und sich auf die Projektkosten bezogen werden.

Zudem ist die Anwendung der CBCA im Falle eines noch nicht entwickelten Marktes zur Finanzierung grenzüberschreitender Infrastruktur ungeeignet. Primär für ausgereifte Märkte mit bestehender Nutzerbasis konzipiert, kann die CBCA nicht die notwendige Zwischenfinanzierung sowie die Risikoabsicherung in der Marktanlaufphase leisten. Es bedarf daher der Einführung passender Mechanismen für den Aufbau einer grenzüberschreitenden Infrastruktur, welche über die rein räumliche Allokation von Kosten hinausgehen, da ansonsten lediglich Kosten und damit Investitionsrisiken auf andere Länder verlagert werden, ohne jedoch die Kernproblematik prohibitiver Netzentgelte zu adressieren.

6.11 Zu § 118 Abs. 6 - Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure

Um den Wasserstoffmarkthochlauf zu ermöglichen, sollten Netzentgelte für netz- oder systemdienlich agierende Elektrolyseure auch über 2029 hinaus entfallen oder zumindest signifikant reduziert bleiben. Diverse Studien zeigen, dass für die netzdienliche Integration von Elektrolyseuren neben der Betriebsweise vor allem der Standort wichtig ist.² Elektrolyseure an netzdienlichen Standorten unter anderem in den Entlastungsregionen nach § 13 k EnWG können wesentlich zur Reduzierung von Abregelungen Erneuerbarer Energien sowie zur Verringerung des Netzausbaubedarfs beitragen. Eine optimierte Allokation kann bis 2050 Gesamtsystemkosten von über 60 Mrd. € einsparen.^{3,4} Im Zuge des verzögerten Wasserstoffhochlaufs sind zudem industrienah Standorte (on-site Elektrolyseure) für eine frühzeitige Versorgung notwendig, damit Industrieprozesse bereits vor einem vollständigen Aufbau des Wasserstoffkernnetzes auf Wasserstoff umgestellt werden können. Ein signifikanter Anreiz kann über die Reduktion von Netzentgelten für Elektrolyseure an netzdienlichen Standorten oder an

² Vgl. etwa Consentec et al, 2023: [Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff](#); Hobbie & Lieberwirth, 2024: [Compounding or Curative? Investigating the impact of electrolyzer deployment on congestion management in the German power grid](#).

³ Vgl. Hobbie & Lieberwirth, 2024: [Compounding or Curative? Investigating the impact of electrolyzer deployment on congestion management in the German power grid - ScienceDirect](#).

⁴ Vgl. Mahner et al., 2025: [Weniger Abregeln durch mehr Flexibilität im Energiesystem](#).

Standorten, die essenziell für die Versorgung von Industrien sind und somit auch Systemdienstleistung erbringen, erfolgen: In Abhängigkeit der Höhe der Netzentgelte und der Spannungsebene würden ab einer Inbetriebnahme ab 2029 Kosten in Höhe von 2 – 3 €/kg Wasserstoff nur durch die Netzentgelte Strom anfallen⁵. Für die Einspeisung in das Wasserstoffnetz werden entsprechende Netzentgelte erhoben. Zusätzliche Stromnetzentgelte würden die Wasserstoffgestehungskosten weiter erhöhen und die Sektorkopplung erschweren. Ein Elektrolyseur ist in seiner Fahrweise aufgrund der Strombezugskriterien, die für die Herstellung von RFNBO-konformem Wasserstoff bestehen, bereits stark eingeschränkt. Ein Elektrolyseur der system- oder netzdienlich betrieben wird und Engpässe reduziert oder vermeidet, oder eine Systemdienstleistung wie bspw. Blindleistungskompensation bereitstellt, sollte auch bei einer Errichtung nach 2029 in Zukunft von Netzentgeltreduzierungen profitieren. Hinzu kommt die Tatsache, dass der Wasserstoffhochlauf 2029 noch nicht abgeschlossen ist und sich die Initial- und Aufbauphase des Wasserstoffmarktes zeitlich verzögert. Industriennahe on-site-Elektrolyseure könnten dabei ebenfalls berücksichtigt werden.

Die derzeitige Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Betrachtung von Elektrolyseuren in der Netzentgeltsystematik stellt Wasserstoffprojekte vor erhebliche (finanzielle) Risiken und hemmt somit den Hochlauf.

Der BDEW fordert daher eine kurzfristige Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik sowie die Klarstellung hinsichtlich eines Bestandsschutzes für aktuelle und in der Planung weit fortgeschrittene Projekte. Die Weiterentwicklung sollte in Form einer Verlängerung der Netzentgeltbefreiung oder zumindest einer starken Rabattierung von Elektrolyseuren adressiert werden, um den Aufbau heimischer Erzeugungskapazität zu ermöglichen. Diese sollte im Rahmen eines zusätzlichen und eigens auf Elektrolyseure bezogenen Absatzes in den bestehenden § 118 integriert werden, um die Sonderstellung von Elektrolyseuren sowie deren Mehrwert für das Energiesystem hervorzuheben und diese differenziert von anderen Netznutzern betrachten zu können.

7 Gas- und Wasserstoffkennzeichnung

Die vorgesehenen Vorgaben zur Gas- und Wasserstoffkennzeichnung gemäß **§ 42d EnWG-E** gehen deutlich über die europäischen Anforderungen der GasRL (Anhang I Nr. 5) hinaus. Eine Umsetzung auf nationaler Ebene sollte sich lediglich an den europäischen Vorgaben

⁵ Vgl. BDEW 2025: Kosten von Wasserstoff durch rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen: Kostenfaktoren und Minderungspotenziale der Gestehungskosten.

orientieren und keine **zusätzlichen Anforderungen für Lieferanten von Gas und Wasserstoff** definieren.

Ebenso ist unklar, wie sich die Gas- und Wasserstoffkennzeichnung in Bezug einer künftig möglichen Nachweisführung von Biogasquoten oder Biotreppen-Anforderungen (Verweis auf Gesetzgebungsverfahren zum GEG) verhält. Es erscheint unwahrscheinlich, dass die Gas- und Wasserstoffkennzeichnung aufgrund seines Book & Claim-Ansatzes (Nachweisführung über Herkunftsnachweise) zur Nachweisführung von Biogasquoten- oder Biogastreppen-Anforderungen dienen kann. Die Kennzeichnung dient gem. der GasRL lediglich der Verbraucherinformation (siehe auch Gesetzgebung zu § 42d Abs. 5 EnWG-E). Damit werden mutmaßlich Parallelstrukturen aufgebaut, welche weder zum Kundenverständnis beitragen noch einen sinnhaften Nutzen aufweisen.

ACHTUNG BÜROKRATIE

ACHTUNG 1:1 UMSETZUNG

Die europäischen Vorgaben verlangen lediglich eine Ausweisung auf Produktebene (Lieferprodukt) getrennt nach dem Anteil von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Gas (siehe Anhang I Nr. 5a) sowie die zugehörigen Umweltauswirkungen (siehe Anhang I Nr. 5b).

Die vorgesehene nationale Umsetzung verlangt jedoch **zusätzlich**:

- Ausweisung eines lieferantenbezogenen Energieträgermix gemäß § 42d Abs. 1 Satz 2 EnWG-E und zugehöriger Umweltauswirkungen gemäß § 42d Abs. 3 Satz 2 EnWG-E;
- Erhöhte bürokratische Zusatzanforderungen aufgrund der Festlegung einer maximal zulässigen Entwertung von Herkunftsnachweisen für Wasserstoff gemäß Beimischungsquote im jeweiligen Verteilnetzgebiet gemäß § 42d Abs. 5 Satz 2 EnWG-E.

Diese Angaben bzw. Vorgaben verlangt die GasRL **nicht**. Die vorgesehenen Zusatzinformationen bieten nur geringfügigen Mehrwert für Endkunden und erhöhen den bürokratischen Aufwand erheblich.

Die Gas- und Wasserstoffkennzeichnung gem. der GasRL dient weder der Zielerfüllung erneuerbarer Quoten-Vorgaben, noch kann diese als Nachweis für Förderinstrumente gemäß GEG herangezogen werden, sondern stellt lediglich ein Kennzeichnungsinstrument gegenüber Endkunden dar. Auch können Herkunftsnachweis bzw. die darauf basierende Kennzeichnung nicht zur Minderung der CO₂-Preiskomponente nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) genutzt werden.

Gleichzeitig gilt festzuhalten, dass Inverkehrbringer bereits heute Biomethan an Endkunden liefern, um gesetzlichen Anforderungen etwa aus dem GEG oder aus europäischen Klimaschutzinstrumenten wie dem EU-ETS zu erfüllen. Dabei werden umfassende Nachhaltigkeits-,

THG-Minderungs- und Massenbilanzierungsanforderungen eingehalten, sodass diese Mengen auch rechtmäßig auf EE-Ziele angerechnet werden dürfen. Da diese Lieferungen jedoch nicht im Regime der Herkunftsnachweissystematik, sondern über die Massenbilanzierung erfolgen, besteht bislang keine Möglichkeit, dies im Rahmen einer Gaskennzeichnung gegenüber Endkunden auszuweisen. Dies führt zu einem sachlich nicht gerechtfertigten Auseinanderfallen von regulatorischer Zielerfüllung und transparenter Verbraucherinformation.

Grundsätzlich sollte für eine verbraucherfreundliche Darstellung einzig die Ausweisung auf Produktebene und die ergänzenden Umweltauswirkungen vorgeschrieben werden. Alle weiteren Anforderungen stellen eine Zusatzbelastung für Lieferanten von Gas und Wasserstoff dar. Im Gesetz sollte weiterhin klargestellt werden, dass Gas aus erneuerbaren Quellen und Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen mit gesetzlich festgelegten Standardemissionsfaktoren für die Vorkettenemissionen bewertet werden können und die Emissionen aus dem Verbrennungsprozess mit 0g CO₂ bewertet werden. Die Vorgabe nach § 42d Abs. 5 Satz 2 EnWG-E muss gestrichen werden.

§ 42d EnWG-E definiert keinen Zeitpunkt über die erstmalige Veröffentlichung einer Gas-/Wasserstoffkennzeichnung und wann diese zu aktualisieren ist. Die Frist für die Veröffentlichung sollte sich an der Frist der Stromkennzeichnung orientieren (1. Juli eines Jahres) und im Gesetz eindeutig formuliert werden. Der BDEW empfiehlt eine erstmalige Veröffentlichung der Gas-/Wasserstoffkennzeichnung ein Jahr nach Inbetriebnahme des Gas-Wärme-Kälte-Herkunftsnachweisregisters.

Der BDEW befürwortet, dass die Gas- und Wasserstoffkennzeichnung gemäß § 42d Abs. 4 EnWG-E mittels Verweises auf die Homepage erfolgen kann. Die Regelung umfasst jedoch nur den lieferantenbezogenen Energieträgermix und sollte auch den produktspezifischen Energieträgermix einschließen. Eine verpflichtende Drucklegung der Gas- und Wasserstoffkennzeichnung gilt es bereits aus Umweltschutzgründen zu vermeiden.

Dem Umweltbundesamt sollte grundsätzlich die Verantwortung für eine jährliche Ermittlung und Bereitstellung des Restenergieträgermix (siehe § 42d Abs. 7 EnWG-E) sowie für den Energieträgermix der Gasbörse und damit verbundener Umweltauswirkungen gemäß § 42d Abs. 1 EnWG-E übertragen werden. Eine Veröffentlichung muss durch das Umweltbundesamt fristgemäß und frühzeitig (bspw. zum 1. März eines Jahres) erfolgen. In der Regel verfügen Börsen nicht über Daten zu Eigenschaften der Moleküle und Commodities, da lediglich die Commodity selbst gehandelt wird. Es muss sichergestellt werden, dass lediglich auf frei zugängliche Daten zurückgegriffen wird und somit kein zusätzlicher Reporting-Aufwand für die Energiebörse dadurch entsteht, den Lieferanten zusätzliche Daten zur Verfügung zu stellen oder selbst zu berichten.

Die Einführung einer Übergangsregelung gemäß § 42d Abs. 7 Satz 2 EnWG-E befürwortet der BDEW ausdrücklich. Die Übergangsregelung sollte sich jedoch nicht an einem festen Datum orientieren, sondern an der Inbetriebnahme des Gas-Wärme-Kälte-Herkunftsnachweisregisters oder einer frühzeitig vollzogenen Allgemeinverfügung. Da das Register nicht am 1. Januar 2026 den Betrieb zuverlässig aufgenommen hat und keine Allgemeinverfügung des Umweltbundesamtes am 1. Januar 2026 vorlag, muss die in § 42d Abs. 7 Satz 2 EnWG-E angegebene Frist bereits um ein Jahr verschoben werden (auf den: 30. Juni 2028). In § 42d Abs. 6 EnWG-E wird dem Umweltbundesamt die Möglichkeit eingeräumt, ein anderes Zertifizierungssystem (Register), statt dem Herkunftsregister für Gas gemäß § 3 Nr. 1 der Gas-Wärme-Kälte-Herkunftsnachweisregister-Verordnung (GWHKV) zuzulassen. In der Begründung zu § 42d EnWG-E steht jedoch, dass das Umweltbundesamt ein „alternatives, zum Herkunftsnachweisregister für Gas vergleichbares System“ errichten kann. Es besteht die Frage, welchen Zweck ein Ersatzregister hat, das auf gleiche Weise funktioniert, wie das Zielregister. Hier wäre ein Verweis auf bereits bestehende privatwirtschaftlich organisierte, freiwillige Registersysteme angebracht.

Weiterhin weist der BDEW auf eine Diskrepanz im Gesetzestext hin. Die Vorgaben gemäß § 42d Abs. 5 Satz 1 EnWG-E (Nachweiserfordernis über Herkunftsnachweise) widerspricht § 42d Abs. 1 Satz 3 EnWG-E (Nutzung der Kennzeichnung einer Gasbörse oder eines Gas- oder Wasserstofflieferanten mit Sitz außerhalb der Europäischen Union). Sofern der Energieträgermix der Gasbörse oder eines ausländischen Gas- oder Wasserstofflieferanten Gas oder Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen oder einen kohlenstoffarmen Anteil enthält, müssten diese ausländischen Lieferanten oder die Gasbörse entsprechende Herkunftsnachweise den Gas- und Wasserstofflieferanten nach § 42d Abs. 1 EnWG-E mitliefern. Würden keine Herkunftsnachweise bereitgestellt werden, würden Gas- und Wasserstofflieferanten gegen § 42d Abs. 5 Satz 1 EnWG-E verstoßen. Diese Mengen müssten dann von der Nachweisverpflichtung gemäß § 42d Abs. 5 Satz 1 EnWG-E ausgenommen werden.

Zusätzlich ist der Begriff der „Gasbörse“ irreführend, weil über Börsen, an denen Energieträger gehandelt werden, im Regelfall verschiedene Energieträger und Commodities gehandelt werden und nicht ausschließlich Gas. Insofern sollte „Gasbörse“ hier durch den Begriff „Börse“ oder „Energiebörse“ ersetzt werden.

Im Übrigen erscheint der berechnete Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft als zu gering angesetzt. Jeder Gas- und Wasserstofflieferant muss seine IT-Systeme für Verbrauchsabrechnungen neu ertüchtigen. Bisher war eine Gas- und Wasserstoffkennzeichnung nicht verpflichtend. Auch werden die anfallenden Kosten für die Kontoerstellung und -führung im Gas-Wärme-Kälte-Herkunftsnachweisregisters sowie die Gebühren für Ausstellung, Entwertung und

Übertragung von Gas- und Wasserstoff-Herkunftsnachweisen und eventuelle Zusatzdienstleistungen für Umweltgutachter und Zertifizierer nicht gebührend berücksichtigt.

8 Bürokratieabbau und Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung

8.1 Zu § 23c - Veröffentlichungspflichten

§ 23c Abs. 7 Nr. 5 EnWG-E sieht vor, dass Betreiber eines Wasserstoffnetzes Angaben über die Ermittlung und Berechnung der Lastflusssimulationen sowie mindestens einmal jährlich eine Dokumentation der durchgeführten kapazitätserhöhenden Maßnahmen und deren Kosten zu veröffentlichen haben, sofern welche getätigt wurden.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Es stellt sich die Frage nach der Notwendigkeit dieser Veröffentlichungspflicht. Insbesondere für kritische Infrastrukturen ist dies nicht nachvollziehbar und könnte dort zu entsprechenden Gefährdungen führen. Ein Mehrwert für den Verbraucher ist auf der anderen Seite nicht erkennbar.

› BDEW-Forderung

Die Regelung des **§ 23c Abs. 7 Nr. 5 EnWG-E** sollte **gestrichen** werden.

8.2 Zu § 35 - Monitoring und ergänzende Informationen

Der BDEW fordert, bestehende Monitoring- und Berichtspflichten laufend kritisch zu überprüfen (Aufwand, Kosten, Nutzen) und neue Pflichten nur in besonders gelagerten, zwingenden Fällen zu begründen. Die grundsätzliche Erweiterung auf Wasserstoff in den Nummern 8 und 10 des § 35 EnWG-E erscheint nachvollziehbar.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Die Ergänzung der Aufgaben der Regulierungsbehörde in Nummer 10 zum verdachtsunabhängigen Monitoring von Preisspitzen an den Energiemärkten ist jedoch in dieser Form problematisch, weil sich die Vorgaben aus Art. 78 Abs. 1 lit. q) GasRL allein auf die Gasmärkte beziehen. § 35 EnWG überträgt der BNetzA die Monitoringaufgaben jedoch für alle Energiemärkte. Vor dem Hintergrund der Energiepreiskrise 2022 ist die Regelung der Richtlinie für Gasmärkte mit ihrer vergleichsweise geringen Preisvolatilität nachvollziehbar. An den Strommärkten gehören Preisausschläge um mehrere hundert Euro/MWh jedoch zu fundamental gut begründeten Marktbewegungen. Daher sollte der Gesetzgeber in § 35 Nr. 10 EnWG-E **nur die Vorgaben der GasRL umsetzen** und der BNetzA keine darüberhinausgehenden Monitoringaufgaben zuweisen. Die Überwachung von ungewöhnlichen Marktbewegungen durch die

Regulierungsbehörde, die z.B. Anlass zum Verdacht auf Marktmanipulation geben können, ist ohnehin durch REMIT sichergestellt.

Bei der Umsetzung des Monitorings des Zusammenhangs von Großhandels- und Endverbraucherpreisen ist zudem Vorsicht geboten, da die Preisgestaltung im Endkundenmarkt abhängig von den individuellen Beschaffungs- und Risikomanagementstrategien der Versorger ist und eine unmittelbare Korrelation von Großhandels- und Endkundenpreisen unter Umständen nur schwer nachweisbar ist. Die Auswirkungen der Energiepreiskrise 2022 auf die Endkundertarife hat dies deutlich gezeigt. Je nach Grad und Anteil der Absicherung bzw. Spotbeschaffung sind die Mitte 2022 aufgetretenen hohen Spotpreise sofort oder erst verzögert an die Endkunden weitergegeben worden. Gleichermaßen werden bei hohem Terminanteil der Beschaffung Preissenkungen am Großhandelsmarkt wie im Laufe des Jahres 2023 nur verzögert in den Endkundenpreisen sichtbar. Daher ist bei der Umsetzung der Vorgabe aus der Richtlinie darauf zu achten, die Heterogenität des Energiemarktes, seiner Akteure und Beschaffungsstrategien entsprechend zu berücksichtigen, um nicht aufgrund unpräziser Annahmen zur Korrelation von Großhandels- und Endkundenpreisen falsche Schlüsse über das Verhalten der Marktakteure zu ziehen.

8.3 Zu § 41c - Vergleichsinstrumente bei Energielieferungen

ACHTUNG 1:1 UMSETZUNG

ACHTUNG BÜROKRATIE

Die Regelung dient der Umsetzung des Art. 14 GasRL, der vorgibt, dass neben Strom auch für Gas ein unabhängiges Vergleichsinstrument für Letztverbraucher bis zu 100.000 kW/h Jahresverbrauch zur Verfügung stehen muss. Die Regelung ist bei einer bürokratiearmen Umsetzung und wenn keine aufwändigen und teuren Pflichten zur Bereitstellung von Daten entstehen, umsetzbar, dafür sollte hierbei eine schlanke Lösung gewählt werden. Da Tarife abhängig von den Netzentgelten in den jeweiligen Netzgebieten sind, Netzentgelte ggf. anlagenspezifisch reduziert sind und auch die Kosten für die Energie ggf. kundenspezifisch unterschiedlich sind (Beispiel Verbrauchsmenge etc.) könnten deutschlandweit bei zum Beispiel ca. 700 Netzgebieten Gas und über 1.000 Tarifen für Gas eine nicht mehr beherrschbare Menge an kundenindividuellen Tarifen zu vergleichen sein. Das würde, neben einer Einschränkung der Transparenz, auch die Anforderungen eines Portals an Datenerfassung, Datenmanagement und transparente Darstellung vor extreme Herausforderungen stellen und einen hohen Bürokratieaufwand bedeuten. Ebenso besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass künftig KI-gestützte Portale klassische Vergleichsplattformen ablösen werden. Deshalb wäre aus Gründen des Bürokratieabbaus eine Änderung der Vorgaben der Strom- und Gasrichtlinien auf EU Ebene sinnvoll, die die Entwicklung von KI-gestützten Lösungen zum Tarifvergleich antizipiert und nicht

für eine absehbar kurze Übergangszeit eine sehr teure und aufwändige Vergleichsinstrument fordert.

8.4 Zu § 43 – Erfordernis der Planfeststellung

➤ **Zu Absatz 2 – Freiwillige Planfeststellung für Gasleitungen unter DN 300**

Der BDEW begrüßt die neu eingefügte Möglichkeit einer freiwilligen Planfeststellung für Gasleitungen unter DN 300. Damit wird für Fernleitungen eine Regelungslücke geschlossen, die bislang in der Praxis regelmäßig Projektverzögerungen bedingte.

› **BDEW-Forderung**

Die **Regelung** sollte im weiteren Verfahren **beibehalten** werden.

➤ **Zu Absatz 4a – Bearbeitungsvorrang für Leitungsbauvorhaben**

Der BDEW begrüßt zudem die im neuen Absatz 4a eingefügte Regelung über einen Bearbeitungsvorrang von Leitungsbauvorhaben. Die Regelung kann zu einer zügigeren Bearbeitung der Vorhaben beitragen.

› **BDEW-Forderung**

Die **Regelung** sollte im weiteren Verfahren **beibehalten** werden.

8.5 Zu § 43b - Aktualitätsvermutung für Umweltgutachten und Planfeststellungsfristen

➤ **Zu Absatz 4**

Der BDEW begrüßt, dass zukünftig die Aktualitätsvermutung von Gutachten gemäß § 43b Abs. 4 EnWG-E auch für Gasversorgungsleitungen und LNG-Anbindungsleitungen gelten soll. Die Beschränkung dieser Regelung auf nur einige der von § 43 EnWG erfassten Vorhabenarten war nicht überzeugend.

› **BDEW-Forderung**

Die **Regelung** sollte im weiteren Verfahren **beibehalten** werden.

➤ **Zu Absatz 7**

Der BDEW begrüßt die Regelung über eine Frist zum Abschluss des Planfeststellungsverfahrens. Auch wenn die Vorgabe der Richtlinie nur die auch von der Umsetzungsvorschrift erfassten Gasversorgungs- und LNG-Anbindungsleitungen erfasst, sollte die nationale Umsetzungsregelung sich nicht auf diese Vorhabenarten beschränken. Auch bei allen anderen von § 43 EnWG erfassten Vorhabenarten besteht ein Bedürfnis für schnellstmögliche Entscheidung, so dass die Fristenregelung auch für diese Vorhabenarten gelten sollte.

Kritisch zu sehen ist die Festlegung der Frist von 24 bzw. 36 Monaten für den Abschluss des Planfeststellungsverfahrens. Hierdurch ist zu befürchten, dass im Vergleich zum Wasserstoff entsprechende Verfahren mit Verweis auf die unterschiedlichen Zeiten (Wasserstoffbeschleunigungsgesetz (WassBG) = 1 Jahr, hier 2 bzw. 3 Jahre) zeitlich gestreckt werden. Ein Gleichlauf mit der Jahresregelung in § 43l Abs. 2 EnWG wäre daher zu begrüßen.

Zudem offenbart die Regelung einen Schwachpunkt der geltenden Regelungen des EnWG, indem sie für den Beginn des Fristablaufs die Auslegung der Planunterlagen festlegt. Hier sollte – wie in anderen Verfahren, etwa nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) – auf die Vollständigkeit der Unterlagen abgestellt werden. Dies erfordert allerdings, dass auch im EnWG eine entsprechende Regelung zur Vollständigkeit der Antragsunterlagen ergänzt wird.

Hierzu hat der BDEW bereits frühzeitig, beispielsweise in seinem [Positionspapier zur Ausbaubeschleunigung Stromverteilernetz](#) (dort ab Seite 15), Vorschläge unterbreitet.

› **BDEW-Forderungen**

Eine Frist für die Durchführung des Planfeststellungsverfahrens sollte **beibehalten** werden. Die Frist sollte allerdings entsprechend den nach dem Wasserstoffbeschleunigungsgesetz für Wasserstoffleitungen geltenden Regelungen ebenfalls nur 12 Monate betragen.

Der Anknüpfungspunkt für den Fristbeginn sollte die Vollständigkeit der Planfeststellungsunterlagen sein.

Eine Regelung zur Vollständigkeit der Planfeststellungsunterlagen sollte ergänzt werden.

8.6 Zu § 46a - Auskunftsanspruch der Gemeinde im Konzessionsverfahren

Konzessionsverfahren für Strom- und Gasnetze sind komplex und für Kommunen sowie Energieversorgungsunternehmen mit hohem Aufwand verbunden.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Eine Erleichterung im Sinne des Bürokratieabbaus kann in § 46a EnWG geschaffen werden. Danach ist der bisherige Konzessionsnehmer verpflichtet, der Kommune spätestens ein Jahr vor Bekanntmachung über das Auslaufen des Konzessionsvertrags eine Reihe von Daten herauszugeben. Die Regelung wird je nach Gemeinde unterschiedlich gehandhabt; teilweise wird § 46a EnWG aber so ausgelegt, dass die Datenherausgabe unaufgefordert erfolgen muss. Dies gilt auch dann, wenn es keinen Dritten im gegenständlichen Verfahren gibt.

Für den bisherigen Nutzungsberechtigten bedeutet diese Auslegung der gesetzlichen Anforderung einen zusätzlichen Aufwand bzw. Personalbedarf für die Ermittlung und Bereitstellung der geforderten - teilweise manuell und stichtagsbezogen zu berechnenden - Netzdaten.

Insbesondere vor dem Hintergrund eines mangelnden Wettbewerbs um Gaswegenutzungsverträge führt die o.g. Auslegung zu keiner bedarfsgerechten Erstellung und anschließenden Verarbeitung der Netzdaten.

Als Lösung bedarf es einer Klarstellung des gesetzlichen Rahmens, die dazu führt, dass Netzdaten vom bisherigen Nutzungsberechtigten immer erst dann zur Verfügung gestellt werden müssen, wenn diese durch Anforderung der Gemeinde im gegenständlichen Verfahren notwendig sind. Der bisherige Nutzungsberechtigte ist nach wie vor gegenüber der Gemeinde zur Herausgabe der Netzdaten verpflichtet. Würde dieser die Netzdaten jedoch nur dann zur Verfügung stellen müssen, wenn die Gemeinde hierfür eine Notwendigkeit sieht, führe dieses Vorgehen in vielen Fällen zu verkürzten und vereinfachten Konzessionierungsverfahren. Die Gemeinde behalte ihre gemäß § 46 Abs. 3 Satz 1 EnWG ohnehin zugewiesene initiiierende und leitende Rolle im Verfahren inne.

8.7 Zu Artikel 3 - Änderung des Bundesberggesetzes

8.7.1 Zu § 54 - Zulassungsverfahren

Nachdem im Wasserstoffbeschleunigungsgesetz mit § 35h Abs. 8 EnWG eine regulatorische Vorgabe zur unbürokratischen Umwidmung von Gasspeichern in Wasserstoffspeicher geschaffen wird, befürwortet es der BDEW, dass mit § 54 BbergG nun auch eine unkomplizierte Umwidmung der Speicher im Genehmigungsrecht – über ein Anzeigeverfahren – geschaffen wird. Die Regelung ist zu begrüßen.

Da § 54 BbergG allerdings die Verfahrensbeteiligung Dritter regelt und auf Untergrundspeicher nach § 126 Abs. 1 BbergG lediglich entsprechend anzuwenden ist, während der neue Absatz 2a die Betriebspläne betrifft und sich ausdrücklich nur auf Untergrundspeicher von Erdgas bezieht, wäre es aus systematischer Sicht besser, diese Regelung in § 126 BbergG aufzunehmen.

› **BDEW-Forderung**

Die Regelung sollte im weiteren Verfahren beibehalten werden. Wir empfehlen jedoch, den neuen Absatz in § 126 BbergG anstatt in § 54 BbergG aufzunehmen.

Daneben begrüßt der BDEW, dass für die Umwidmung von Erdgasspeichern zu Wasserstoffspeichern ein vereinfachtes Verfahren gilt. Die bestehende Genehmigung bleibt bestehen, sofern die Behörde nicht innerhalb von drei Monaten einen neuen Betriebsplan verlangt. Der BDEW spricht sich hier jedoch dafür aus, das Verlangen der Behörde um eine Begründungspflicht zu erweitern.

› **BDEW-Forderung**

Nach **§ 54 Absatz 2 BbergG** wird der folgende **Absatz 2a** eingefügt:

*„(2a) Ein Betriebsplan für die Untergrundspeicherung von Erdgas gilt auch für die Untergrundspeicherung von Wasserstoff, wenn der Betreiber des Untergrundspeichers der zuständigen Behörde die geplante Umwidmung des Untergrundspeichers anzeigt und die zuständige Behörde nicht innerhalb von drei Monaten nach Anzeige die Vorlage eines oder mehrerer neuer Betriebspläne verlangt **und dieses Verlangen eingehend begründet.**“*

Im Übrigen weist der BDEW darauf hin, dass die aktuell unzureichende Regulierung des Stilllegungsprozesses bzw. Umwidmung von Erdgas- auf Wasserstoffspeicher nach 35h EnWG hinsichtlich der Bewertungskriterien, der Dauer des Prozesses und der Entschädigungsregelungen, einer Präzisierung und Konkretisierung bedürfen.

8.7.2 Zu § 126 - Untergrundspeicherung

Die Regelung einer Frist für die Zulassung eines Betriebsplans für Untergrundspeicher ist zu begrüßen. Auch hier könnte jedoch darüber nachgedacht werden, den Fristbeginn nicht erst auf den Beginn der Auslegung der Unterlagen festzulegen. Vielmehr wäre auch hier eine Vollständigkeitsregelung, wie sie mittlerweile in zahlreichen Regelungen besteht (BlmSchG, WassBG etc.) auch für diese Verfahren im Bergrecht zu verankern und die Frist mit Vollständigkeit der Antragsunterlagen beginnen zu lassen (siehe hierzu auch oben zu § 43b Absatz 7 EnWG). Dass zudem nicht zwischen verschiedenen Betriebsplantypen unterschieden wird, kann in der Praxis die falschen Signale setzen:

- Schon für Rahmenbetriebspläne und Hauptbetriebspläne (und perspektivisch Abschlussbetriebspläne), die Wasserstoff (geregelt in § 57e BbergG) oder Erdgas (nach § 126 BbergG) erstmals behandeln, ist eine Bearbeitungsfrist von zwei Jahren und ggfs. sogar drei Jahren deutlich zu lang. Hier wäre es angemessener, dies auf ein Jahr mit ggfs. drei Monaten begründeter Verlängerung zu reduzieren. Dies würde den gewünschten Hochlauf der Speicherkapazitäten entsprechend um gut ein Jahr beschleunigen können.
- Für Sonderbetriebspläne und Folge-Hauptbetriebspläne sind Bearbeitungsfristen von bis zu drei Jahren deutlich zu lang. Hauptbetriebspläne haben in der Regel eine Laufzeit von zwei Jahren. Die Bearbeitungsfrist überschreitet damit häufig die Laufzeit des Betriebsplans. D.h., dass vom Unternehmen in der Regel neben dem nächsten auch bereits der übernächste Hauptbetriebsplan bereits beantragt werden müsste, bevor der aktuelle überhaupt ausläuft. Dies führt zu erheblichen und unnötigen Belastungen für das Unternehmen und die Behörde.

- Sonderbetriebspläne sind in der Regel von geringem Umfang für konkrete Einzelaspekte. Hier sind Bearbeitungszeiten von wenigen Wochen üblich. Längere Bearbeitungszeiten würden eine effektive Umsetzung der Sonderbetriebspläne verhindern. Für diese Fälle eine maximale Bearbeitungsfrist von mehreren Jahren vorzusehen, setzt das falsche Signal.

› **BDEW-Forderungen**

Die **Frist** für die Durchführung des Betriebsplanverfahrens sollte **beibehalten** werden.

Die Frist sollte auf ein Jahr verkürzt werden. Für Sonderbetriebspläne sollte ein Hinweis aufgenommen werden, dass die vorgegebene Frist das Maximum der Bearbeitung darstellt und in der Regel eine Zulassung schneller erfolgen sollte.

Der Anknüpfungspunkt für den Fristbeginn sollte die Vollständigkeit der Genehmigungsunterlagen sein.

Eine Regelung zur Vollständigkeit der Genehmigungsunterlagen sollte ergänzt werden.

9 Rechtsklarheit schaffen

9.1 Zu § 114 - Verbot langfristiger Verträge über die Lieferung von fossilem Gas

In § 114 EnWG-E wird das Verbot langfristiger Verträge über die Lieferung von fossilem Gas nach 2049 eingeführt. Es ist aktuell nicht absehbar, wie lange Erdgas in Deutschland benötigt wird, aber es ist wahrscheinlich, dass Erdgas noch sehr lange im Energiemix zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit von Energie in der Transformation benötigt wird.

Durch den neuen Zusatz in Absatz 2, gelten nun strengere Regeln für Gaslieferverträge für Letztverbraucher in Deutschland als zuvor vorgesehen. Diese sollen nicht länger als 2044 laufen dürfen, außer das entstehende CO₂ wird komplett abgeschieden und gespeichert oder genutzt. Auch wenn der CCS/CCU-Anreiz willkommen ist, sind auch weitere Verfahren/Technologien zur Emissionsreduktion anzuerkennen, so wie es die englische Fassung der GasRL vorsieht. Der Regierungsentwurf geht deshalb über die Vorgaben der Richtlinie hinaus, indem der Begriff „unabated fossil gas“ nicht zutreffend übersetzt wird, sondern inhaltlich verschärft als zwingende CCS/CCU-Sicherstellungspflicht umgesetzt wird. Diese Fehlübersetzung führt zu einer nicht nötigen Ausweitung des Anwendungsbereichs und damit zu einer Verschärfung gegenüber dem EU-Recht. In diesem Zusammenhang ist die Frage nach der Notwendigkeit der kompletten CO₂-Abscheidung und -Speicherung oder -Nutzung zu hinterfragen, wenn doch kohlenstoffarme Gase erlaubt sind, die sich schlussendlich der gleichen Technologie bedienen. Die Option Emissionsreduktionsverfahren/-technologien zu erlauben, erscheint auch vor der

aktuell diskutierten Nutzung von Carbon Credits zur Erreichung der Klimaschutzziele auf EU-Ebene relevant und sinnvoll.

Zudem sorgt die kürzere Laufzeit und das frühere Verbot für eine inkonsistente Regelung, auch in Hinblick auf die national geführte Diskussion um eine Grüngasquote, und der sog. „Bio-Treppe“ im zukünftigen Gebäudemodernisierungsgesetz. Der Absatz 2 nennt nicht nur „langfristige“ Verträge, sondern statuiert ab 2045 de facto ein Verbot von Gaslieferverträgen mit Letztverbrauchern, unabhängig von der Laufzeit des Vertrages. Die Einschränkung auf langfristige Lieferverträge ist hier, im Gegensatz zu § 114 Abs.1 Satz 2 EnWG gerade nicht enthalten. Die Regelung in Absatz 2 kann zu einer Versorgungslücke auch für große Industrieabnehmer und Gaskunden führen, wenn Wasserstoff, Biomethan oder CCS nicht im ausreichenden Maße vorhanden sind. Eine Notwendigkeit des Verbotes zum jetzigen Zeitpunkt ist dementsprechend kritisch zu sehen. Auch der Absatz 2 greift zu weit, da der englische Originaltext weitere Emissionsvermeidungstechnologien zulässt und die frühere Frist Verwerfungen auf dem europäischen Binnenmarkt verursachen kann. Zudem stünde eine frühere Frist dem Ziel der Entbürokratisierung entgegen. Der Absatz 2 ist entsprechend zu streichen.

Die Einschränkung in Absatz 1, dass dies nur für Lieferungen an Abnehmer in Deutschland gilt, ist richtig, weil sich die EU-Richtlinie offensichtlich nur auf die Gasversorgung und den Netzzugang innerhalb der EU bezieht und die nationale Umsetzung nicht außerhalb der deutschen Grenzen Anwendung finden kann. Lieferverträge über Mengen, die gar nicht für den Import nach Deutschland vorgesehen sind, können von dieser Regelung nicht umfasst werden. Dementsprechend sollte dies klargestellt werden, um auch Lieferungen, deren Verwendung bei Vertragsabschluss offenbleiben, nicht von der Regelung zu umfassen.

Der BDEW begrüßt die Erläuterungen zu § 114 EnWG-E zum Teil. Dies gilt insbesondere für die Klarstellung, dass erneuerbare Gase und kohlenstoffarme Gase sowie Wasserstoff von der Regelung ausgenommen sind. Der vorgelegte Entwurf für die Umsetzung der entsprechenden Regelung aus der GasRL wirft allerdings noch nachfolgende Fragen auf.

Es ist nicht klar, welche Mengen Kohlendioxid zu kompensieren bzw. zu speichern sind. Es kann davon ausgegangen werden, dass es sich um die in den jeweiligen Vorketten entstehenden Kohlendioxidemissionen für z.B. Produktion, Aufbereitung, Verflüssigung, Transport und Regasifizierung handelt. Dann wäre aber unklar, inwieweit kohlenstoffarmer Wasserstoff, der von der Regelung ausgenommen ist, von fossilem Gas mit Emissionsreduktionstechnologien unterschieden würde, insbesondere wenn u.U. kohlenstoffarmes Gas eine weniger strikte Reduktion von Kohlendioxidemissionen einzuhalten hätte. Daher wäre eine Klarstellung im Gesetzestext oder durch spätere Verordnungen angebracht, die die zu kompensierende Menge an Kohlendioxid definiert.

Zudem ist nicht eindeutig, ob neue, langfristige Verträge, die über den 31. Dezember 2049 hinausgehen, bereits mit Inkrafttreten der Novelle einen Nachweis über eine – ggf. vorerst nur geplante – Kompensation der Kohlendioxidemissionen erbringen müssen, oder ob – was eindeutig vorzugswürdig wäre – solche Verträge weiterhin abgeschlossen werden dürfen und erst ab dem 1. Januar 2050 einen Nachweis über die entsprechende Kompensation, Speicherung oder Nutzung des Kohlendioxids vorlegen müssen.

Der BDEW weist außerdem darauf hin, dass es im EnWG keine Legaldefinition von fossilem Gas gibt. Hieraus können sich Unsicherheiten bezüglich des konkreten Anwendungsbereichs der Norm ergeben.

› BDEW-Forderungen

§ 114 EnWG-E Absatz 1 ist um die folgenden Änderungen zu **ergänzen**:

„(1) Marktteilnehmer dürfen über die Lieferung von fossilem Gas keine Verträge mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr über den 31. Dezember 2049 hinaus abschließen, sofern die Abscheidung und dauerhafte Speicherung von Kohlendioxid oder dessen rohstoffliche Nutzung oder eine anderweitige Kompensation der mit der Lieferung verbundenen Scope 3 Kohlendioxidemissionen ab dem 1. Januar 2050 nicht sichergestellt werden kann und der Vertrag eine Lieferung an Abnehmer ausschließlich in Deutschland zulässt.“

§ 114 Absatz (2) EnWG-E ist zu **streichen**.

Ein Verbot der Abschlüsse von langfristigen Gaslieferverträgen ab 2049, welche zudem aktuell durch Anforderungen der EU-Methanverordnung bereits erheblichen Unsicherheiten ausgesetzt sind, wird das Zustandekommen ebensolcher bis dahin zusätzlich erschweren. Dies kann sich negativ auf die Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit der EU auswirken. Langfristige Verträge sind nicht nur für die Versorgungssicherheit wichtig, sondern wirken sich auch langfristig kostensenkend aus und reduzieren die Volatilität der Energiepreise. Der Abschluss kürzerer und kurzfristigerer Verträge ist auf Dauer entsprechend mit höheren Preisen und höherer Preisvolatilität verbunden.

Die Umsetzung sollte daher möglichst flexibel erfolgen. Entscheidend ist, die realistische Verfügbarkeit von Alternativen (grüner und blauer Wasserstoff bzw. CCS/CCU-Technologie) in die Umsetzung einzubeziehen.

9.2 Zu § 3 – Begriffsbestimmungen

Auch wenn der Gesetzentwurf an einigen Stellen bereits an den jeweils richtigen Begriff angepasst wurde, weist der BDEW weiterhin darauf hin, dass der Regierungsentwurf insgesamt auf

die richtige Verwendung des zutreffenden Begriffs „Gas“ anstelle von „Erdgas“ zu prüfen ist. Dies ist nach wie vor nicht an allen Stellen erfolgt. Auch die weiteren Begrifflichkeiten enthalten Unklarheiten, Inkonsistenzen und Widersprüchlichkeiten. Der BDEW bittet um eine grundlegende Überprüfung.

Das gilt auch für Artikel 2 des Entwurfs (Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen).

9.2.1 Ein- und Ausspeisekapazität

Die präzisen Definitionen der Ein- und Ausspeisekapazität in **Nummer 4** und **Nummer 29** sowie die Aufnahme der Maßeinheit „Normkubikmeter“ in die beiden Begriffsbestimmungen sind zu begrüßen.

9.2.2 Zu Nummer 42a „erneuerbares Gas“

Der bislang unter § 3 Nr. 10g EnWG definierte Begriff „Biogas“ wird nunmehr durch den Begriff „erneuerbares Gas“ ersetzt. Zusätzlich führt der Gesetzesentwurf die Begriffe „Kohlenstoffarmes Gas“ und „Kohlenstoffarmer Wasserstoff“ ein. Die Übernahme dieser Begriffe ist europarechtlich angezeigt.

Die Begriffsbestimmung für „erneuerbares Gas“ umfasst laut Nummer 42a unter anderem „Biogas im Sinne des Artikels 2 Nummer 28 der Richtlinie (EU) 2018/2001 in der Fassung vom 13. Juni 2024“. Gemäß Art. 2 Nr. 28 Richtlinie (EU) 2018/2001 fallen unter den **Begriff „Biogas“** „gasförmige Kraft- und Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden“. Der Rechtsklarheit halber stellt sich die Frage, ob neben der bloßen Verweisung auf die Erneuerbaren Energien Richtlinie diese Definition direkt in die nationale Begriffsbestimmung überführt werden könnte.

In diesem Zusammenhang wäre auch zu erwägen, eine eigene Begriffsdefinition für Biogas einzufügen. Denn bereits erlassene Festlegungen der BNetzA knüpfen an den Biogasbegriff des EnWG an, ohne dass dies im Widerspruch zum Europarecht stünde (siehe z.B. Rz. 28 der Begründung der Festlegung BK7-24-0010 „ZuBio“). Gleiches gilt für die noch fortlaufenden Regelungen zu Biogas in der GasNEV sowie in § 118 Abs. 4 EnWG.

Hinweisen möchte der BDEW auch auf ein Missverständnis im Zusammenhang mit der deutschen Sprachfassung der Erneuerbaren Energien Richtlinie, die den Begriff „fuel“ verwendet, der sowohl Kraftstoff als auch Brennstoff bedeuten kann, aus der maßgeblichen englischen Sprachfassung jedoch zu eng mit "Kraftstoff" übersetzt wurde. Neben Art. 2 Nr. 36 Richtlinie (EU) 2018/2001 ist daher auch Art. 2 Nr. 22a Richtlinie (EU) 2018/2001 zu beachten, die in der deutschen Fassung klarstellt, dass „renewable fuel“ sowohl "erneuerbare Kraftstoff" als auch

"erneuerbarer Brennstoff" bedeuten kann. Der BDEW schlägt daher vor, klarzustellen, dass "erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs" ein gängiger Ausdruck ist, der die Verwendung als Brennstoff (energiesteuerlich: Kraftstoff oder Heizstoff) umfasst.

Im Weiteren wäre zu überlegen, eine **Begriffsbestimmung für „Biomethan“** in das EnWG aufzunehmen. Die Begriffsbestimmung für „erneuerbares Gas“ umfasst, wie aufgezeigt, Biogas „einschließlich solches, das zu Biomethan aufbereitet wurde“. Biomethan bezeichnet „durch technische Aufbereitung getrocknetes, entschwefeltes und von Kohlendioxid getrenntes Biogas“. An diesen Begriff ließen sich sodann auch etwaige Privilegierungen, z.B. hinsichtlich des Netzanschlusses von „Biomethanerzeugungsanlagen“ nach § 17 Abs. 1b EnWG-E knüpfen.

9.2.3 Zu den entflechtungsrelevanten Nummern 10b, 10e und 10g, sowie 37, 38, 39f, 39h und 39i

Hinsichtlich der mit der Entflechtung zusammenhängenden Begriffsdefinitionen ergeben sich verschiedene Interpretationsfragen. Dies gilt unter anderem für die Nutzung des Wortes „Transport“ und des Wortes „Verbindungsleitungen“ in den Begriffsbestimmungen.

Nach der Nummer 10b, die unverändert bleibt, übernehmen Betreiber von Wasserstoffnetzen die Aufgabe des **Transports** und der **Verteilung** von Wasserstoff. Betreiber von Wasserstoffverteilernetzen sind dabei Personen, die die Verteilung übernehmen (neue Nummer 10g). Die Verteilung nach Nummer 37 ist definiert als Transport von Wasserstoff. Für den „Transport“ von Wasserstoff ist allerdings definitionsgemäß wieder der Wasserstofftransportnetzbetreiber nach Nummer 39f verantwortlich, nicht der Wasserstoffverteilernetzbetreiber. Dasselbe gilt für Nummer 39i, der ein Wasserstoffverteilernetz als ein Wasserstoffnetz für den örtlichen oder regionalen „Transport“ von Wasserstoff definiert.

Diese Verwirrung könnte vermieden werden, wenn die Wasserstofffernleitung, wie in der Gasbinnenmarktrichtlinie angelegt, auch als solche bezeichnet würde und nicht als „Transport“. Der Begriff „Transport“ umfasst traditionell sowohl die Verteilung als auch die Fernleitung. Wenn die Fernleitung von Wasserstoff weiter als „Wasserstofftransport“ bezeichnet werden soll, wäre eine begriffliche Unterscheidung z.B. in dem Begriff „Transport“ für die Fernleitung von Wasserstoff und „Transportieren“ für die Verteilung sinnvoll. Alternativ könnte der Begriff „Transport“ im Zusammenhang mit der Fernleitung von Wasserstoff auch als „Wasserstofffernleitung“ bezeichnet werden. Der Begriff „Wasserstofftransport“ kommt im Gesetz auch in Nummer 38 vor und wäre an dieser Stelle zu ändern. Neben den Begriffsbestimmungen wird der Begriff „Wasserstofftransport“ nur in § 6b und in § 28k Abs. 1 EnWG-E verwendet. An beiden Stellen könnte er parallel zu den Begriffen aus dem Gasbereich durch den Begriff „Wasserstofffernleitung“ ersetzt werden. Dann müsste eine entsprechende Erweiterung in § 3 Nr. 19 EnWG-E auf Wasserstoff vorgenommen werden. Der Begriff

„Wasserstofftransportnetz“ könnte dagegen unverändert bleiben, da über die Definition der Betreiberbegriffe eine entsprechende Klarstellung erfolgt.

Darüber hinaus nutzen die Begriffsdefinitionen an verschiedenen Stellen den Begriff „Verbindungsleitung für Wasserstoff“, obwohl der Begriff „Verbindungsleitung“ (im Sinne eines Grenzübergangspunktes) in Nummer 34 bereits legal definiert und um „Wasserstoff“ ergänzt ist. Daher führt die Erweiterung „für Wasserstoff“ zu der Frage, ob ggf. noch andere als die in Nummer 34 definierten Verbindungsleitungen gemeint sein könnten. Dies ist auch deswegen wichtig, weil nicht jede Leitung, die ein oder mehrere Netze „verbindet“ und damit zu einem vermaschten Netz führt, auch eine Verbindungsleitung im Sinne des EnWG bzw. der Gasbinnenmarktrichtlinie ist. Daher sollte der Zusatz „für Wasserstoffnetze“ in Nummer 39f jeweils gestrichen werden. Die Regelung ist trotzdem klar genug, da eine Verbindungsleitung für Gas – über die Gas geleitet wird – nicht zwei Wasserstoff(fern)leitungsnetze verbindet.

Außerdem sollte zu Nummer 37 klargestellt werden, dass ein Wasserstoffverteilernetz auch vorliegen kann, wenn zwar ein Grenzkopplungspunkt vorhanden ist, über die Leitung aber nur regional Wasserstoff geleitet wird, wie dies in Erwägungsgrund 79 der Gasbinnenmarktrichtlinie angelegt ist. Eine solche Leitung dient auch nicht dem Zweck, die nationalen Wasserstoffnetze von Mitgliedsstaaten zu verbinden. Entgegen vorgenanntem Erwägungsgrund 79 wird in der Gesetzesbegründung derzeit nämlich ausgeführt, dass ein Wasserstoffnetz mit Grenzkopplungspunkt definitorisch ein Wasserstofftransportnetz sei. Mit Blick auf die Definition des Fernleitungsnetzbetreibers in Nummer 5 mag dies korrekt sein, in der Definition des Wasserstofftransports in Nummer 39f findet der Grenzkopplungspunkt jedoch ausdrücklich und in richtlinienkonformer Umsetzung keine Erwähnung. Ein Wasserstoffverteilernetz darf außerdem nicht mit oder mit zwei oder mehr Wasserstoffverbindungsleitungen verbunden sein (Art. 2 Nr. 24 GasRL), umgesetzt in Nummer 39f lit b) als Bestandteil der Definition des Wasserstofftransports. Hier bedarf es zwingend einer Klarstellung dahingehend, dass dieses Kriterium nicht bereits dann erfüllt sein kann, wenn ein Verteilernetz, welches der örtlichen bzw. regionalen Verteilung und Auspeisung dient, zwei Übernahmestationen zu Verbindungsleitungen zwecks Entnahme von Wasserstoff aufweist. Die Notwendigkeit der Klarstellung wird insbesondere mit Blick auf die heutige Struktur des Gasnetzes klar, wo etliche Gasverteilernetzbetreiber zwei oder mehr Übernahmestationen zu Fernleitungsnetzbetreibern haben. Es ist nicht schlüssig, weshalb Wasserstoffverteilernetzbetreiber auf eine Übernahmestation mit einer Verbindungsleitung beschränkt sein sollten.

Darüber hinaus sollte klargestellt werden, dass keine direkte Verbindung vorliegt, wenn zwischen dem Terminal oder dem Speicher oder der Wasserstoffverbindungsleitung und dem Wasserstoffverteilernetz ein anderer Betreiber tätig ist oder der Anschluss nicht direkt an die Wasserstoffverbindungsleitung erfolgt.

Des Weiteren ist überlegenswert, anstelle des Begriffs „Versorgung“ für die Definitionen in allen Sektoren, die sich auf Netze beziehen, einheitlich den Begriff „Belieferung“ zu verwenden. „Belieferung“ wird beispielsweise auch in der Begriffsbestimmung für „Übertragung“ verwendet und verdeutlicht die Abgrenzung des Netzbereichs vom Vertriebsbereich besser als der Begriff „Versorgung“, der nach der Definition im EnWG auch den Betrieb eines Netzes umfasst. Dann könnte auch das Wort „selbst“ gestrichen werden, da sich dies ursprünglich auf die doppelte Nennung des Wortes „Versorgung“ bezieht: „Versorgung ermöglichen... aber nicht die Versorgung selbst“.

Es sollte auch klargestellt werden, dass die Umwidmung, bzw. Umstellung auch nach dem genannten Zeitpunkt erfolgt sein kann. Ein Netz ist auch dann als teilweise umgewidmet oder umgestellt anzusehen, wenn die Umstellung nicht den überwiegenden Teil des Netzes betrifft, dieser Teil aber eine erhebliche Bedeutung für das Netz des Netzbetreibers hat.

In der Begriffsdefinition des vertikal integrierten Unternehmens sollte auch erwogen werden den Begriff „Erdgas“ ggf. durch den Begriff „Gas“ zu ersetzen, um auch Gas zu erfassen, das hauptsächlich aus Methan besteht.

Die vorgeschlagene Präzisierung des Begriffs „Wasserstoffterminal“ unter § 115a ist erforderlich, um Auslegungsunsicherheiten zu vermeiden und Systemgrenzen sicher zu bestimmen. Der geltende Wortlaut lässt bislang offen, ob bereits einzelne Funktionen, spezifisch die Umwandlung, für eine Qualifizierung ausreichen, was in der Praxis zu Fehlklassifizierungen führen kann, etwa bei industriellen Umwandlungsanlagen wie Crackern ohne eigene Entlade- oder terminaltypische Funktion. Die Klarstellung gewährleistet eine sachgerechte Abgrenzung, erhöht die Investitions- und Planungssicherheit und sichert eine konsistente regulatorische Einordnung.

› **BDEW-Forderungen**

Der BDEW schlägt deshalb folgende **Anpassungen von § 3 EnWG-E** vor:

„20. Betreiber von Wasserstofftransportnetzen

*natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe ~~des Wasserstofftransports~~ der **Wasserstofffernleitung** wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau eines Wasserstofftransportnetzes,*

20b. Betreiber von Wasserstoffverteilernetzen

natürliche Personen oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Verteilung von Wasserstoff wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung

sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Wasserstoffverteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der ~~Verbindungsleitungen~~ **Leitungen, die das Wasserstoffverteilernetz** mit anderen Netzen **verbinden**“.

„45. Fernleitung

der Transport von Erdgas durch ein Hochdruckfernleitungsnetz, mit Ausnahme von vorgelagerten Rohrleitungsnetzen, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die ~~Versorgung~~ **Belieferung** der Kunden **sowie die Wasserstofffernleitung nach Nr. 116**“

„108. Verteilung

der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung über Elektrizitätsverteilernetze oder der Transport von Gas über örtliche oder regionale Leitungsnetze oder ~~der Transport~~ **das Transportieren** von Wasserstoff über örtliche oder regionale Leitungsnetze, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst; der Verteilung von Gas **oder Wasserstoff** dienen auch solche Netze, die über Grenzkopplungspunkte verfügen, über die ausschließlich ein anderes, nachgelagertes Netz aufgespeist wird,“

„115a Wasserstoffterminal“

Eine Anlage

- a) zur Entladung und **daran anschließenden** Umwandlung von flüssigem Wasserstoff oder flüssigem Ammoniak in gasförmigen Wasserstoff für die Einspeisung in das Wasserstofftransportnetz oder Wasserstoffverteilernetz oder das Gasversorgungsnetz oder
- b) zur Verflüssigung und Verladung von gasförmigem Wasserstoff, einschließlich Hilfsdiensten und vorübergehender Speicherung, die für den Umwandlungsprozess und die anschließende Einspeisung in das Wasserstofftransportnetz oder Wasserstoffverteilernetz erforderlich sind, jedoch mit Ausnahme der zu Speicherzwecken genutzten Teile von Wasserstoffterminals,“

„116. Wasserstofftransportfernleitung

der Transport von Wasserstoff, jedoch nicht die ~~Versorgung~~ **Belieferung** der Kunden selbst, durch ein Hochdruckleitungsnetz, mit Ausnahme von vorgelagerten Rohrleitungsnetzen, um die ~~Versorgung~~ **Belieferung** von Kunden zu ermöglichen, sofern das Hochdruckleitungsnetz

- a) in erster Linie dem Transport von Wasserstoff zu anderen Wasserstoffnetzen, Wasserstoffspeichereinrichtungen oder Wasserstoffterminals dient oder

b) Verbindungsleitungen ~~für Wasserstoff~~ oder Wasserstoffverbindungsleitungen mit Drittstaaten umfasst oder direkt mit Wasserstoffspeicheranlagen, Wasserstoffterminals oder zwei oder mehr Verbindungsleitungen ~~für Wasserstoff~~ oder Wasserstoffverbindungsleitungen mit Drittstaaten verbunden ist,“

„116b. Wasserstoffversorgungsnetze

alle Wasserstofftransportnetze, Wasserstoffverteilernetze, Wasserstoffterminals oder Wasserstoffspeicheranlagen, die für den Zugang zur Wasserstofftransport~~transport~~**fernleitung**, zur Verteilung und zu Wasserstoffterminals oder Wasserstoffspeicheranlagen erforderlich sind und die einem oder mehreren Energieversorgungsunternehmen gehören oder von ihm oder von ihnen betrieben werden, einschließlich Wasserstoffnetzpufferung und seiner Anlagen, die zu Hilfsdiensten genutzt werden, und der Anlagen verbundener Unternehmen,

116c. Wasserstoffverteilernetz

ein Wasserstoffnetz für ~~den die~~ örtlichen oder regionalen ~~Transport~~ **Verteilung** von Wasserstoff mit einem hohen Reinheitsgrad, das in erster Linie der Lieferung an direkt an das Netz angeschlossene Kunden dient, dabei sind solche Netze ausgenommen, die direkt mit Wasserstoffspeicheranlagen oder Wasserstoffterminals verbunden sind, es sei denn, das betreffende Netz war zum 4. August 2024 ein Verteilernetz für Gas und wurde teilweise oder vollständig auf **die Verteilung** ~~den Transport~~ von Wasserstoff umgestellt,“.

„109. vertikal integriertes Unternehmen

ein Unternehmen oder eine Gruppe von Elektrizitäts- oder Gasunternehmen, die im Sinne des Artikels 3 Absatz 2 der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates vom 20. Januar 2004 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (ABl. L 24 vom 29.1.2004, S. 1) miteinander verbunden sind, wobei das betreffende Unternehmen oder die betreffende Gruppe im Elektrizitätsbereich mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung oder Vertrieb von Elektrizität, im Erdgasbereich mindestens eine der Funktionen Fernleitung, Verteilung, Betrieb einer LNG-Anlage oder Speicherung und gleichzeitig eine der Funktionen Gewinnung oder Vertrieb von Erdgas wahrnimmt oder im Wasserstoffbereich mindestens eine der Funktionen Wasserstofftransport~~transport~~**fernleitung**, Verteilung, Betrieb eines Wasserstoffterminals oder Wasserstoffspeicherung und gleichzeitig eine der Funktionen Erzeugung oder Vertrieb von Wasserstoff wahrnimmt,“