

Berlin, 24. November 2025

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

Referentenentwurf aus dem Bundesministerium für Wirtschaft und
Energie vom 4. November 2025

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	Zu Artikel 1 – Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes.....	10
2.1	Zu § 1b – Grundsätze des Gas- und des Wasserstoffmarktes.....	10
2.2	Zu § 3 – Begriffsbestimmungen.....	10
2.2.1	Ein- und Ausspeisekapazität.....	10
2.2.2	Streichung der Nr. 10g („Biogas“)	10
2.2.3	Zu Nummer 18d „erneuerbares Gas“	11
2.2.4	Zu den entflechtungsrelevanten Nummern 10b, 10e und 10g, sowie 37, 38, 39f, 39h und 39i.....	12
2.3	Zu § 4 bis § 10h, § 110a und § 118f. - Entflechtung, Zertifizierung und Ausnahmen.....	16
2.3.1	Genehmigung und Zertifizierung nach §§ 4ff.....	16
2.3.2	Umwandlungs- und erwerbsteuerrechtliche Regelungen in § 6	17
2.3.3	Informatorischen Entflechtung nach § 6a	17
2.3.4	Definition in § 6b Abs. 1 S. 1 EnWG-E umstellen auf Energieversorgungsunternehmen	18
2.3.5	Entflechtung von Wasserstoffverteilternetzbetreibern nach §§ 7 und 7a ...	18
2.3.6	Entflechtung von Wasserstofftransportnetzbetreibern nach § 10f.....	19
2.3.7	Umfang der Entflechtung zwischen einem Unabhängigen Fernleitungsnetzbetreiber und dem Unabhängigen Wasserstofftransportnetzbetreiber in einem Unternehmen nach § 10f.....	20
2.3.8	Eigene Rechtspersönlichkeit bei Bruchteilseigentümern nach § 10f.....	22
2.3.9	Horizontale Entflechtung der Betreiber von Wasserstofftransportnetzen nach § 10g.....	23
2.3.10	Ausnahmen für bestehende Wasserstoffnetze und geographisch begrenzte Wasserstoffnetze nach § 110a und § 118a	24
2.4	Zu § 5a - Speicherungspflichten, Veröffentlichung von Daten	24
2.5	Zu §§ 15a ff. – Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff	24

2.6	Zu §§ 16b bis 16e – Verteilernetzentwicklungspläne	26
2.6.1	Zu § 16b - Verteilernetzentwicklungspläne für Gas- und Wasserstoff; Anwendungsbereich	27
2.6.2	Zu § 16c - Erstellung von Verteilernetzentwicklungsplänen für Gas- und Wasserstoff; Zusammenarbeit	30
2.6.3	Zu § 16d - Anforderungen an Verteilernetzentwicklungspläne für Gas und Wasserstoff.....	31
2.6.4	Anwendung der Verteilernetzentwicklungspläne bei Netzbetreiberwechsel:	33
2.6.5	Zu § 16e – Prüfung und Bestätigung von Verteilernetzentwicklungsplänen für Gas und Wasserstoff; Festlegungskompetenz.....	34
2.7	Entwicklungspläne für das Wasserstoffverteilernetz und Folgeänderung in § 71k GEG:	34
2.8	Zu §§ 17 und 18 – Netzanschluss und Anschlussverweigerung	36
2.9	Zu § 17 - Anschlussvorrang Biomethan	36
2.10	Zu § 17k – Anschlusstrennung im Gasbereich.....	39
2.11	Zu § 19 - Technische Vorschriften	46
2.12	Zu § 20 - Zugang zu den Energieversorgungsnetzen	46
2.13	Zu § 23c - Veröffentlichungspflichten	46
2.14	Zu § 28j - Anwendungsbereich der Regulierung von Wasserstoffversorgungsnetzen.....	47
2.15	Zu § 28k – Aufgaben der Betreiber von Wasserstoffnetzen, Wasserstoffspeicheranlagen, Wasserstoffterminals und Systemverantwortung	47
2.16	Zu § 28m - Zugang zu Wasserstoffspeicheranlagen.....	49
2.17	Zu § 28o - Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang zu Wasserstoffnetzen.....	52
2.18	Zu § 28r - Grundsätze der Finanzierung des Wasserstoff-Kernetzes und der Entgeltbildung	54
2.19	Zu § 35 - Monitoring und ergänzende Informationen	54

2.20	Zu § 41c - Vergleichsinstrumente bei Energielieferungen	55
2.21	Zu § 42c - Gas- und Wasserstoffkennzeichnung, Transparenz der Gas- und Wasserstoffrechnungen	55
2.22	Zu § 43 - Freiwillige Planfeststellung für Gasleitungen unter DN 300	58
2.23	Zu § 43b - Aktualitätsvermutung für Umweltgutachten und Planfeststellungsfristen	58
2.24	Zu § 46a - Auskunftsanspruch der Gemeinde im Konzessionsverfahren.....	59
2.25	Zu § 48b - Duldungspflicht für dauerhaft außer Betrieb genommene Erdgasleitungen und Einrichtungen	60
2.26	Zu § 114 - Verbot langfristiger Verträge über die Lieferung von fossilem Gas	65
2.27	Zu § 118 Abs. 6 - Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure.....	67
3	Zu Artikel 3 - Änderung des Bundesberggesetzes.....	69
3.1	Zu § 54 - Zulassungsverfahren.....	69
3.2	Zu § 126 - Unterspeicherung	70

1 Zusammenfassung

Der BDEW nimmt nachfolgend Stellung zum Referentenentwurf 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 4. November 2025.

Mit der Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpakets aus 2024 werden die **grundsätzlich erforderlichen rechtlichen Rahmenbedingungen für eine strukturierte Transformation von Gasnetzen und einen Wasserstoffmarkt im nationalen Recht** geschaffen.

Der BDEW weist jedoch ausdrücklich darauf hin, dass im Gegensatz zum etablierten Erdgas-Markt ein vergleichbarer Wasserstoffmarkt bislang nicht existiert und sich dessen Entwicklung noch in einer sehr frühen Phase befindet. Vor diesem Hintergrund sind Investitionen in den Wasserstoffbereich derzeit mit deutlich höheren Risiken verbunden und wirtschaftlich anders zu bewerten als Investitionen im bestehenden Erdgas-Markt, weshalb eine identische regulatorische Behandlung zum jetzigen Zeitpunkt für die handelnden Unternehmen auch eine Investitionshürde darstellen kann.

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

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.

Mit diesen Regelungen zur notwendigen Transformation der Gasnetze werden auch **entscheidende Weichen zur Wärmewende** gestellt. Der Energieträger Gas ist heute der wesentlichste Energieträger im Wärmemarkt. Seine Transformation ist eng mit der Wärmewende verbunden. Vor diesem Hintergrund gilt es die jetzt vorliegenden Regelungsentwürfe auch dahingehend zu bewerten, wie das Zusammenspiel mit der Wärmeplanung erfolgt. Ziel der Umsetzung muss es sein, dass die Wärmeversorgung für Verbraucher – sowohl für private Haushalte als auch für Industrie und Gewerbe – durchgängig planbar, sicher und bezahlbar bleibt.

Bei der Prüfung des Referentenentwurfs zeigen sich zahlreiche Themen, die einer **weiteren Klärung** und Verbesserung bedürfen. So bestehen zum Teil **Unschärfen hinsichtlich der verwendeten Begriffe** und Tatbestandsvoraussetzungen. Darüber hinaus ist die Umsetzung der vorgesehenen Prozesse mit einem erheblichen **administrativen Aufwand** verbunden, insbesondere im Hinblick auf die erforderliche Dokumentation und Abstimmung zwischen den

beteiligten Marktakteuren. Teilweise betreffen die Regelungen zudem **Sachverhalte außerhalb des Verantwortungsbereichs der adressierten Netzbetreiber**. Schließlich ist der Entwurf durch eine hohe Komplexität und Verweisdichte gekennzeichnet, wodurch die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Vorgaben erheblich eingeschränkt sind.

Vor diesem Hintergrund erscheinen eine weitergehende Präzisierung und Vereinfachung einer Reihe von Regelungen angezeigt, um eine **praxisgerechte, rechtssichere und effiziente Umsetzung** sicherzustellen. Hierzu bietet der BDEW einen vertieften Austausch an.

Angesichts der Vielzahl, Komplexität und Heterogenität der durch die Novelle adressierten Themen war es innerhalb der gewährten **Anhörungsfrist von lediglich drei Wochen** nur eingeschränkt möglich, eine umfassende Prüfung sämtlicher Aspekte vorzunehmen. Gleichwohl wurde die Stellungnahme mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt; eine vertiefte Überprüfung insbesondere der praktischen Auswirkungen und des Bürokratieaufwands in den Unternehmen wäre bei einer längeren Frist jedoch besser möglich gewesen.

Auch die vorliegende Energierechtsnovelle muss sich an den politischen Vorgaben des Koalitionsvertrages messen lassen und so unbürokratisch wie möglich ausgestaltet werden. Der BDEW wird in dieser Stellungnahme und auch bei allen weiteren Stellungnahmen zu Gesetzen und Verordnungen ein besonderes Augenmerk auf die **Bürokratie** legen. 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.

In dem vorliegenden Entwurf betrifft dies insbesondere, aber nicht ausschließlich die Regelungen zu § 42c EnWG-E (Gas- und Wasserstoffkennzeichnung). Sie sind in hohem Maße bürokratisch und übersteigen die europäischen Vorgaben. Auch zu weiteren Regelungen, die aus BDEW-Sicht bürokratisches Belastungspotential beinhalten, hat der BDEW in seiner Stellungnahme entsprechende Hinweise und Verbesserungsvorschläge hinterlegt.

Zusammenfassend bewertet der BDEW den Entwurf wie folgt:

- **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. Unklar ist allerdings die zeitliche

Einschränkung der Möglichkeit in § 10f EnWG-E, einen unabhängigen Wasserstofftransportnetzbetreiber zu gründen. Hier sollten Wasserstoffkernnetzbetreiber in den Anwendungsbereich aufgenommen werden. Die Regelung in § 10f Abs. 2 Satz 2 EnWG-E, nach welcher bei Wasserstofftransportleitungen, die im Bruchteilseigentum stehen, zum Zweck der Zertifizierung eine separate Gesellschaft gegründet werden muss, führt zu einem erheblichen Mehraufwand und Bürokratieaufbau für die beteiligten Unternehmen. Zudem ist die Regelung zur informatorischen Entflechtung zu eng gefasst. Der Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern muss grundsätzlich für alle Netzbetreiber möglich sein, damit die Energie- und Wärmewende integrativ und effektiv verfolgt werden kann.

- **Verteilernetzentwicklungsplanung:** 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. 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.
- **Anschlussverweigerung und -trennung:** Damit eine Transformation der Gasnetze gelingen kann, 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 Fristen zur Information über die Trennung von Anschlüssen sind jedoch sachgerechter auszugestalten, um sowohl eine effiziente als auch zeitlich realisierbare Transformation der Gasnetze zu ermöglichen. Die im Referentenentwurf enthaltenen Regelungen sind grundsätzlich erforderlich, im Ergebnis aber bislang noch nicht praxistauglich.

Hinzu kommt, dass die Interessen der Netzbetreiber im Referentenentwurf 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.

- **Verknüpfung mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG):** Mit der Einführung der Verteilernetzentwicklungsplanung in §§ 16b bis 16e EnWG-E muss eine Folgeänderung im GEG erfolgen, die zu einer besseren Verzahnung von GEG und EnWG führt: Dort ist die Pflicht zur Erstellung eines verbindlichen Fahrplans in § 71k GEG zu streichen. Die Verteilernetzentwicklungspläne gemäß § 16b Abs. 1 EnWG-E ersetzen die Fahrpläne nach GEG. Dies ist ein relevanter Beitrag zur Bürokratievermeidung.
- **Biomethan:** Der Entwurf räumt dem Netzanschluss von Biomethananlagen zwar einen grundsätzlichen Vorrang ein, enthält darüber hinaus gehend jedoch keine Regelungen zur Förderung bzw. der Privilegierung von Biomethan (nach dem 31. Dezember 2026). Das BMWV kündigte mit der Veröffentlichung des Referentenentwurfs an, die Frage einer etwaigen Nachfolgeregelung der Netzanschlussprivilegierung für Biomethanerzeugungsanlagen zu klären. Dies sollte zeitnah erfolgen, um Planungs-, Investitions- und schließlich Rechtssicherheit zu gewährleisten. Beim Netzanschluss von Biomethananlagen müssen künftig die volkswirtschaftliche Effizienz, die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs sowie die Fokussierung auf Regionen mit hohem Potential stärker berücksichtigt werden. Zur Wirtschaftlichkeit des Netzanschlusses hat der BDEW bereits einen mit seinen Mitgliedsunternehmen abgestimmten Vorschlag in die Diskussion eingebracht. Darüber hinaus setzt der BDEW sich dafür ein, dass die Option der Fortführung der Vor-Ort-Verstromung als wichtige wirtschaftliche Alternative nicht nur erhalten bleibt, sondern verstärkt wird.
- **Duldungspflicht für dauerhaft außer Betrieb genommene Leitungen und Anschlüsse:** Der BDEW begrüßt die Einführung einer Duldungspflicht in § 48b EnWG-E, die Rechtsklarheit für den Umgang mit nicht mehr genutzten Leitungen auf öffentlichen und privaten Wegen geben soll. Die Regelung sollte 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 gesetzliche Evaluierungspflicht in 2036 schafft zudem unnötige Rechtsunsicherheiten und sollte entfallen. Die Duldungspflicht sollte zeitlich unbegrenzt gelten.
- **Gas- und Wasserstoffkennzeichnung:** 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.

- **Wasserstoffnetzregulierung:** 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.
- **Wasserstoffspeicher:** Der BDEW begrüßt, dass die Bundesregierung die Einführung einer Regulierung für Wasserstoffspeicher bereits ab August 2026 vorsieht. 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 wäre es daher wichtig, den Aufbau der erforderlichen Speicherkapazitäten frühzeitig, etwa durch einen staatlichen Finanzierungsmechanismus abzusichern, damit Speicherbetreiber mit ihren Investitionen in Vorleistung treten können. Was die Vorgaben zur Vorabveröffentlichung der Entgelte betrifft, übersteigen die nationalen Formulierungen jedoch die Anforderungen aus der Gasbinnenmarktrichtlinie und sollten überarbeitet werden.
- **Verbot langfristiger Verträge über die Lieferung von fossilem Gas nach 2049:** Die Vorgaben im neuen § 114 EnWG-E ergeben sich direkt aus der Gasbinnenmarktrichtlinie. Bei der Umsetzung besteht jedoch das Risiko, dieses Verbot in seiner Wirkung auszuweiten. Dies würde die mit der Einschränkung einhergehenden Effekte auf Energiekosten und Versorgungssicherheit unnötigerweise verschärfen. Daher regt der BDEW an, zu präzisieren, welche Verträge von dem Verbot betroffen sind.

Im Einzelnen hat der BDEW folgende konkrete Hinweise zu dem Referentenentwurf:

2 Zu Artikel 1 – Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

2.1 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.

2.2 Zu § 3 – Begriffsbestimmungen

Der BDEW weist darauf hin, dass der Referentenentwurf insgesamt auf die richtige Verwendung des zutreffenden Begriffs „Gas“ anstelle von „Erdgas“ zu prüfen ist. 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).

2.2.1 Ein- und Ausspeisekapazität

Die präzisen Definitionen der Ein- und Ausspeisekapazität in **Nummer 1c** und **Nummer 13a** sowie die Aufnahme der Maßeinheit „Normkubikmeter“ in die beiden Begriffsbestimmungen sind zu begrüßen.

2.2.2 Streichung der Nr. 10g („Biogas“)

Unter die bisherige Begriffsbestimmung von Biogas in § 3 Nr. 10g EnWG fällt auch der durch Wasserelektrolyse erzeugte Wasserstoff. Mit der Streichung dieser Begriffsbestimmung entfällt auch diese Gleichstellung, die noch aus einer Zeit stammt, als ein Wasserstoff(kern-)netz noch nicht absehbar war. Aus Sicht des BDEW wären die hieraus resultierenden Rechtsfolgen, auch mit Blick auf das in Entstehung befindliche Wasserstoff(kern)netz, zu prüfen.

Ungeachtet des Wegfalls dieser und der Einführung einer neuen Begriffsbestimmung in Nummer 18d muss jedoch gewährleistet bleiben, dass bereits an das Erdgasnetz angeschlossene Wasserstoffherzeugungsanlagen (Bestandsanlagen), die nach dem bisherigen Begriffsverständnis Biogas erzeugt haben und aufgrund dessen die damit verbundenen Privilegien beanspruchen konnten, diese auch weiterhin in Anspruch nehmen können.

2.2.3 Zu Nummer 18d „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 18d 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. 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, zumindest in der Gesetzesbegründung 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.

2.2.4 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 in der Gesetzesbegründung 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 Gasbinnenmarkt-Richtlinie angelegt ist. Eine solche Leitung dient auch nicht dem Zweck, die nationalen Wasserstoffnetze von Mitgliedsstaaten zu verbinden. Entgegen vorgeanntem 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 Richtlinie (EU) 2024/1788 (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 Ausspeisung 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“.

Sollte diese Änderung nicht erfolgen, wäre hilfsweise eine Klarstellung in der Gesetzesbegründung sinnvoll.

Die Begründung sollte ggf. auch klarstellen, 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.

› **BDEW-Forderung**

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

„10e. 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,*

10g. 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**,“.*

„19. 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. 39f**,“*

„37. 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,“

„39f. 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 Wasserstoffspeichereinrichtungen, Wasserstoffterminals oder zwei oder mehr Verbindungsleitungen ~~für Wasserstoff~~ oder Wasserstoffverbindungsleitungen mit Drittstaaten verbunden ist,“

„39h. Wasserstoffversorgungsnetze

alle Wasserstofftransportnetze, Wasserstoffverteilernetze, Wasserstoffterminals oder Wasserstoffspeichereinrichtungen, die für den Zugang zur Wasserstofftransport**fernleitung**, zur Verteilung und zu Wasserstoffterminals oder Wasserstoffspeichereinrichtungen 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,

39i. 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 Wasserstoffspeichereinrichtungen 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,“.

„38. 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, **fernleitung**, Verteilung, Betrieb eines Wasserstoffterminals oder Wasserstoffspeicherung und gleichzeitig eine der Funktionen Erzeugung oder Vertrieb von Wasserstoff wahrnimmt,“

2.3 Zu § 4 bis § 10h, § 110a und § 118f. - Entflechtung, Zertifizierung und Ausnahmen

Der BDEW begrüßt die Umsetzung der Vorgaben für die Entflechtung von Wasserstoffnetzbetreibern in das EnWG. Insbesondere ist die Unterscheidung von Wasserstofffernleitungsnetzen und Wasserstoffverteilernetzen ein wichtiger Schritt. Der BDEW hätte aber die Bezeichnung Wasserstofffernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an die Formulierung in der Gasbinnenmarkttrichtlinie vor dem Hintergrund der Abgrenzung von Fernleitungs- und Verteilernetzen vorgezogen.

2.3.1 Genehmigung und Zertifizierung nach §§ 4ff.

Ausdrücklich zu begrüßen ist zunächst, dass die Genehmigung zum Betrieb eines Gasversorgungsnetzes nach § 4 Abs. 6 EnWG-E auch als Genehmigung für den umgestellten Betrieb als Wasserstoffversorgungsnetz gelten soll. Diese Regelung vermeidet zusätzliche Bürokratie. Für eine breitere Wirkung der bürokratischen Entlastung sollte die Regelung allerdings noch folgende weitere Fälle erfassen:

ACHTUNG BÜROKRATIE

Dem Wortlaut nach erfasst § 4 Abs. 6 EnWG-E nur solche Netzbetreiber, die über eine Genehmigung nach § 4 Abs. 1 EnWG verfügen. Die Genehmigungssituation vieler Gasnetzbetreiber geht allerdings auf Vorgängervorschriften von § 4 EnWG zurück, z.B. § 5 EnWG 1935 oder § 3 EnWG 1998. Diese Netzbetreiber sollen durch den Wortlaut von Absatz 6 ebenfalls erfasst werden. Eine entsprechende Übergangsregelung sieht § 118 Abs. 54 EnWG bisher nur für bestehende Wasserstoffnetze vor, für deren Betrieb bisher keine Genehmigung erteilt worden ist.

› BDEW-Forderung

Der BDEW schlägt deshalb folgende **Anpassung von § 4 Abs. 6 EnWG-E** vor:

„(6) Genehmigungen nach Absatz 1 **oder der rechtmäßige Betrieb eines Gasversorgungsnetzes ohne Genehmigung nach Absatz 1** für den Betrieb eines

Gasversorgungsnetzes gelten auch als Genehmigungen für den umgestellten Betrieb dieses Gasversorgungsnetzes oder von Teilen davon als Wasserstoffversorgungsnetz. Die §§ 49 und 113c bleiben unberührt.“

2.3.2 Umwandlungs- und erwerbsteuerrechtliche Regelungen in § 6

Unklar ist, warum die steuerrechtlichen Regelungen in § 6 EnWG-E in ihrem Anwendungsbereich auf den Strom- und Gasbereich beschränkt werden. Zum einen sollten entsprechende Änderungen in der Unternehmensstruktur vor dem Hintergrund der Entflechtungsvorgaben auch dann steuerneutral möglich sein, wenn die Änderung auf der Grundlage und im Zusammenhang der Einführung der Entflechtungsvorgaben erfolgt. Darüber hinaus ist beim Inkrafttreten der gesetzlichen Vorgaben noch nicht klar, ob tatsächlich Ausnahmeregelungen gezogen werden können oder nicht doch verpflichtende Änderungen notwendig sind. Dies gilt nach unserem Verständnis vor allem dann, wenn Wasserstoffinfrastruktur, nach dem Inkrafttreten des Gesetzes als Wasserstofftransport, bzw. Wasserstofffernleitungsnetz eingestuft, aber bisher von einem Verteilernetzbetreiber geplant oder betrieben wird. Das Gesetz muss daher eine Möglichkeit für die steuerneutrale Strukturänderung enthalten.

2.3.3 Informatorischen Entflechtung nach § 6a

Die in der Richtlinie vorgesehene Regelung zum Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern verschiedener Sparten ist grundsätzlich sinnvoll. Sie ist nicht zuletzt für die Umsetzung der Wärmewende unerlässlich. Allerdings sieht der BDEW die Umsetzung als im Umfang noch nicht ausreichend an. Die Ausnahme vom Verbot der Weitergabe von Informationen in dem für die Zusammenarbeit notwendigen Maß bezieht sich nach der Richtlinie auf alle Informationen nicht nur auf wirtschaftlich vorteilhafte Informationen. Die bisher vorgeschlagene Regelung bezieht sich ausschließlich auf wirtschaftliche vorteilhafte Informationen.

Darüber hinaus sollte der Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern auch spartenübergreifend möglich sein. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten vor diesem Hintergrund von der Formulierung mit umfasst sein.

Da das Gebot zur Vertraulichkeit nicht nur für vertikal integrierte Netzbetreiber gilt, sollte auch klargestellt werden, dass die Informationsweitergabe nicht nur an andere Unternehmensteile möglich ist, sondern auch an dritte Netzbetreiber und insofern den gleichen Anforderungen unterliegt. Dabei sollte die Entscheidung über die Offenlegung von wirtschaftlich vorteilhaften Informationen bei dem weitergebenden Netzbetreiber verbleiben und die an andere Netzbetreiber weitergegebenen für den Netzbetreiber, der diese Informationen erhält, wie wirtschaftlich sensible Informationen nach Absatz 1 behandelt werden.

› **BDEW-Forderung**

Der BDEW schlägt deshalb folgende **Ergänzung von § 6a EnWG-E** vor:

„(2) Legen das vertikal integrierte Unternehmen, Transportnetzeigentümer, Netzbetreiber, ein Gas- oder Wasserstoffspeicheranlagenbetreiber, Gasspeicheranlagenbetreiber oder ein Betreiber von LNG-Anlagen oder von Wasserstoffterminals über die eigenen Tätigkeiten Informationen offen, die wirtschaftliche Vorteile bringen können, so stellen sie sicher, dass dies in nicht diskriminierender Weise erfolgt. Sie stellen insbesondere sicher, dass wirtschaftlich sensible Informationen gegenüber anderen Teilen des Unternehmens vertraulich behandelt werden. ~~Eine Weitergabe an andere Teile des Unternehmens ist zulässig, sofern es sich bei den anderen Teilen des Unternehmens um Fernleitungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber oder Wasserstoffnetzbetreiber handelt.~~

(3) Die Absätze 1 und 2 gelten nicht hinsichtlich des Austauschs wirtschaftlich sensibler oder wirtschaftlich vorteilhafter Informationen zwischen Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreibern, Verteilernetzbetreibern, Wasserstofftransportnetzbetreibern oder Wasserstoffverteilernetzbetreibern, die zur Erfüllung der gesetzlichen Aufgaben der Netzbetreiber, insbesondere der Netzplanung, erforderlich sind. Informationen, die Netzbetreiber nach Satz 1 von anderen Netzbetreibern erhalten, unterliegen der Vertraulichkeit entsprechend der Regelung in Absatz 1 gegenüber Dritten oder anderen Teilen des Unternehmens.“

2.3.4 Definition in § 6b Abs. 1 S. 1 EnWG-E umstellen auf Energieversorgungsunternehmen

In § 6b Abs. 1 Satz 1 EnWG-E soll der Begriff der „Elektrizitäts- oder Gasunternehmen“ durch den Begriff „Energieunternehmen“ ersetzt werden. Der Begriff des Energieunternehmens ist jedoch nicht legaldefiniert. Um deutlich zum Ausdruck zu bringen, dass unter Energieunternehmen Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffunternehmen zu subsumieren sind, sollte die Verwendung des Begriffs des Energieversorgungsunternehmens gemäß § 3 Nr. 18 EnWG gewählt werden.

2.3.5 Entflechtung von Wasserstoffverteilernetzbetreibern nach §§ 7 und 7a

Die Regelungen zur Entflechtung für Wasserstoffverteilernetzbetreiber begrüßt der BDEW ausdrücklich. Die Umsetzung entspricht dem nach der Binnenmarktrichtlinie Möglichen. Auch die Umsetzung der De-minimis-Option ist diesbezüglich ein wichtiger Schritt.

2.3.6 Entflechtung von Wasserstofftransportnetzbetreibern nach § 10f

Der BDEW begrüßt die richtliniennahe Umsetzung der Entflechtungsvorgaben für die Wasserstofffernleitungs- bzw. -transportnetzbetreiber. Ausdrücklich positiv zu sehen ist, dass die geplante Regelung neben der eigentumsrechtlichen Entflechtung nach § 8 EnWG-E auch die Möglichkeit vorsieht, einen „Unabhängigen Betreiber eines Wasserstofftransportnetzes“ zu benennen. Allerdings nutzt die vorgeschlagene Regelung den Umsetzungsspielraum der Richtlinie nicht aus und erschwert den Start des Aufbaus eines Wasserstoffnetzes. Hintergrund ist, dass in Deutschland bisher keine Wasserstoffnetze im Sinne der Richtlinie betrieben werden. Vor diesem Hintergrund sind zertifizierte Fernleitungsnetzbetreiber in der Regel auch nicht Eigentümer eines bereits in Betrieb genommenen Wasserstofftransportnetzes und könnten vor diesem Hintergrund auch keinen Gebrauch machen von der Ausnahme in § 10f Abs. 1 Nr. 1 EnWG-E. Andererseits wären sie aber nach den Vorgaben des Kernnetzes bereits zum Bau der Anlagen verpflichtet und haben entsprechende Maßnahmen zur Umsetzung ergriffen. Dazu gehören neben dem Beantragen von Leitungen im Kernnetz beispielsweise auch das Beantragen von Genehmigungen und die Finanzierung der geplanten Maßnahmen.

Der vorgeschlagene Wortlaut ist aus Sicht des BDEW zu eng gefasst. Die Richtlinie stellt in diesem Zusammenhang nicht auf das rechtlich eng zu definierende Eigentum ab, sondern bezieht sich darauf, dass ein entsprechendes Netz dem Fernleitungsnetzbetreiber „gehören“ muss. Diese etwas weitere Formulierung, die nicht ausschließlich das Eigentum umfasst, sollte auch das EnWG in Umsetzung der Richtlinienvorgaben nutzen und in der Begründung etwas näher ausführen, dass auch die oben genannten Maßnahmen bereits ausreichen, um ein „Gehören“ zu erfüllen. Die Begründung sollte vor diesem Hintergrund entsprechend ergänzt werden. Die Regelung setzt Art. 68 Abs. 4 GasRL um und dient der Verwirklichung des Bestandsschutzes. Grundsätzlich erfasst sie Wasserstofffernleitungsnetze, die im Eigentum eines Unternehmens stehen oder sich in Planung befinden und damit i.S.d. GasRL bereits bestehen. Um der Ausnahmevorschrift auch nach dem Grundsatz der praktischen Wirksamkeit einen Anwendungsbereich zu verschaffen, sind auch solche Wasserstofffernleitungsnetze als einem vertikal integrierten Unternehmen gehörig anzusehen, die sich zum Stichtag des 4. August 2024 in Planung befanden und zu deren Realisierung die im Kernnetzbeschluss genannten Vorhabenträger nach § 28q Abs. 7 Satz 5 EnWG-E verpflichtet sind. Darunter fallen jedenfalls alle Leitungen des Wasserstoffkernnetzes. In Planung befinden sich darüber hinaus Netze, für die bereits wesentliche Zwischenschritte zu ihrer Realisierung gesetzt wurden und damit schützenswert im Hinblick auf die Wahlfreiheit des Entflechtungsmodells sind. Darunter fallen insbesondere die Einreichung von Genehmigungsunterlagen, die Einleitung eines Planfeststellungsverfahrens, der Antrag eines vorzeitigen Maßnahmenbeginns, Prä-Notifizierung oder die Erteilung der beihilfenrechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission. Von einer Tätigkeit auf

dem Gebiet der Wasserstoffgewinnung oder -versorgung ist entsprechend auszugehen, wenn sie zum Stichtag bereits nachweislich in Planung war – etwa durch die geplante Errichtung eines Elektrolyseurs und dessen Anschluss an das Stromnetz.

Durch eine solche Klarstellung kann sichergestellt werden, dass auch Wasserstofffernleitungsnetzbetreiber das ITO-Modell anwenden können, die in der Vergangenheit im Erdgasgeschäft nicht als unabhängiger Fernleitungsnetzbetreiber agiert oder etwa den Verteilernetzbetreiberstatus innehatten.

› **BDEW-Forderung**

Der BDEW schlägt deshalb folgende **Anpassung von § 10f Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und 2 EnWG-E** vor:

„(1) Ein Unabhängiger Betreiber eines Wasserstofftransportnetzes als Teil eines vertikal integrierten Unternehmens kann nach Maßgabe dieser Vorschrift benannt werden

1. *von einem bis zum Ablauf des [einsetzen: Datum des Tags vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 6] nach § 4a zertifizierten Betreiber eines Fernleitungsnetzes, ~~der dem~~ einzeln oder gemeinsam mit anderen bis zum Ablauf des [einsetzen: Datum des Tags vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 6] nach § 4a zertifizierten Betreibern von Fernleitungsnetzen, unmittelbar oder vermittelt durch Beteiligungen, ~~Eigentümer eines Wasserstofftransportnetzes ist~~ **gehört bzw. der Kernnetzbetreiber nach § 28r ist**, oder*
2. *von einem vertikal integrierten Unternehmen, das Betreiber eines Wasserstofftransportnetzes ist und gleichzeitig die Funktion der Erzeugung von Wasserstoff oder des Vertriebs von Wasserstoff wahrnimmt und ~~dem~~ am 4. August 2024 unmittelbar oder vermittelt durch Beteiligungen ~~Eigentümer eines Wasserstofftransportnetzes war~~ **gehört hat bzw. der Kernnetzbetreiber nach § 28r ist** ist [...].“*

2.3.7 Umfang der Entflechtung zwischen einem Unabhängigen Fernleitungsnetzbetreiber und dem Unabhängigen Wasserstofftransportnetzbetreiber in einem Unternehmen nach § 10f

Die Begründung zu § 10f EnWG-E lässt erkennen, dass die umfassende entflechtungsrechtliche Trennung von unabhängigen Betreibern von Wasserstofftransportnetzen nach § 10f EnWG-E sich nicht auf das Verhältnis zwischen den beiden unabhängigen Netzbetreibern, sondern jeweils auf das Verhältnis des unabhängigen Fernleitungsnetzbetreiber bzw. Wasserstofftransportnetzbetreibers zu den übrigen Teilen des vertikal integrierten Unternehmens

beziehen soll. Nur in diesen Fällen wären auch die in der Begründung genannte Zusammenarbeit überhaupt möglich. Dies ergibt aus der Systematik der zugrundeliegenden Regelung in der Binnenmarktrichtlinie und sollte aus dem Gesetzestext stärker deutlich werden.

Allgemein sollte der Gesetzesentwurf im Gesetzestext oder zumindest in der Gesetzesbegründung deutlicher machen, dass die festgelegten Entflechtungsvorgaben die „Transparenz in Bezug auf die Finanzierung und die Verwendung der Zugangsentgelte“ gewährleisten sollen (Bewegungsgrund 81 zur GasRL). Um dies zu erreichen, „sollten Tätigkeiten des Wasserstofffernleitungsnetzes von anderen Tätigkeiten des Netzbetriebs für andere Energieträger getrennt werden, zumindest in Bezug auf die Rechtsform und die Rechnungslegung der Netzbetreiber“ (Bewegungsgrund 83, aber auch in Bewegungsgrund 82 zur GasRL angesprochen). Selbst bei der Schaffung eines Tochterunternehmens oder einer separaten Rechtsperson innerhalb der Konzernstruktur eines Erdgasfernleitungs- oder Verteilernetzbetreibers muss keine funktionelle Entflechtung der Unternehmensführung oder eine Trennung von Unternehmensleitung oder Personal zwischen dem zertifizierten Transportnetzbetreiber und dem Wasserstofffernleitungsnetzbetreiber vorgenommen werden. Das Ziel ist dabei Transparenz in Bezug auf die Kosten und die Finanzierung regulierter Tätigkeiten zu erreichen, ohne dabei die Synergien und Kostenvorteile zu verlieren, die sich aus dem Betrieb mehrerer Netze ergeben könnten (Bewegungsgrund 83 zur GasRL).

› **BDEW-Forderung**

Der BDEW schlägt deshalb folgende **Anpassung von § 10f Abs. 1 EnWG-E** vor:

„Der Unabhängige Betreiber eines Wasserstofftransportnetzes ist neben den Aufgaben nach Teil 3 Abschnitt 1 bis 3, 3b und 3c mindestens für folgende Bereiche verantwortlich:

- 1. die Vertretung des Unabhängigen Betreibers eines Wasserstofftransportnetzes gegenüber Dritten und der Regulierungsbehörde,*
- 2. die Vertretung des Unabhängigen Betreibers eines Wasserstofftransportnetzes innerhalb des Europäischen Netzwerks der Wasserstoffnetzbetreiber im Sinne des Artikels 57 der Verordnung (EU) 2024/1789,*
- 3. die Erhebung aller transportnetzbezogenen Entgelte für das von ihm betriebene Wasserstofftransportnetz, einschließlich der Netzentgelte, sowie gegebenenfalls anfallender Entgelte für Hilfsdienste, insbesondere für die Wasserstoffaufbereitung und die Beschaffung oder Bereitstellung von Ausgleichs- oder Verlustenergie,*
- 4. die Einrichtung und den Unterhalt solcher Einrichtungen, die üblicherweise für mehrere Teile des vertikal integrierten Unternehmens tätig wären, insbesondere eine eigene Rechtsabteilung und eigene Buchhaltung sowie die Betreuung der beim*

*Unabhängigen Betreibers eines Wasserstofftransportnetzes vorhandenen In-formationstechnologie-Infrastruktur, **soweit diese nicht durch einen nach den §§ 10 bis 10g entflochtenen Transportnetzbetreiber des vertikal integrierten Unternehmens zur Verfügung gestellt werden, sowie [...].***

*Im Übrigen sind die Vorgaben in § 10 Absatz 2 sowie die §§ 10a bis 10e für Unabhängige Transportnetzbetreiber im Sinne von § 10 Absatz 1 Satz 1 auf Unabhängige Betreiber eines Wasserstofftransportnetzes entsprechend anzuwenden, **soweit sie das Verhältnis des Unabhängigen Betreibers eines Wasserstofftransportnetzes zum vertikal integrierten Unternehmen betreffen. Soweit sie das Verhältnis zu weiteren nach §§ 10 bis 10g entflochtenen Transportnetzbetreibern des vertikal integrierten Unternehmens betreffen, sind lediglich § 10 Absatz 2 Satz 2 und §10a Abs. 1, ausgenommen der personellen Mittel, anwendbar.***

2.3.8 Eigene Rechtspersönlichkeit bei Bruchteileigentümern nach § 10f

Aufgrund der Regelung in § 10f Abs. 2 Satz 2 EnWG-E müssen zukünftig alle Wasserstofftransportnetzbetreiber, die Bruchteileigentümer (BTG) einer Wasserstofftransportleitung sind, ausschließlich zum Zweck der Zertifizierung eine eigenständige Rechtspersönlichkeit gründen.

Diese Forderung würde zunächst alle i.R.d. Errichtung des Wasserstoffkernnetzes umzustellenden BTG-Leitungen betreffen und zu einem **erheblichen administrativen und finanziellen Mehraufwand** für die BTG-Partner führen. Zudem steht eine derartige Vorgabe nicht im Einklang mit bestehenden kreditvertraglichen Regelungen der einzelnen Wasserstoffkernnetzbetreiber zur Finanzierung des Kernnetzes und führt zu notwendigen Änderungen an bestehenden Kreditverträgen, was wiederum die Gefahr einer Verzögerung des Wasserstoffhochlaufs bedeutet. Unabhängig vom Wasserstoffkernnetz wären zukünftig auch weitere Wasserstofftransportnetze, die als BTGs errichtet werden sollen, verpflichtet, eine separate Gesellschaft für die Zertifizierung zu gründen. Unklar bleibt auch, ob und welche Funktionen diese separate Gesellschaft außerdem ausüben und wie die weitere, z.B. auch personelle Ausstattung dieser Gesellschaft aussehen soll. Die Regelung wirft damit weitere Fragen auf, die in der EnWG-Novelle bislang nicht geklärt sind. Gemäß Artikel 68 Abs. 4 Unterabsatz 2 GasRL, dessen Umsetzung diese Regelung dient, besteht diesbezüglich kein Regelungszwang ("...können die Mitgliedsstaaten beschließen..."). Eine Notwendigkeit für diese Regelung besteht daher nicht. Aus Gründen der Vermeidung weiteren bürokratischen Aufwands für die Wasserstofftransportnetzbetreiber schlägt der BDEW daher vor, diese Regelung ersatzlos zu streichen.

ACHTUNG BÜROKRATIE

› **BDEW-Forderung**

Der BDEW schlägt deshalb vor, **§ 10 f Abs. 2 Satz 2 EnWG-E ersatzlos zu streichen.**

2.3.9 Horizontale Entflechtung der Betreiber von Wasserstofftransportnetzen nach § 10g

Der BDEW begrüßt auch ausdrücklich die Schaffung einer Ausnahmemöglichkeit der horizontalen Entflechtung nach § 10g EnWG-E. Praktikabel erscheint auch die Möglichkeit, für einen oder mehrere Fernleitungsnetzbetreiber eine Kosten-Nutzen-Analyse zu erstellen. Aus der Regelung wird allerdings nicht ganz deutlich, welche Kosten und welchen Nutzen dieser Analyse gegenüberstehen soll. Da die Analyse auch durch alle Fernleitungsnetzbetreiber erstellt werden kann, liegt es nahe, die Analyse bezogen auf die Vor- und Nachteile nicht eines Unternehmens, sondern in sektorieller Betrachtung auf den gesamten Markt zu erstrecken.

› **BDEW-Forderung**

Der BDEW schlägt deshalb vor, **§ 10g EnWG-E** wie folgt zu ändern:

„(2) Die Bundesnetzagentur **stellt fest, dass** ~~erteilt~~ Unternehmen, die nach Absatz 1 zur Entflechtung verpflichtet sind, auf deren Antrag eine Ausnahme von dieser Verpflichtung **zu gewähren ist**, wenn

1. eine von einem **Fernleitungsnetzbetreiber** ~~Unternehmen~~, einer Gruppe von oder allen Fernleitungsnetzbetreibern unter Berücksichtigung des aktuellen Stands der Wissenschaft erstellte Kosten-Nutzen-Analyse zu dem Ergebnis kommt, dass der Nutzen der Gewährung einer Ausnahme von einer Entflechtung nach Absatz 1 sich nicht negativ auswirkt auf:
 - a. die Transparenz des Zugangs zu Wasserstoffnetzen,
 - b. die getrennte Finanzierung oder Refinanzierung des regulierten Anlagevermögens des Wasserstoff- und des Gasnetzbetriebs,
 - c. die Entgelte für den Zugang zu Gas- oder Wasserstoffnetzen sowie
 - d. den grenzüberschreitenden Handel mit Gas oder Wasserstoff, und
2. die Bundesnetzagentur im Rahmen einer Bewertung, **die innerhalb von [3] Monaten nach Veröffentlichung der Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen ist**, die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse nach Nummer 1 teilt.

Eine nach Satz 1 **ergangene Feststellung einer** ~~erteilte~~ Ausnahme kann mit Auflagen und Nebenbestimmungen versehen werden. Die Kosten-Nutzen-Analyse hat auch Angaben hinsichtlich des Zeitplans der erwarteten Übertragung von Vermögenswerten aus dem Erdgassektor auf den Wasserstoffsektor zu enthalten und die Bewertung der

Bundesnetzagentur nach Satz 1 Nummer 2 diesen Zeitplan mit einzubeziehen. [...] Die Fernleitungsnetzbetreiber und die Ersteller einer Kosten-Nutzen-Analyse sind verpflichtet, der Bundesnetzagentur auf Verlangen unverzüglich alle Informationen, die für die Bewertung der Kosten-Nutzen-Analyse nach Satz 1 Nummer 2 oder die Aktualisierung der Bewertung erforderlich sind, zur Verfügung zu stellen.

(3) Die Bundesnetzagentur widerruft eine nach Absatz 2 Satz 1 **ergangene Feststellung einer erteilte** Ausnahme, wenn

1. [...]
2. die Übertragung von Vermögenswerten aus dem **Erdgassektor auf den Wasserstoffsektor und damit aus dem** regulierten Anlagevermögen des Betreibers des Fernleitungs-, Übertragungs-, Elektrizitäts- oder Erdgasverteilernetzes in das regulierte Anlagevermögen des Betreibers eines Wasserstofftransportnetzes abgeschlossen ist.“

2.3.10 Ausnahmen für bestehende Wasserstoffnetze und geographisch begrenzte Wasserstoffnetze nach § 110a und § 118a

Der BDEW begrüßt die Einführung der sehr begrenzten Ausnahmeregelungen in §§ 110a und 118a EnWG-E. Sie können für den Anfang eine Hilfe für einige Unternehmen sein. Richtig ist allerdings auch, dass die Ausnahmen eng begrenzt sind.

2.4 Zu § 5a - Speicherungspflichten, Veröffentlichung von Daten

Die genauen Angaben zu den zu speichernden Daten in § 5a Abs. 1 Satz 2 EnWG sollen entfallen. Damit fehlt die Definition der Daten, die durch die Energieversorgungsunternehmen gespeichert werden müssen. Dies sollte wieder aufgenommen werden.

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

Für einen unbürokratischen und mit angemessenem Aufwand gestalteten Austausch von Informationen zur Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff sollte in Bezug auf den Informationsaustausch mit Wärmenetzbetreibern gemäß § 15a Abs. 6 EnWG-E beachtet werden, dass Wärmenetze sich vor allem in einem abgegrenzten, lokalen Gebiet befinden. Darüber hinaus sind die Strategien zum Aus- und Umbau von Wärmenetzen sehr heterogen. Daher ist zu empfehlen, solche Informationen bei Wärmenetzen zu nutzen, die auf Basis von den gesetzlich verpflichtenden Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplänen gemäß § 32 Wärmeplanungsgesetz (WPG) gesammelt wurden.

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 Speicheranlagen 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 Netzentwicklungsplan (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.

2.6 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 Wasserstoffverteilernetz erstellt werden.

Aktuell werden Entwicklungen im Bereich Biomethan im integrierten Netzentwicklungsplan (Wasserstoff/Gas) noch nicht systematisch erfasst. Insbesondere bei regionalen Bedarfen, etwa in Gebieten, in denen absehbar keine Versorgung mit Wasserstoff gewährleistet ist und gleichzeitig ein Rückgang der klassischen Methannutzung erfolgt, kann Biomethan eine Lösung sein. Dies betrifft beispielsweise Flächenländer mit stark landwirtschaftlich geprägten Regionen wie Brandenburg oder Teile Süd- und Norddeutschlands.

Für die Erstellung der Entwicklungspläne ist es daher erforderlich, auch die Perspektiven und Ausbaupfade von Biomethan ebenso wie den wirtschaftlichen Netzbetrieb und den Erhalt der Direktverstromung als wirtschaftliche Alternative zu berücksichtigen. Gerade auf regionaler Ebene sollte eine netztopologische Bewertung erfolgen können, ob weiterhin bestehende Bedarfe künftig über Wasserstoff- oder Biomethan – oder eine Kombination beider – abgedeckt werden. Auf diese Weise können sich Biomethan-Cluster ausbilden. Bei der Ausprägung von unterschiedlichen Transformationspfaden sollten auch Integrationsmöglichkeiten von Clustern berücksichtigt werden.

Der BDEW hält die Einführung und Definition von Biomethan-Clustern für zweckmäßig. Im gesamtwirtschaftlichen Interesse sollte der bevorzugte Netzanschluss neuer Biogasanlagen vorrangig innerhalb dieser definierten Schwerpunktregionen erfolgen.

Der BDEW sieht darüber hinaus folgende Verbesserungsmöglichkeiten in den §§ 16b bis 16e EnWG-E.

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

➤ Beginn der Planungsverpflichtung

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

Entwicklungspläne für Wasserstoffverteilernetze 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 Gasverteilernetze 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 Gasverteilernetzes 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.

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.

Gerade auch im Hinblick auf die mit der Trennung von Anschlüssen vorgesehenen Fristen in § 17k 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.

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 Koordination 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 plädiert dafür, eine sinnvolle Fristsetzung im Gesetzgebungsverfahren zu erarbeiten; der BDEW bringt sich hierbei gern ein. Auf die Ebene der Festlegung sollte die Findung einer Frist angesichts der Zuständigkeit verschiedener Behörden nicht verlagert werden.

➤ **Regionale Verteilernetzentwicklungsplanung**

Die Art. 56 und 57 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 von Gasverteilernetzen, die in ~~benachbarten Netzgebieten~~ **demselben regionalen Gebiet** tätig sind, können für ihre Wasserstoff- und Gasverteilernetze einen gemeinsamen netzübergreifenden Entwicklungsplan 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 im Netzausbauplan Strom gemäß § 14d Abs. 1 EnWG aktualisieren zu können, ausdrücklich zu begrüßen.

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 zu erstellen. Der BDEW hält die Verankerung von de minimis-Regelung im Gesetz im Hinblick auf die Verhältnismäßigkeit grundsätzlich 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 erfassten Netzbetreiber verpflichtet werden, mit den zur Erstellung von Netzentwicklungsplänen Verpflichteten zusammenzuarbeiten.

Damit wäre nicht ausgeschlossen, dass auch die 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.

➤ **Verweisanpassung**

In § 16b Abs. 6 EnWG-E geht der Verweis auf § 118d EnWG fehl. Hier müsste es § 118b EnWG heißen.

2.6.2 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 anderen Infrastrukturbetreiber Berücksichtigung finden.

Nach § 16c Abs. 3 EnWG-E ist die planungsverantwortliche Stelle verpflichtet, dem für die Verteilernetzplanung zuständigen Netzbetreiber auf Anforderung den Wärmeplan bzw. den Entwurf zur Verfügung zu stellen. Außerdem sollte die planungsverantwortliche Stelle i.S.d. § 3 Abs. 1 Nr. 9 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 Wasserstoffverteilernetzes 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. Dies ist gesetzlich entsprechend klarzustellen.

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.

2.6.3 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, 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 § 17k Abs. 1 Nr. 3c) EnWG-E (hierzu unter 2.7) gefordert und in der Gesetzesbegründung angeführt, sollte hier ein Verweis auf den Wärmeplan der Kommune ausreichen.

Für den in Ansatz 3 verwendeten Begriff „Biomethan“ existiert keine Legaldefinition. Was unter „angemessenen Annahmen“ zu verstehen ist, muss deshalb ergänzt werden. Die Angemessenheit der Annahmen sollte im Rahmen der Prüfung und Bestätigung der NEPs verbindlich sein.

Angaben zu Investitionskosten (§ 16 d Abs. 2 Nr. 1 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 Satz 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**

In § 16d EnWG-E ist zudem von Bedeutung, dass auch wirtschaftliche und planerische Erwägungen in die Planung des Gasverteilernetzes einfließen sollten, sofern diese zur Entscheidung über die Außerbetriebnahme des Netzes (oder Teilen davon) führen. Eine ausschließlich technische Begründung der Außerbetriebnahme durch dauerhafte Verringerung der Erdgasnachfrage tritt u.U. erst sehr spät ein (z.B. bei zu geringem Gasdurchfluss), um in den Verteilernetzentwicklungsplänen Wirkung zu entfalten. Planerische Erwägungen berücksichtigen beispielsweise den Zeitbedarf, der für den Umbau des Gasnetzes erforderlich ist, um die Klimaneutralität bis 2045 sicherzustellen. Die Berücksichtigung von wirtschaftlichen Erwägungen durch den Gasverteilernetzbetreiber ist für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich. Eine entsprechende Klarstellung im Gesetzestext ist sinnvoll.

➤ **Gezielte Ausweisung geeigneter Gebiete für Biomethaneinspeisung**

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 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 gestärkt werden und als wirtschaftliche Alternative erhalten bleiben.

Daher schlägt der BDEW vor, dass Gasverteilernetzbetreiber geeignete Netzgebiete („Biomethan-Cluster“) ausweisen und veröffentlichen, in denen die Biomethaneinspeisung und die Gasversorgung wirtschaftlich betrieben werden kann. Die Kriterien für die Ausweisung sind unter anderem die Netzstruktur, die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs und das regionale Angebot sowie eine Betrachtung möglicher Verbindungen zwischen den Gebieten und in europäische Nachbarländer. Die Rolle Deutschlands als "Gastransitland" ist ferner zu berücksichtigen.

Die Ausweisung geeigneter Gebiete für Biomethaneinspeisungen soll nicht als separater Prozess erfolgen, sondern integraler Bestandteil der Verteilernetzentwicklungsplanung sein.

Würden entsprechende Ausweisungen durch den Gesetzgeber ermöglicht, wäre in der Folge dessen auch der Regelungsrahmen zum Netzanschluss innerhalb solcher ausgewiesenen Gebiete zu gestalten. Der BDEW kann dazu in den kommenden Wochen einen Vorschlag erarbeiten.

› **BDEW-Forderung**

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

„Verteilernetzentwicklungspläne nach §16b Absatz 2 bis 4 müssen

1. *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; **hierzu gehört auch, dass der Netzbetreiber Gebiete ausweist, die vorzugsweise für die Einspeisung von Biomethan geeignet sind und den wirtschaftlichen Netzbetrieb ermöglichen. Die Ausweisung ist Bestandteil des Verteilernetzentwicklungsplans und erfolgt unter Berücksichtigung der Netzstruktur, des regionalen Angebots sowie unter Beachtung des vorhandenen Biomethanaufkommens und der absehbaren Potenzialen.**“*

Im Weiteren ist in **§ 16d Abs. 3 EnWG-E** folgende **Nummer 5** zu den Inhalten des Verteilernetzentwicklungsplans **einzufügen**:

„(3) Verteilernetzentwicklungspläne nach §16b Absätzen 2 bis 4 müssen [...]

5. **die ausgewiesenen Gebiete für Biomethaneinspeisung einschließlich der zugrunde liegenden Kriterien nach Absatz 2 Satz 3 aufzuführen.**“

2.6.4 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 Anschlusstrennungen gemäß § 17k EnWG-E allerdings fortgelten können.

2.6.5 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.

Im Übrigen sind die Landesregulierungsbehörden zuständig. Die unterschiedlichen Zuständigkeiten sollten 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 Planungs- und Erwartungssicherheit sollte in § 16e EnWG-E eine Frist aufgenommen werden, innerhalb der die Verteilernetzentwicklungspläne zu prüfen und zu bestätigen sind. Dies sollte spätestens innerhalb von sechs Monaten ab Einreichung erfolgen.

➤ **Eindeutige Definition der Verteilernetzentwicklungspläne nach § 16e EnWG**

Die nach § 16e EnWG-E genehmigten Verteilernetzentwicklungspläne lösen die Fristen aus, in denen nach § 17k EnWG-E der Anschlussnutzer über die Trennung des Netzanschlusses informiert werden muss. § 16b EnWG-E sieht in Absatz 1 und 2 die Erstellung von Wasserstoff- und Gasverteilernetzentwicklungsplänen vor, während Absatz 3 einen gemeinsamen integrierten Entwicklungsplan für das Gas- und Wasserstoffverteilernetz vorsieht. In § 16e EnWG-E sollte klargestellt werden, ob die Pläne nach § 16b Abs. 1 und 2 EnWG-E oder der integrierte Plan nach § 16b Abs. 3 EnWG-E in § 16e EnWG-E genehmigt wird und damit die Fristen nach § 17k EnWG-E auslöst.

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

Mit der Einführung der Verteilernetzentwicklungsplanung in §§ 16b bis 16e EnWG-E kann eine Folgeänderung im Gebäudeenergiegesetz (GEG) erfolgen:

Die Pflicht zur Erstellung eines verbindlichen Fahrplans in § 71k GEG ist zu streichen; die verbindlichen Fahrpläne sind mit den Verteilernetzentwicklungsplänen gemäß § 16b EnWG-E zu ersetzen.

ACHTUNG BÜROKRATIE

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**

Der BDEW schlägt 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

~~1. [...]~~ 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,~~“*

2.8 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, (neuen) Netzanschlüssen unter bestimmten Bedingungen den Anschluss an ihr Netz 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. 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 § 17k 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.

2.9 Zu § 17 - Anschlussvorrang Biomethan

Der neu eingefügte Absatz 1a in § 17 EnWG-E regelt einen Anschlussvorrang für „Anlagen für die Erzeugung von Biomethan“ (Biomethananlagen) und setzt damit Artikel 41 Abs. 1 Satz 3 sowie Artikel 45 Satz 3 GasRL um. Dies soll laut Gesetzesbegründung der Integration von Biomethan in das Erdgassystem dienen und zur Erreichung der nationalen und europäischen Klimaziele und zur Diversifizierung der Energieversorgung beitragen.

Biogas und Biomethan sind erneuerbare Energieträger, die im Gegensatz zu Wind- und Solar-energie 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 stellt Biomethan heute schon eine Möglichkeit zur Defossilisierung des Energiesystems dar.

Neben dem Netzanschlussvorrang sind aber 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 Referentenentwurf greift das BMWF 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-Clustern möglich ist, sollten Neuanschlüsse dort möglich sein.

Der BDEW spricht sich zudem dafür aus, dass die verursachungsgerechten Anschlusskosten von Biomethananlagen in solchen Biomethan-Clustern 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 Anschluss von Biomethananlagen letztendlich zu kurz.

Irritierend ist der neu eingeführte Begriff der „Anlagen für die Erzeugung von Biomethan“. Die Erzeugung von Biomethan und die Erzeugungskosten fallen nach bisherigem Verständnis in die Sphäre der Biogasproduzenten, nicht in die des Netzbetreibers. Nach bisherigem Verständnis handelt es sich bei der – sich ebenfalls in der Sphäre des Anlagenbetreibers befindlichen – Biogasaufbereitungsanlage um die Anlage zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität. Der Netzanschluss verbindet diese Biogasaufbereitungsanlage des Anschlussnehmers mit dem bestehenden Gasversorgungsnetz. Die Anlagen, die in den Netzanschluss fallen, sind in § 32 Nr. 2 GasNZV definiert. Neben den Anlagen des Netzanschlusses betreibt der Netzbetreiber ggf. zusätzlich Konditionierungsanlagen, in denen soweit erforderlich eine Brennwertkorrektur nach § 36 Abs. 3 GasNZV stattfindet sowie – ebenfalls soweit erforderlich – eine Odorierung nach § 36 Abs. 4 GasNZV. Netzanschluss, Konditionierung und Odorierung fallen in die Sphäre des Netzbetreibers.

➤ **Kosten für den Netzanschluss von Biomethananlagen**

Hinsichtlich des Übergangs zwischen dem bisherigen und einem nachfolgenden Förderregime wäre in jedem Fall eine weitere Übergangsregelung notwendig, die sicherstellt, dass die Kosten für nach den bislang geltenden Bedingungen angeschlossene Anlagen auch nach dem Übergangsstichtag und dem Außerkrafttreten der GasNEV weiter in einer Umlage bundesweit gewälzt werden können. Die vorgeschlagene Regelung in § 17 Abs. 1b EnWG-E stellt dies noch nicht hinreichend sicher.

Anknüpfend an die vorherigen Ausführungen zu dem Begriff der „Anlagen für die Erzeugung von Biomethan“ sollte in Absatz 1b 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 sagt, 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.

2.10 Zu § 17k – Anschlusstrennung im Gasbereich

Mit einem neuen § 17k 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 Hausanschlusses, wenn der Hausanschluss erst zu einem späteren Zeitpunkt mit dem gesamten Straßenzug stillgelegt wird oder eine spätere Versorgung mit Wasserstoff erfolgen soll.

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.

Dies zugrunde gelegt, berücksichtigt der vorgelegte Ref-E jedoch die Interessen der Netzbetreiber 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 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 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. 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.

➤ **Fristenvorgaben sind zu starr**

Eine auf die Bedürfnisse vor Ort angepasste Informationsstrategie gegenüber den Netzanschlussnehmern ist wichtig. Die mit dem Entwurf vorgeschlagene „one size fits all“-Lösung wird den örtlichen Gegebenheiten sowie dem Umfang der Aufgabe jedoch nicht gerecht.

Der BDEW lehnt deshalb die in § 17k Abs. 1 EnWG-E einheitlich anzulegenden Informationsfristen von zehn Jahren vor dem geplanten Termin zur Trennung des Anschlusses (Nr. 1) und fünf Jahren vor dem tatsächlichen Termin zur Trennung des Anschlusses (Nr. 2) ausdrücklich als zu eng ab.

Der BDEW fordert – **ergänzend** zu den in § 17k Abs. 1 Nr. 1 und 2 EnWG-E bereits vorgesehenen Fristen von zehn bzw. fünf Jahren – **angemessen kurze Fristen** in den Netzgebieten, **in denen zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Trennung bereits alternative netzgebundene Versorgungsmöglichkeiten** (z. B. Wärmenetze mit Kapazitäten zur Nachverdichtung, Wasserstoffnetze oder ein ausreichend ausgebautes Stromnetz) vorliegen.

Nutzt der Netzbetreiber die angemessene kürzere Frist, die sich beispielsweise im Rahmen von drei bis fünf Jahren bewegen könnte, hat er im Rahmen seines VNEP darzulegen, dass zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Trennung eine alternative netzgebundene Versorgungsmöglichkeit vorliegt. Steht eine solche Alternative zum Zeitpunkt der vorgesehenen Anschlussstrennung wider Erwarten nicht zur Verfügung, kann der Netzanschluss nicht gekündigt werden. In diesem Fall ist der Netzbetreiber verpflichtet, den Netzbetrieb bis maximal zum Ablauf

der zehnjährigen Frist ab Trennung aufrechtzuerhalten (zu § 17k Abs. 2 ausführlich weiter unten).

Wendet der Netzbetreiber die im Ref-E bereits vorgesehenen Fristen von zehn bzw. fünf Jahren vor Anschlusstrennung an, sind die Anschlussnutzer i.S.d. § 17k Abs. 1 Nr. 3c) EnWG-E ggf. zeitgleich durch die Kommune auf die grundsätzlich zur Verfügung stehenden alternativen Versorgungsmöglichkeiten – etwa entsprechend einem veröffentlichten Wärmeplan – hinzuweisen. Der Netzbetreiber muss in diesem Fall im Sinne einer effizienten und geordneten Abwicklung berechtigt sein, nach Ablauf der Frist den Netzanschluss zu trennen, und zwar unabhängig davon, ob die im kommunalen Wärmeplan ausgewiesene Versorgungsoption zu diesem Zeitpunkt dem Einzelnen tatsächlich zur Verfügung steht. Auch hier gilt: Dem Netzbetreiber kann nicht die Letztverantwortung für Versorgungsalternativen aufgegeben werden. Dies wäre unverhältnismäßig.

Aus Sicht des BDEW ist außerdem davon auszugehen, dass sich die derzeit vorgesehenen langen Trennungsfristen 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 Kündigungsfristen sukzessive abzusenken, um den realistischen Erwartungshorizont der Anschlussnutzer und die tatsächliche Perspektive des Gasnetzbetriebs konsistent abzubilden.

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 Wärmenetze zu vermeidbaren Preissteigerungen. Dazu werden Ersatzinvestitionen in Gasnetze fällig, wenn die Frist dauerhaft lang und starr bleibt, die dann über KANU 2.0 innerhalb nur weniger Jahre durch eine sinkende Zahl an Netznutzern zu tragen sein werden.

› **BDEW-Forderung**

§ 17k Abs. 1 Nr. 1 EnWG-E ist wie folgt anzupassen:

„[...] und der Betreiber eines Gasversorgungsnetzes

1. den betroffenen ~~Netznutzern~~ **Anschlussnehmern** ~~und den betroffenen Letztverbraucher~~ unverzüglich, spätestens ~~aber~~ zehn Jahre vor dem geplanten Termin zur Trennung des Anschlusses, ~~in Textform~~ über die beabsichtigte Trennung **durch und** aufgrund eines von ihm nach § 15c Absatz 5 zur Bestätigung eingereichten Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff oder eines nach § 16c Absatz 5 zur Bestätigung eingereichten Verteilernetzentwicklungsplans informiert hat,“

§ 17k EnWG-E ist um den folgenden **Absatz 1a** zu ergänzen:

„(1a) Absatz 1 Nummer 1 wird nicht angewendet, sofern im Netzgebiet grundsätzlich zur Verfügung stehende, alternative netzgebundene Wärmeversorgung für den Anschlussnehmer gesichert bereits früher zur Verfügung stehen. Von der Frist nach Absatz 1 Nummer 2 kann in diesen Fällen abgewichen werden. In diesen Fällen hat die Information nach Absatz 1 Nummer 2 spätestens [drei bis fünf] Jahre vor dem Termin zur Trennung des Anschlusses aufgrund eines nach § 15d Absatz 3 Satz 1 bestätigten Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff oder nach § 16e Absatz 2 Satz 1 bestätigten Verteilernetzentwicklungsplans zu erfolgen.“

Es ist nachvollziehbar, dass kurze Fristen einzelne Anschlussnehmer vor Herausforderungen stellen können. Gleichzeitig sind diese erforderlich, um eine realistische, an den Klimaschutzziele ausgerichtete sowie volks- und betriebswirtschaftlich möglichst effiziente Transformation der Gasverteilernetze umsetzen zu können. Ein paralleler Gasnetzbetrieb zu alternativen netzgebundenen Wärmeversorgungsoptionen über einen langen Zeitraum würde zu erheblichen Mehrkosten führen.

› **BDEW-Forderung**

Neben der vorgeschlagenen Änderung in § 17k Abs. 1 Nr. 1 EnWG-E ist deshalb auch § 17k Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E wie folgt zu ändern:

„2. den betroffenen ~~Netznutzer~~ **Anschlussnehmer** ~~und den betroffenen Letztverbraucher~~ unverzüglich, spätestens fünf Jahre vor dem Termin zur Trennung des Anschlusses, ~~in Textform~~ über die beabsichtigte Trennung aufgrund eines nach § 15d Absatz 3 Satz 1 bestätigten Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff oder nach § 16e Absatz 2 Satz 1 bestätigten Verteilernetzentwicklungsplan informiert hat,“

➤ **Zu § 17k Abs. 1 Nr. 3 c) und d) EnWG-E:**

Informiert der Netzbetreiber nach § 17k Abs. 1 Nr. 1 EnWG-E den Anschlussnehmer zehn Jahre im Voraus über die geplante Trennung, bedarf es dafür nach dem vorliegenden Ref-E 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. Dies sieht die Gesetzesbegründung zu § 17k Abs. 1 Nr. 3c EnWG-E ohnehin schon vor; hier bedarf es aber einer gesetzlichen Klarstellung.

› **BDEW-Forderung**

§ 17k Abs. 1 Nr. 3 c) EnWG-E ist wie folgt zu ergänzen und d) ist zu **streichen**.

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

Darüberhinausgehende Information über alternative Versorgungsoptionen sind lediglich dann zu erbringen, wenn der Netzbetreiber die kurze Trennungsfrist von drei bis fünf Jahren anwendet.

➤ **Zu § 17k Abs. 1 Nr. 5 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 verschiedene Informationen sind jedoch nicht zielführend. Eine Beschränkung der Frequenz auf höchstens zwei zusätzliche Termine (wie z. B. 2 Jahre und 2 Wochen vor dem Termin zur Trennung des Netzanschlusses) sollte zweckmäßig und ausreichend sein.

› **BDEW-Forderung**

§ 17k Abs. 1 Nr. 5 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 **und Gaslieferanten** an die bevorstehende Anschlusstrennung mittels eines Internetportales, dessen Zugangsdaten mit der ersten Kündigung übermittelt wird, erinnert hat.“*

➤ **Zu § 17k Abs. 2 EnWG-E:**

Nach § 17k Abs. 2 darf ein Anschluss nicht getrennt werden, soweit zwei Jahre vor der Trennung absehbar ist, dass eine alternative Wärmeversorgungsart dem Letztverbraucher nicht zur Verfügung stehen wird.

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 und gefährdet damit die Planungen zahlreicher Netzbetreiber – auch jener, die Wasserstoff benötigen oder einspeisen wollen. Gerade bei indirekter Betroffenheit einer Transportleitung kann der Kreis der beeinträchtigten Netzbetreiber erheblich sein. Die großzügigen Trennungsfristen des § 17k 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.

› **BDEW-Forderung**

Eine **Einschränkung der Anschlusstrennung** ist lediglich dann vorzusehen, wenn der Netzbetreiber eine angemessen kurze Trennungsfrist von beispielsweise drei bis fünf Jahren anwendet und zum Zeitpunkt der Trennung keine alternative Wärmeversorgung zur Verfügung steht.

➤ **Rechtsverhältnis klarstellen**

Der Netzbetreiber soll in § 17k EnWG-E nicht nur gegenüber dem unmittelbaren Anschlussnehmer, sondern auch gegenüber den betroffenen Letztverbrauchern zu Handlungen verpflichtet werden. Der Netzbetreiber hat jedoch nur Informationen über den Anschlussnehmer als seinen unmittelbaren Vertragspartner im Netzanschlussverhältnis. Anschlussnehmer, Netznutzer und betroffene Letztverbraucher sind nicht zwingend personenidentisch. Der Netzbetreiber kann daher allenfalls den **Anschlussnehmer** mit Informationen versorgen. Dies muss angesichts der Vielzahl von Netzanschlüssen möglichst unbürokratisch und praxistauglich möglich sein. Es ist auch zu klären, was bei Eigentümer- oder Mieterwechsel geschieht. Beides darf nicht zum Reset der Fristen führen, vgl. hierzu zu § 17 EnWG-E.

› **BDEW-Forderung**

Anstatt Netznutzer und Letztverbraucher muss in § 17k EnWG-E der **Anschlussnehmer als Adressat** der Regelung durch den Netzbetreiber bezeichnet werden.

➤ **Ergänzung: Kündigung des Netzanschlussvertrages**

Es fehlt eine Klarstellung, dass die Möglichkeit besteht, im Zuge der Trennung des Anschlusses auch den Netzanschlussvertrag kündigen zu können. § 25 Abs. 1 der

Niederdruckanschlussverordnung setzt für eine Kündigung durch den Netzbetreiber voraus, dass die Pflicht zum Netzanschluss nach § 18 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG nicht besteht. Der Referentenentwurf enthält jedoch keine Ergänzung von § 18 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG dergestalt, dass eine Zugangsverweigerung bei Vorliegen der Voraussetzungen für eine Anschlusstrennung nach § 17k EnWG-E möglich ist. Hier sollte eine entsprechende Klarstellung erfolgen.

Erfolgt ein Anschlussnehmerwechsel während der Kündigungsfrist, kann der Netzbetreiber dem neuen Anschlussnehmer für die verbleibende Zeit bis zum Ablauf der Kündigungsfrist einen befristeten Vertrag anbieten.

› **BDEW-Forderung**

Entsprechend ist entweder **§ 25 NDAV oder § 18 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EnWG anzupassen**, um eine Kündigung durch den Netzbetreiber bei Vorliegen der Voraussetzungen für die Trennung eines Anschlusses ausdrücklich zu ermöglichen und so Rechtssicherheit zu schaffen.

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

Die besondere Situation von systemrelevanten Gasverbrauchern – etwa Kraftwerken, KWK-Anlagen oder industriellen Großabnehmern – erfordert 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.

➤ **Anschlusstrennung von Einspeiseanlagen**

Die Voraussetzungen für eine Anschlusstrennung lassen sich nicht auf die Trennung von Einspeiseanlagen, wie etwa Biomethananlagen, übertragen. Dies gilt insbesondere für die Information über alternative Versorgungsmöglichkeiten und Beratungsstellen. Grundsätzlich sollte für diese Anlagen im Regelfall eine ausreichend lange Informationsfrist für die Trennung gelten.

Die Anwendung von zu kurzen Trennungsfristen kann die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit ernsthaft gefährden, laufende Geschäftsmodelle unterminieren und den Ausbau erneuerbarer Gase im Widerspruch zu den Zielen der GasRL schwächen. Dieses Problem kann durch angemessenen Einbezug der Biomethaneinspeisung im Rahmen der Gasnetzplanung gem. §§ 15 und 16 EnWG gelöst werden, und indem Anlagenbetreiber, die von einer Anschlusstrennung betroffen sind, einen Ausgleich aus staatlichen Mitteln unter Berücksichtigung der

üblichen Betriebsdauer der Anlage erhalten. Die Ausweisung Biomethan-Clustern durch den Netzbetreiber bietet darüber hinaus langfristige Planungssicherheit.

2.11 Zu § 19 - Technische Vorschriften

Der BDEW begrüßt die Übertragung der bereits im Gasbereich etablierten Regelungen zu den technischen Mindestanforderungen auf Wasserstoffnetze. Dies schafft Kohärenz zwischen den Sektoren und gewährleistet Transparenz und Interoperabilität.

Wichtig ist, dass die Umsetzung auf der Grundlage bewährter Verfahren und bestehender technischer Regelwerke erfolgt und über die Regelungen keine zusätzlichen bürokratischen Pflichten entstehen. Vor diesem Hintergrund ist insbesondere der Verweis auf § 49 EnWG sowie auf das DVGW-Regelwerk richtig und von großer Bedeutung.

Es ist ferner sicherzustellen, dass beim Anschluss von Wasserstoffspeichereinrichtungen mit ihren technischen Erfordernissen, speziell hinsichtlich der Wasserstoffqualität eine Abstimmung zwischen Netzbetreiber und Speicherbetreiber erfolgt, die einen reibungslosen Anschluss der Speichereinrichtung ermöglicht.

2.12 Zu § 20 - Zugang zu den Energieversorgungsnetzen

Konsequenterweise wird mit dem Regelungsvorschlag in § 20 Abs. 2 EnWG-E die Möglichkeit geschaffen, den Netzzugang zu Gasnetzen unter den gleichen Bedingungen wie den Anschluss zu verweigern.

2.13 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.

2.14 Zu § 28j - Anwendungsbereich der Regulierung von Wasserstoffversorgungsnetzen

Infolge der Umsetzung des Art. 35 Abs. 1 GasRL sollen Wasserstoffversorgungsnetze künftig einheitlich reguliert werden.

Bis die hierfür notwendigen Rahmenbedingungen durch die BNetzA ausgestaltet sind und dadurch erst Planungssicherheit entsteht, sollte übergangsweise weiterhin eine Opt-in-Regelung vorgesehen werden.

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.

2.15 Zu § 28k – Aufgaben der Betreiber von Wasserstoffnetzen, Wasserstoffspeichereinrichtungen, 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 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 BMWF für den Speichermarkt an einem wettbewerblich organisierten Markt festhalten will (vgl. BMWF-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.

Mit dem neuen § 28k Abs. 5 EnWG-E führt der Gesetzesentwurf neue Anforderungen an Wasserstoffinfrastrukturbetreiber zur Vermeidung und Überprüfung von Wasserstoff-Emissionen ein. Die

ACHTUNG BÜROKRATIE

Verpflichtung richtet sich an Betreiber von Wasserstoffnetzen, Wasserstoffspeicheranlagen 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 Kostewirkung 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, Wasserstoffspeicheranlagen oder Wasserstoffterminals 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, wobei jährlich statistische Informationen über die Wasserstoffdichtheitsprüfung und die notwendigen Reparaturen veröffentlicht werden.“*

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 "Wasserstoffdichtigkeitsprüfung" 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.

2.16 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.

Der BDEW begrüßt, dass die Bundesregierung die Einführung einer Regulierung für Wasserstoffspeicher bereits ab August 2026 vorsieht. Frühzeitig Rechtssicherheit über das zukünftige Zugangsregime für die Speicherbetreiber zu schaffen, ist eine notwendige Voraussetzung für den Speicherhochlauf. Neben einem klaren und stabilen Regulierungsrahmen ist die Wirtschaftlichkeit eine zentrale Investitionsbedingung.

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>.

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.
- › 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.

Positiv ist, dass das Ministerium mit Absatz 4 eine Forderung des BDEW aufgreift und eine sogenannte „Grandfathering“-Regelung einführt. In dem Zeitraum bis zum 4. August 2026 geschlossene Verträge unterliegen damit insbesondere in Bezug auf die zugewiesenen Kapazitätsrechte während der gesamten Vertragslaufzeit nicht dem Änderungsrisiko. Dies ermöglicht Wasserstoffspeicherbetreibern und Wasserstoffspeicherkunden bilateral Langfristverträge zu vereinbaren, die nicht angepasst werden müssen, was Rechtssicherheit für die beteiligten Unternehmen schafft.

➤ **Entgelte für die Speichernutzung**

In § 28m Abs. 1 EnWG-E ist vorgesehen, dass die Entgelte für die Speichernutzung von den Betreibern von Wasserstoffspeichieranlagen „vorab“ zu veröffentlichen sind. Dies setzt voraus, dass den Betreibern eine vorab durchzuführende Berechnung der Entgelte möglich ist und schließt eine marktorientierte Bestimmung der Entgelte z.B. über Auktionsverfahren aus. Auch die entsprechende Formulierung in Art. 37 Abs. 1 Satz 1 GasRL sieht keine Vorabveröffentlichung der Entgelte vor. Zudem würde es die BNetzA in der – auch gemäß Art. 37 Abs. 1 Satz 2 GasRL zulässigen – Ausgestaltung, lediglich die Methoden zur Bestimmung der Entgelte festzulegen, unnötig beschränken.

› **BDEW-Forderung**

Der BDEW regt daher an, **§ 28m Abs. 1 EnWG-E** wie folgt **anzupassen**:

„(1) Betreiber von Wasserstoffspeichieranlagen haben einem Dritten den Zugang zu ihren Wasserstoffspeichieranlagen und zu Hilfsdiensten zu objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Bedingungen sowie auf Grundlage der von ihnen ~~vorab~~ veröffentlichten Entgelte zu gewähren.“

2.17 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 ausreichend aufgegriffen wurden zuletzt die in der Fachöffentlichkeit diskutierten Ansätze zu Finanztransfers (Gas/Wasserstoff) oder zu einem intertemporalen Ausgleichsmechanismus (bundesweit und/oder regional) bzw. das zeitlich begrenzte Neben- oder Nacheinander beider Finanzierungsformen. Dies ist notwendig, um sich im Zeitablauf optimal am Verlauf der Transformation der Gasnetze orientieren zu können.

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 Ausbauverpflichtungen aus der Netzplanung würde eine solche reine Regulierungskontologik ohne staatliche Absicherung erhebliche Risiken allein bei den Netzbetreibern anhäufen. 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.

Zumindest in die Gesetzesbegründung sollte ferner aufgenommen werden, dass der Kompetenzausübung eine Abstimmung und Prüfung zwischen BNetzA und Bundesregierung hinsichtlich eines ergänzenden staatlichen Absicherungsmechanismus vorausgehen soll.

Sinnvoll wäre auch eine Festlegungskompetenz der BNetzA zur Ermöglichung eines Finanztransfers zur Förderung des Aufbaus eines Wasserstoffnetzes gemäß Art. 5 Abs. 4 und 5 GasVO. Die begrenzte Zulassung von Finanztransfers könnte – unter Beachtung der strengen Voraussetzungen der Verordnung – womöglich eine wertvolle Unterstützung für den Wasserstoffhochlauf leisten.

Der Referentenentwurf bleibt damit hinter den Möglichkeiten der GasVO zurück, die in Artikel 5 Abs. 3 (Kostendeckel in Verbindung mit einem möglichen staatlichen Absicherungsmechanismus) sowie in Art. 5 Abs. 4 und 5 (Finanztransfer) vorgesehenen Lösungsansätze national vorzusehen.

Der Wasserstoffhochlauf kann nur gelingen, wenn eine breite Basis der betroffenen Industrie- und Gewerbekunden, 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.

Mehrere Mitgliedsunternehmen des BDEW stehen bereit, Investitionsprojekte für 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 wie den intertemporalen Kostenallokationsmechanismus oder den Finanztransfer droht eine Verzögerung des gesamten Wasserstoffhochlaufs.

2.18 Zu § 28r - 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.

2.19 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. Gleichmaßen 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.

2.20 Zu § 41c - Vergleichsinstrumente bei Energielieferungen

ACHTUNG 1:1 UMSETZUNG

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 unkritisch, solange es bei einer 1:1-Umsetzung der EU-Richtlinie bleibt.

2.21 Zu § 42c - Gas- und Wasserstoffkennzeichnung, Transparenz der Gas- und Wasserstoffrechnungen

Die vorgesehenen Vorgaben zur Gas- und Wasserstoffkennzeichnung gemäß § 42c 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 orientieren und keine **zusätzlichen Anforderungen für Lieferanten von Gas und Wasserstoff** definieren.

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 § 42c Abs. 1 Nr. 1 und Abs. 2 EnWG-E (entspricht durchschnittlicher Energieträgermixes für die Gesamtlieferung an alle Kunden eines Lieferanten) und zugehöriger Umweltauswirkungen gemäß § 42c Abs. 3 EnWG-E;
- Erhöhte bürokratische Zusatzanforderungen aufgrund der Festlegung einer maximal zulässigen Entwertung von Herkunftsnachweisen für Wasserstoff gemäß Beimischungsquote im jeweiligen Verteilnetzgebiet gemäß § 42c. Abs. 5 Satz 3 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 dient weder der Zielerfüllung erneuerbarer Quoten-Vorgaben, noch kann diese als Nachweis für Förderinstrumente gemäß GEG herangezogen werden, sondern dient lediglich als Kennzeichnungsinstrument gegenüber Endkunden. Auch können Herkunftsnachweis bzw. die darauf basierende Kennzeichnung nicht für die Senkung der CO₂-Preiskomponente gemäß Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) genutzt werden.

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. Die Umweltauswirkungen gemäß § 42c Abs. 3 EnWG-E sollten sich auch diesbezüglich ausschließlich auf die Angabe der Kohlendioxidemissionen beziehen und keine weiteren Angaben verlangen. Mindestens in der Gesetzesbegründung sollte 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 § 42c Abs. 5 Satz 3 EnWG-E muss gestrichen werden.

§ 42c 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). 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 § 42c 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 umfassen. 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 § 42c Abs. 7 EnWG-E) sowie für den Energieträgermix der Gasbörse und damit verbundener Umweltauswirkungen gemäß § 42c Abs. 3 EnWG-E übertragen werden. Eine Veröffentlichung muss durch das Umweltbundesamt fristgemäß und frühzeitig (bspw. zum 01.03. 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 § 42c 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. Sollte das Register bspw. nicht am 1. Januar 2026 den Betrieb zuverlässig aufnehmen oder keine Allgemeinverfügung des Umweltbundesamtes am 1. Januar 2026 vorliegen, müsste die in § 42c Abs. 7 Satz 2 EnWG-E angegebene Frist bereits um ein Jahr verschoben werden (dann: 30. Juni 2028). Eine zuverlässige Betriebsaufnahme des Registers zum 1. Januar 2026 ist derzeit nicht absehbar. In § 42c 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 § 42c 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 § 42c Abs. 5 Satz 1 EnWG-E (Nachweiserfordernis über Herkunftsnachweise) widerspricht § 42c 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 § 42c Abs. 1 EnWG-E mitliefern. Würden keine Herkunftsnachweise bereitgestellt werden, würden Gas- und Wasserstofflieferanten gegen § 42c Abs. 5 Satz 1 EnWG-E verstoßen. Diese Mengen müssten dann von der Nachweisverpflichtung gemäß § 42c 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.

2.22 Zu § 43 - 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.

2.23 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.

2.24 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.

2.25 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 sehr zu begrüßen. Rückbau ist – wie auch in der Gesetzesbegründung auf S. 274 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.

➤ **Zu Absatz 1**

Nicht sachgerecht ist allerdings, dass die Duldungspflicht nur auf solche stillgelegten Leitungen anwendbar ist, 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.** Bereits heute erfolgen Außerbetriebnahmen von Leitungen bzw. von Leitungsteilen, weil Anschlussnehmer zunehmend auf andere Versorgungsoptionen umsteigen. 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. 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 dies verfassungsrechtlichen Bedenken begegnet (echte Rückwirkung), sollte die Duldungspflicht jedenfalls ab Inkrafttreten der EnWG-Neuregelung gelten.

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 Referentenentwurf wird dies sprachlich nicht hinreichend klar.

Zu Nummer 3 ist jedenfalls in der Gesetzesbegründung klarzustellen, dass auch Gestattungsverträge oder andere Formen der Duldung einen rechtlichen Grund darstellen können. Nicht in jedem Fall besteht eine dingliche Sicherung. Anderenfalls würden substantielle Teile der Leitungsinfrastrukturen nicht erfasst werden.

Außerdem sollte die Klarstellung, dass entgegenstehende vertragliche Regelungen unwirksam sind, am Ende des ersten Absatzes verortet werden. Dadurch wird klargestellt, dass auch Ziff. 1 bis 3 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 sollte in der Praxis nicht zu Unklarheiten führen. Ggf. kann durch eine Klarstellung in der Gesetzesbegründung verdeutlicht werden, dass die „dauerhafte Außerbetriebnahme“ ein eigenständiger energie-wirtschaftsrechtlicher Begriff ist, der ggf. von technischen Begriffen abweicht.

› **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 Erdgas dienen, auf diesen Grundstücken im Falle einer für Zwecke des Transports oder der Verteilung von Erdgas erfolgten dauerhaften Außerbetriebnahme dieser Leitungen unentgeltlich dulden, wenn diese Außerbetriebnahme ~~infolge der Umsetzung eines bestätigten Netzentwicklungsplans nach den §§ 15a bis 15e oder eines genehmigten Verteilernetzentwicklungsplanes erfolgt. Eine entgegenstehende vertragliche Regelung ist insoweit unwirksam.~~ Satz 1 **und Satz 2** sind nicht anzuwenden,*

- 1. soweit anderweitige öffentliche Interessen oder private Eigentumsinteressen in Bezug auf das betroffene Grundstück nachweislich überwiegen,*
- 2. ~~wenn eine künftige Nutzung der Leitungen mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann und~~ **sobald** an der betroffenen Stelle ohnehin umfangreiche Erdarbeiten stattfinden, bei denen die Leitung unter einfachem Aufwand zu entfernen ist, **und eine künftige Nutzung der Leitungen mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann** oder*
- 3. wenn für den bisherigen Verbleib der Leitungen im Grundstück kein rechtlicher Grund bestand*

Eine entgegenstehende vertragliche Regelung ist insoweit unwirksam.“

➤ Informationspflicht gegenüber Eigentümern

Die Informationspflicht gegenüber betroffenen Eigentümern sowie sonstigen Nutzungsberechtigten entspricht nicht der aktuellen Praxis. Insbesondere die darin vorgesehene Identifizierung und Information der „sonstigen Nutzungsberechtigten“, aber auch der Grundstückseigentümer löst einen hohen Aufwand beim Netzbetreiber aus (Einsicht des Grundbuchs und darüberhinausgehende Recherchen, die nicht zumutbar sind).

ACHTUNG BÜROKRATIE

Vor diesem Hintergrund ist die Informationspflicht zu streichen. Jedenfalls aber 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 verursachte 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.“*

➤ **Evaluierungsklausel**

Gegen die Einführung einer Evaluierungsklausel bestehen große Einwände. Die aktuell vorgesehene Formulierung des § 48b Abs. 6 EnWG-E schafft Rechtsunsicherheiten, dass bis zum Jahr 2036 geduldete dauerhaft nicht genutzte Leitungen unter Umständen nach Evaluierung auch rückwirkend nicht mehr zu dulden sind.

Dadurch wird die durch § 48b EnWG-E hergestellte Rechtssicherheit zur Vermeidung von Rückbau wieder in Frage gestellt. Im Sinne der Planungs- und Rechtssicherheit ist Absatz 6 zu streichen.

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

Soweit die Evaluierungsklausel nach § 48b Abs. 6 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.

Weitere wichtige Folgeänderungen:

➤ **Regelung zur Duldung in § 12 NDAV erfordert Anpassung**

Nach der Regelung des § 12 NDAV hat ein Anschlussnehmer Gasleitungen auf seinen Grundstücken zu dulden. Dies gilt auch, wenn die eigene Anschlussnutzung eingestellt wird für weitere drei Jahre. Dabei handelt es sich um eine nachvertragliche Duldungspflicht des Anschlussnehmers, die sich damit rechtfertigt, dass der Anschlussnehmer zuvor von dem Anschluss an das Gasversorgungsnetz profitiert hat.

Die Regelung berücksichtigt bisher allerdings nicht das Erfordernis, Gasleitungen auch weiter auf den Grundstücken zu belassen, die noch für die Versorgungsaufgabe in Nutzung sind, obwohl der Anschlussnehmer seine eigene Anschlussnutzung beendet hat (z.B. bei Umstieg auf eine andere Wärmeversorgung).

Auch wenn die Anschlussnutzung eingestellt wird, muss sichergestellt sein, dass die Leitungen weiterhin auf dem Grundstück betrieben werden können und der Grundstückseigentümer keinen Umverlegungsanspruch gegenüber dem Netzbetreiber nach Ablauf von drei Jahren geltend machen kann. Dies jedenfalls solange der Netzbetrieb die Nutzung des Grundstückes nicht wesentlich beeinträchtigt. Das gleiche gilt auch für die Duldungspflicht von dauerhaft außer Betrieb genommenen Einrichtungen.

§ 48b Abs. 1 und 5 EnWG-E erfassen diesen Sachverhalt nicht, da die Leitung noch nicht dauerhaft außer Betrieb genommen ist.

› **BDEW-Forderung**

§ 12 Abs. 4 NDAV (oder Regelung im EnWG) ist wie folgt **anzupassen**:

*(4) Wird die Anschlussnutzung eingestellt, so hat der Eigentümer die auf seinen Grundstücken befindlichen Einrichtungen ~~noch drei Jahre~~ **weiterhin** unentgeltlich zu dulden, es sei denn, dass ihm dies im Einzelfall nicht zugemutet werden kann. **Dies gilt auch für dauerhaft außer Betrieb genommene Einrichtungen.***

➤ **Anpassung der Regelung des § 9 NDAV zur Klarstellung der Kostentragung**

Mit der Beendigung des Gasbezuges ist der Gasnetzanschlusses unter Beachtung der anerkannten Regeln der Technik (DVGW G 466-1) vom Gasversorgungsnetz physisch zu trennen, um die dauerhafte Sicherheit der Netzanschlussleitung zu gewährleisten.

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 durch 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. Hierfür kann der Netzbetreiber nach § 9 NDAV ebenfalls Kostenerstattung vom Anschlussnehmer verlangen

(Theobald/Kühling/Hartmann/Blumenthal-Barby, Energierecht; NAV § 9 Rn. 15 ff.). Allerdings ist diese Einschätzung nicht unumstritten. Um gerichtliche Auseinandersetzungen und damit Bürokratieaufwand zu vermeiden, sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass die Abtrennungs- und Rückbaukosten für den Netzanschluss vom Anschlussnehmer in gleicher Weise zu tragen sind, wie die erstmaligen Herstellungskosten.

› **BDEW-Forderung**

§ 9 NDAV (oder Regelung im EnWG) ist wie folgt **anzupassen**:

„Kostenerstattung für die Herstellung ~~oder~~, Änderung, Abtrennung und Rückbau des Netzanschlusses

(1) Der Netzbetreiber ist berechtigt, vom Anschlussnehmer die Erstattung der bei wirtschaftlich effizienter Betriebsführung notwendigen Kosten für

- 1. die Herstellung des Netzanschlusses,*
- 2. die Änderungen des Netzanschlusses, die durch eine Änderung oder Erweiterung der Kundenanlage erforderlich oder aus anderen Gründen vom Anschlussnehmer veranlasst werden,*

3. die Abtrennung und Rückbau des Netzanschlusses

zu verlangen. Die Kosten können auf der Grundlage der durchschnittlich für vergleichbare Fälle entstehenden Kosten pauschal berechnet werden. Im Falle einer pauschalieren Kostenberechnung sind Eigenleistungen des Anschlussnehmers angemessen zu berücksichtigen. Die Netzanschlusskosten sind so darzustellen, dass der Anschlussnehmer die Anwendung des pauschalieren Berechnungsverfahrens einfach nachvollziehen kann; wesentliche Berechnungsbestandteile sind auszuweisen.“

2.26 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.

Die Einschränkung, 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. Lieferverträge über Mengen, die gar nicht für den Import nach Deutschland vorgesehen sind, können von dieser Regelung nicht umfasst werden. Dementsprechend

sollte klargestellt werden, um auch Lieferungen, deren Verwendung bei Vertragsabschluss offenbleibt, nicht von der Regelung zu umfassen.

Der BDEW begrüßt die Erläuterungen zu § 114 EnWG-E, insbesondere 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.

Die englische Fassung der GasRL verwendet den Begriff „abatement“, der nicht weiter definiert ist, aber auch Offsets von Emissionen einschließen sollte. Diese Option zusätzlich zu 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. Nach aktuellen Informationen planen die Niederlande die GasRL mit einem Verbot von „unabated fossil gas“ umzusetzen und erläutern den Begriff mit „Unabated fossil gases include natural gas that is not CO₂-compensated“. Der BDEW fordert daher, auch um Marktverzerrungen innerhalb der EU zu vermeiden, um eine Abstimmung der Anforderungen zwischen den Mitgliedsstaaten.

Es ist nicht klar, welche Mengen Kohlendioxid zu kompensieren bzw. zu speichern sind. Wir vermuten, 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, u.U. eine weniger strikte Reduktion von Kohlendioxidemissionen einzuhalten hätte. Daher würden wir eine Klarstellung im Gesetzestext oder durch spätere Verordnungen begrüßen, 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.

› **BDEW-Forderung**

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

*„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.“

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.

2.27 Zu § 118 Abs. 6 - Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure

Bei der Änderung handelt es sich um eine begriffliche Klarstellung entsprechend den neuen Begriffsdefinitionen.

Um den Wasserstoffmarkthochlauf zu ermöglichen, sollten Netzentgelte für Elektrolyseure an netzdienlichen Standorten 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, bspw. gemäß 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 industriennahe Standorte (on-site Elektrolyseure) für eine frühzeitige Versorgung notwendig,

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](#)

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 Standorten, die essenziell für die Versorgung von Industrien sind, 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. Sollten für Elektrolyseure also zusätzlich Stromnetzentgelte eingeführt werden, hätte dies eine weitere Erhöhung der Wasserstoffgestehungskosten zur Folge, die eine Sektorkopplung von Strom und Wasserstoff erschweren würde. Darüber hinaus ist der Elektrolyseur in seiner Fahrweise aufgrund der Strombezugskriterien, die für die Herstellung von grünem Wasserstoff bestehen, bereits stark eingeschränkt. Ein Elektrolyseur (wie auch jeder andere flexible Verbraucher), der so verortet ist und so betrieben wird, dass er das Netz entlastet und Stromengpässe vermindert- oder verhindert, 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, um Planungssicherheit für Wasserstoffprojekte zu ermöglichen und somit die Investitionssicherheit für Projekte, die nach August 2029 in Betrieb gehen, zu verbessern.

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

3 Zu Artikel 3 - Änderung des Bundesberggesetzes

3.1 Zu § 54 - Zulassungsverfahren

Nachdem im Wasserstoffbeschleunigungsgesetz mit § 35h Abs. 8 EnWG eine regulatorische Vorgabe zur unbürokratischen Umwidmung von Gasspeichern in Wasserstoffspeicher geschaffen wird, begrüßt 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.

3.2 Zu § 126 - Unterspeicherung

Die Regelung einer Frist für die Zulassung eines Betriebsplans für Unterspeicher 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 (BImSchG, 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 2 Jahren und ggfs. sogar 3 Jahren deutlich zu lang. Hier wäre es angemessener, dies auf 1 Jahr mit ggfs. 3 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 2 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 mindestens in der Begründung 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.