

## › STELLUNGNAHME

# zum Regierungsentwurf zur Änderung des Energie- wirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets vom 25.03.2026

Berlin, 05.05.2026

*Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt 1.592 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 309.000 Beschäftigten wurden 2022 Umsatzerlöse von 194 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 65 Prozent, Wärme 91 Prozent, Trinkwasser 88 Prozent, Abwasser 40 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 220 Unternehmen investieren pro Jahr über 912 Millionen Euro. Künftig wollen 90 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.*

### Zahlen Daten Fakten 2024

*Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: <https://www.vku.de/vku-positionen/>*

### **Interessenvertretung:**

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

**Verband kommunaler Unternehmen e.V.** · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin  
Fon +49 30 58580-0 · [info@vku.de](mailto:info@vku.de) · [www.vku.de](http://www.vku.de)

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Der VKU begrüßt den Regierungsentwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets vom 25.03.2026. Der Entwurf ist die Grundlage für die dringend notwendige Planungssicherheit für die Zukunft der Gasverteilernetze.

## Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

- › Der VKU setzt sich für einen schnellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ein, denn Wasserstoff ist ein wichtiger Baustein der Energiewende.
  - › Die Gasverteilernetzbetreiber bewirtschaften aktuell rund 530.000 Kilometer Gasverteilernetze und verteilen darüber rund 80 % des nationalen Gaskonsums.
  - › Mit einem Wiederbeschaffungswert von mehr als 270 Mrd. EUR ist das Gasverteilernetz ein strategisches Asset der Energiewende, das es beim Aufbau eines Wasserstoffnetzes umfassend zu nutzen gilt. Gasverteilernetze sind weit überwiegend technisch in der Lage, durch Umwidmung die Basis für künftige Wasserstoffnetze zu bilden.
  - › Gasverteilernetzbetreiber müssen ihre Assets aktiv managen, weil die Energiewende ihre Geschäftsgrundlage verändert. Sie entwickeln frühzeitig Szenarien und passen Investitionen an. Das kann Risiken minimieren und Chancen nutzbar machen – sei es durch Wasserstoffnetze, grüne Gase oder alternative Infrastrukturstrategien. Sie brauchen jetzt die notwendigen Anpassungen des rechtlichen Rahmens.  
Mit dem Gasnetzgebietstransformationsplan nach DVGW-Merkblatt G 2100, einer nach § 49 Abs. 2 EnWG allgemein anerkannten Regel der Technik, haben die Gasverteilernetzbetreiber ambitionierte Etappenziele ins Auge gefasst und sich zu einer zügigen Transformation ihrer Netze hin zu Wasserstoff und anderen klimaneutralen Gasen bekannt.
- Mit dem vorliegenden Gesetzentwurf wird der für die vorstehend skizzierte Gasnetztransformation erforderliche Rechtsrahmen geschaffen.

## Positionen des VKU in Kürze

- › Der VKU begrüßt die Vorlage des Regierungsentwurfs. Die Umsetzung der Europäischen Gasbinnenmarktrichtlinie (EU 2024/1788) stellt einen zentralen Baustein des Rechtsrahmens für die bevorstehende Transformation der Gasverteilernetze dar und schafft damit die Voraussetzung für einen geordneten Ausstieg aus der fossilen Gasversorgung.
- › Der Entwurf beinhaltet viele wichtige Regelungen für die Zukunft der Gasnetze, bedarf an manchen Stellen aber noch einer weiteren Konkretisierung/Klarstellung. Ziel der Umsetzung des Gas- und Wasserstoffbinnenmarkt-Pakets muss es

sein, einen in sich schlüssigen und damit planungssicheren Rahmen für die Transformation der Gasnetze zu schaffen.

- › Die Festlegungsermächtigung der Bundesnetzagentur, Regelungen zu einem intertemporalen Allokationsmechanismus treffen, ist sinnvoll. Allerdings wären konkretere gesetzliche Vorgaben hierzu wünschenswert.
- › Nach wie vor fehlt es an einem für das Gelingen der Transformation der Gasverteilernetze essenziellen Finanzierungsmechanismus. Ohne einen solchen müssten Netzbetreiber das volle Risiko einer Transformation tragen. Das Fehlen von klaren Finanzierungsregeln für H<sub>2</sub>-Netze außerhalb des Kernnetzes bremst den weiteren Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und kann dazu führen, dass Investitionsprojekte außerhalb des Kernnetzes verschoben oder gar nicht umgesetzt werden.
- › Richtig ist aus Sicht des VKU, die Pflicht der Gasverteilernetzbetreiber zur Gewährung von Netzanschluss und Netzzugang im Hinblick auf einen gesicherten Ausstieg aus der Gasversorgung einzuschränken.
- › Die Pflicht zur Duldung stillgelegter Leitungen ist richtig und wichtig. Dauerhaft stillgelegte Leitungen und Anlagen müssen danach also grundsätzlich nicht zurückgebaut werden. Das erspart unserer Volkswirtschaft den Worst Case immens hoher Rückbaukosten.
- › Bei den Informationspflichten des Gasverteilernetzbetreibers über die geplante Trennung eines Gasnetzanschlusses sieht der VKU Nachbesserungsbedarf. Insbesondere steht eine pauschale Informationsfrist von zehn Jahren flexibleren Ausstiegsplanungen entgegen.
- › Die Möglichkeit, dass Netzbetreiber neben individuellen auch gemeinsame Transformationspläne vorlegen können, ist richtig und mindert den bürokratischen Aufwand bei den Unternehmen und Behörden.
- › Der VKU begrüßt die Möglichkeit, dass Verteilernetzbetreiber ihre Verteilernetzentwicklungspläne nach zwei Jahren aktualisieren können.
- › Nachvollziehbar ist, dass es für die Pflicht zur Erstellung der Netzentwicklungspläne keine de-minimis-Regel gibt. Mit der Gestaltung der Netztransformation müssen und werden sich alle Gasverteilernetzbetreiber beschäftigen, sobald ein Rückgang der Gasnachfrage absehbar ist oder die Umstellung auf H<sub>2</sub> erfolgen soll.
- › Sinnvoll wäre es, wenn die Ausweisung eines Biomethan-Netzgebiets<sup>1</sup> ein weiterer Auslöser für die Erstellung eines VNEPs wäre.
- › Die Übergangsfrist für den Anschluss von Biogasanlagen ist erforderlich und daher zu begrüßen. Doch auch mittelfristig sind von der allgemeinen Netzanschlusspflicht abweichende Sonderregelungen notwendig. Daher begrüßt der VKU die

---

<sup>1</sup> Ein Biomethan-Netzgebiet bezeichnet einen spezifischen Bereich innerhalb des allgemeinen Erdgasnetzes, in dem Biomethan (aufbereitetes Biogas) in das Leitungsnetz eingespeist, transportiert und verteilt wird.

Ankündigung des BMW-E, Nachfolgeregelungen zu erarbeiten und bringt sich aktiv in den Prozess ein.

- › Es ist zu begrüßen, dass der Gesetzentwurf im Bereich des Wasserstoffs sowohl die Rolle der Transport- als auch der Verteilernetzbetreiber ausprägt. Gleichzeitig weist der VKU darauf hin, dass die aktuell am Wasserstoffkernnetz beteiligten Netzbetreiber nicht automatisch als Wasserstofftransportnetzbetreiber einzustufen sind. Ansonsten würde nicht der Umstand berücksichtigt, dass es Teilnehmer am Wasserstoffkernnetz gibt, die hier nur kurze Leitungsabschnitte betreiben, die den Charakter eines Verteilernetzes und nicht eines Transportnetzes aufweisen. Eine andere (pauschale) Qualifizierung wäre in diesen Fällen nicht richtlinienkonform und würde aufgrund der umfangreichen Entflechtungsvorgaben für Wasserstofftransportnetzbetreiber zu einem nicht mehr zu rechtfertigenden Maß an Aufwand und Bürokratie führen.
- › Sollte die Regulierungsbehörde im Einzelfall doch zu dem Ergebnis kommen, dass es sich bei einem Teil des von einem Verteilernetzbetreiber eingebrachten Kernnetzes um ein Transportnetz handelt, sollte die Möglichkeit bestehen, diesen Teil des Kernnetzes als Teil des Wasserstoffverteilernetzes zu betreiben. Die Neufassung des § 6b EnWG sieht die Schaffung eines separaten Tätigkeitsbereiches für die über das Amortisationskonto finanzierten Netzteile vor. Somit ist unabhängig von der Ausprägung als Transport- oder Verteilernetz sichergestellt, dass über das Amortisationskonto keine unzulässige Quersubventionierung anderer Tätigkeiten des Netzbetreibers erfolgt. Den EU-rechtlichen Vorgaben wäre damit genüge getan.
- › Der VKU begrüßt, dass die Bundesregierung ab August 2026 eine Regulierung für Wasserstoffspeicher einführen will. Es ist wichtig, frühzeitig Rechtssicherheit für Speicherbetreiber zu schaffen, damit Investitionen geplant und umgesetzt werden können. Ein klarer und verlässlicher Regulierungsrahmen ist – neben wirtschaftlicher Tragfähigkeit – eine zentrale Voraussetzung für den erfolgreichen Aufbau von Wasserstoffspeichern. Nur so kann der notwendige Hochlauf der Speicherinfrastruktur gelingen.

## Stellungnahme

### Zu Artikel 1, Nummer 4 (zu § 1b Abs. 3 EnWG-E)

#### **Regelungsvorschlag:**

*Bei der Verwendung von Wasserstoff soll eine Ausrichtung insbesondere auf Kunden in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren mit hohem Potenzial zur Verringerung von Treibhausgasemissionen, in denen keine energie- und kosteneffizienteren Optionen zur Verfügung stehen, erfolgen.*

#### **Anmerkung:**

In seiner jetzigen Gestalt ist der Hinweis auf energie- und kosteneffizientere Optionen zu unbestimmt. Es bleibt unklar, wie genau sowie nach welchen Vergleichsmaßstäben Energie- und Kosteneffizienz definiert wird. Da laut Regelungsvorschlag hiervon auch die prioritäre Verwendung von Wasserstoff abhängt, sollte konkretisiert werden, was unter energie- und kosteneffizienteren Optionen zu verstehen ist.

### Zu Artikel 1, Nummer 4 (zu § 1b Abs. 4 EnWG-E)

#### **Regelungsvorschlag:**

*Die Transparenz am Gas- und am Wasserstoffmarkt soll erhöht werden.*

#### **Anmerkung:**

Das Ziel der Erhöhung von Transparenz unterstützt der VKU. Hinzuweisen ist jedoch darauf, dass es im Ergebnis nicht als Rechtfertigung dienen sollte, den Energieversorgungsunternehmen weitere nicht erforderliche bürokratische Pflichten aufzubürden. Bereits nach aktueller Rechtslage sind Energieversorger mit sehr umfangreichen Berichtspflichten belastet. Es wäre zwingend erforderlich, entsprechende Pflichten im Sinne einer Entbürokratisierung nur auf die zwingend erforderlichen Verpflichtungen zu beschränken.

Weiterhin ist zu beachten, dass die Transparenz technischer Netzdaten potenziellen Angreifern einen präzisen Bauplan für Sabotageakte liefert. Eine kluge Balance zwischen notwendiger Transparenz und schützenswerter Geheimhaltung stärkt die Resilienz der kritischen Infrastruktur.

### Zu Artikel 1, Nummer 4 (zu § 1b Abs. 5 EnWG-E)

#### **Regelungsvorschlag:**

*Als Beitrag zur Verwirklichung des Binnenmarktes für Gas und Wasserstoff sollen der grenzüberschreitende Handel mit Gas und Wasserstoff sowie die Entstehung und das Funktionieren eines liquiden Marktes mit Gas und Wasserstoff gestärkt werden.*

#### **Anmerkung:**

Der grenzüberschreitende Handel mit Gas und Wasserstoff bietet Deutschland zweifelsohne große Vorteile: Versorgungssicherheit, Kostenreduktion, Klimaschutz und die Stärkung seiner Rolle als Energie-Drehscheibe in Europa.

Diese Forderung darf jedoch nicht zu Lasten der heimischen Energieversorgung und -erzeugung gehen. Bereits heute ist z.B. die heimische Biogaserzeugung durch die

innereuropäische Konkurrenz bedroht. Ursächlich hierfür sind divergierende Fördermechanismen, die im Ergebnis Unternehmen bevorteilen, welche eine aktive Investitions- oder Betriebskostenförderungen erhalten, zu Lasten der heimischen Biogasproduktion, die nicht über diese Fördermöglichkeiten verfügen.

Weiterhin ist zu beachten, dass die Transparenz technischer Netzdaten potenziellen Angreifern einen präzisen Bauplan für Sabotageakte liefert. Eine kluge Balance zwischen notwendiger Transparenz und schützenswerter Geheimhaltung stärkt die Resilienz unserer kritischen Infrastruktur.

### **Zu Artikel 1, Nummer 30 (zu § 15c Abs. 2 Satz 2 EnWG-E)**

#### **Regelungsvorschlag:**

*Insbesondere ist in den Netzentwicklungsplan ein Zeitplan für die Durchführung aller Netzausbaumaßnahmen sowie eine Liste der Maßnahmen, die in den nächsten **drei fünf** Jahren durchgeführt werden müssen, aufzunehmen.*

#### **Begründung:**

Die gesetzliche Vorgabe zur Aufnahme eines Zeitplans für die Umsetzung der Maßnahmen gemäß Netzentwicklungsplan wird begrüßt. Allerdings sollte sich die Liste geplanter Maßnahmen nicht nur auf die nächsten drei, sondern mindestens fünf Jahre beziehen.

### **Zu Artikel 1, Nummer 30 (zu § 15c Abs. 2 Satz 7 EnWG-E)**

#### **Regelungsvorschlag:**

*Der Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff muss insbesondere die Fernleitungen ausweisen, die in den Betrachtungszeiträumen nach § 15b Absatz 2 auf Wasserstoff umgestellt oder die dauerhaft außer Betrieb genommen werden können.*

#### **Anmerkung:**

Es wird begrüßt, dass der Netzentwicklungsplan Ferngasleitungen ausweist, die dauerhaft umgestellt oder außer Betrieb genommen werden. Allerdings ist die Frist entsprechend § 15b Absatz 2 mit zehn bis 15 Jahren deutlich zu kurz. Für eine verlässliche Planung auf Ebene der Verteilernetzbetreiber unter Wahrung einer Kündigungsfrist für Letztverbraucher von gemäß EnWG-E zehn Jahren ist die Ankündigungsfrist im Netzentwicklungsplan durch den Fernleitungsnetzbetreiber mit zwanzig Jahren, mindestens 16 Jahren anzusetzen.

### **Zu Artikel 1, Nummer 30 (zu § 15c Abs. 2 Satz 11 EnWG-E)**

#### **Regelungsvorschlag:**

*In den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff ist die Infrastruktur aufzunehmen, die entwickelt wurde, um Umkehrflüsse in das Fernleitungsnetz zu ermöglichen sowie jeglicher Infrastrukturausbau, der für den Anschluss von Anlagen für erneuerbares Gas und für kohlenstoffarmes Gas erforderlich ist. **Dies beinhaltet Netzkopplungspunkte zu nachgelagerten Netzen.***

**Begründung:**

Es wird begrüßt, dass im Netzentwicklungsplan die Infrastruktur für Umkehrflüsse, sowie die Aufnahme von erneuerbaren Gasen aufzunehmen ist.

Hierfür bedarf es einer weitergehenden Klarstellung, dass die Netzkopplungspunkte zum Verteilernetzbetreiber inkludiert sind. Auf Ebene der Verteilernetzbetreiber befindet sich das deutlich größere zu erschließende Potential an erneuerbaren Gasen im Vergleich zur Ebene der Fernleitungsnetzbetreiber. Mit einem Ausschluss der Ebene der Verteilernetzbetreiber könnte dieses erneuerbare Gaspotential den deutschen Klimaschutzbemühungen weitestgehend nicht zur Verfügung gestellt werden. In deren Folge ist auch eine detaillierte Einbeziehung der Verteilernetzbetreiber erforderlich, damit die Netzausbaustrategien besser synchronisiert werden können.

**Zu Artikel 1, Nummer 32 (zu § 16b Abs. 2 EnWG-E)****Regelungsvorschlag:**

*Jeder Betreiber eines Gasverteilernetzes erstellt einen Verteilernetzentwicklungsplan für das von ihm betriebene Gasverteilernetz oder für Teile eines solchen Gasverteilernetzes, sobald eine dauerhafte Verringerung der Erdgasnachfrage innerhalb der nächsten **fünfzehn** ~~zehn~~ Jahre derart zu erwarten ist, dass die Verringerung die Umstellung oder dauerhafte Außerbetriebnahme des von ihm betriebenen Gasverteilernetzes oder von Teilen des Netzes erforderlich macht. **Gleiches gilt, wenn im Netzgebiet oder einem Teil davon innerhalb der nächsten fünfzehn Jahre die Versorgung der Letztverbraucher ausschließlich mit Biogas (Biomethan-Netzgebiet) sichergestellt werden soll.***

**Begründung:**

Die Voraussetzungen, unter denen ein Gasverteilernetzbetreiber zur Erstellung eines Verteilernetzentwicklungsplans verpflichtet ist, sollten nachgeschärft werden. Der vorgesehene Planungshorizont von zehn Jahren dürfte angesichts der Informationsfrist von ebenfalls 10 Jahren für Netzanschlusstrennungen zu kurz sein. Es wird daher empfohlen unter Berücksichtigung der Erstellungs- und Genehmigungszeiten des Verteilernetzentwicklungsplans, den Betrachtungszeitraum für die Erstellung des Verteilernetzentwicklungsplans auf 15 Jahre zu erhöhen.

Im Fall, dass der VKU-Vorschlag aufgegriffen wird, die Informationsfrist für eine Netzanschlusstrennung gemäß § 17 I Abs. 1 Nr. 1 auf fünf Jahre zu verkürzen, wäre ein Betrachtungszeitraum von zehn Jahren (wie im EnWG-E vorgesehen), akzeptabel.

Es ist sicherzustellen, dass die Kosten der Erstellung des Verteilernetzentwicklungsplans nach § 16b Abs. 1 und 2 durch den regulatorischen Mechanismus zeitnah und abzugsfrei refinanziert werden können. Zu bedenken ist auch, dass im künftigen Regulierungsrahmen für den zeitlich unbegrenzten Netzbetrieb alle Verzerrungseffekte aufgrund von Transformation und Stilllegung entsprechend berücksichtigt werden müssen, damit eine faire, transparente und vergleichbare Ermittlung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde erfolgen kann.

Der VKU spricht sich zudem dafür aus, die Pflicht zur Erstellung eines Verteilernetzentwicklungsplans auch für den Fall vorzusehen, dass im Netzgebiet oder Teilen davon die Gasversorgung von Letztverbrauchern ausschließlich mit Biogas erfolgen soll. Mit der Ausweisung eines solchen Biomethan-Netzgebietes erhalten potenzielle Anlagenbetreiber die Information, wo der Netzanschluss von Biogasanlagen aus Sicht des Gasnetzbetreibers besonders sinnvoll wäre. In Verbindung mit (noch vom Gesetzgeber zu formulierenden) Privilegien, die ein Netzanschluss von Biogasanlagen im Biomethan-Netzgebiet mit sich brächte, würde die für Anlagenbetreiber notwendige Planungssicherheit erhöht.

Mögliche Prüfkriterien für die Ausweisung eines Biomethan-Netzgebietes können die Dimensionen „bestehendes Biomethanpotenzial“, „perspektivisches Biomethanpotenzial“, „Infrastruktur und Netzintegration“, „Nachfrage/Bedarf“ sowie „Wirtschaftlichkeit, Kostenstruktur und Gesamtsystemeffizienz“ aufgreifen.

Sollten an die Ausweisung bestimmte Privilegien für die Biomethananlagenbetreiber geknüpft werden, die Kosten bei den Gasnetzbetreibern verursachen, muss in jedem Falle gewährleistet sein, dass diese Kosten vollständig regulatorisch anerkannt und zeitnah refinanziert werden können.

Es ist zu prüfen:

- ob die Ausweisung als Biomethan-Netzgebiet im VNEP ggf. weitere Privilegierungen für den Anschluss der Biomethananlage nach sich ziehen könnte und wenn ja, welche dies sein könnten.
- welche besonderen Verpflichtungen für die Anlagenbetreiber (, die zukünftig als wichtiger Teil der Versorgungsinfrastruktur agieren müssen,) in den ausgewiesenen Gebieten gelten müssen.

Neben der Möglichkeit der Ausweisung eines Biomethan-Netzgebietes im VNEP muss es weiterhin die Möglichkeit geben, Biomethan auch weiter in bestehende Gasnetze abseits definierter Biomethan-Netzgebiete (ohne Privilegien oder Verpflichtungen für Anlagenbetreiber) einzuspeisen.

Bilaterale Verständigungen zwischen Netzbetreiber und Biomethan-Anlagenbetreiber über abweichende Informations- bzw. Kündigungsfristen (z.B. 20 Jahre und länger) können geschlossen werden können.

## **Zu Artikel 1, Nummer 32 (zu § 16b Abs. 4 EnWG-E)**

### **Regelungsvorschlag:**

*Betreiber von Wasserstoffverteilernetzen und von Gasverteilernetzen, die in benachbarten Netzgebieten 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.*

**Begründung:**

Art. 56 und 57 der Europäischen Gasbinnenmarkttrichtlinie gestehen den Mitgliedsstaaten die Möglichkeit zur Einführung einer regionalen Verteilernetzentwicklungsplanung zu. Die regionale Verteilernetzentwicklungsplanung ist generell geeignet, prozessuale Synergieeffekte zu nutzen und systemische Querbezüge zu berücksichtigen. Auch für die Prüfbehörden, die Fernleitungsnetzbetreiber sowie die Endkunden ist eine regionale Bündelung der Einzelplanungen von Vorteil. Sie vereinfacht das Genehmigungsverfahren und schafft ein kohärentes Zielbild. Die mit § 16b Abs. 4 EnWG-E vorgeschlagene gemeinsame Planung benachbarter Netzgebiete wird hier daher als nationale Umsetzung der regionalen Verteilernetzentwicklungsplanung verstanden. Sollte die gemeinsame Planung benachbarter Netzgebiete nicht als nationale Umsetzung der regionalen Verteilernetzentwicklungsplanung zu verstehen sein, hält der VKU eine Änderung von § 16b Abs. 4 EnWG-E für erforderlich, bei der „gemeinsame Netzgebiete“ durch „demselben regionalen Gebiet“ ersetzt wird.

Um die Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern zu regeln, schlägt der VKU den Verweis auf die im Gasbereich bereits bewährte Kooperationsvereinbarung vor.

**Zu Artikel 1, Nummer 32 (zu § 16c Abs. 1 Nr. 4 EnWG-E)****Regelungsvorschlag:**

*Vor der Vorlage eines Verteilernetzentwicklungsplans nach Absatz 5 geben die nach § 16b verpflichteten Netzbetreiber der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer sowie betroffener Netzbetreiber, Kommunen und Letztverbraucher, binnen einer **angemessenen** Frist **von 4 Wochen** Gelegenheit zur Äußerung.*

**Begründung:**

Es ist unklar, was eine „angemessene Frist“ für die Konsultation ist. Der VKU empfiehlt eine klarere Fristsetzung und schlägt eine Dauer von vier Wochen vor.

**Zu Artikel 1, Nummer 32 (zu § 16d Abs. 1 Nr. 5 EnWG-E)****Regelungsvorschlag:**

*[...] im Einklang stehen mit dem integrierten Netzentwicklungsplan und dem Szenariorahmen nach den §§ 15a bis 15d, [...]*

**Anmerkung:**

Hierzu verweisen wir auf unsere Anmerkungen zu §15c.

Weiterhin muss sichergestellt sein, dass keine Widersprüche zwischen den zu berücksichtigenden Anhaltspunkten z.B. zwischen kommunaler Wärmeplanung und Netzentwicklungsplan etc. bestehen. Dem Verteilernetzbetreiber muss daher im begrenzten Rahmen gestattet sein, für Konfliktpunkte eigene Erkenntnisse einzubringen und selbstständig strategische Entscheidungen zu treffen.

Weiterhin sollte der Letztverbraucher als zentrales Element zur Ermittlung des Netzbedarfs stärker im Fokus stehen. Dem Netzbetreiber muss gestattet sein, seine

Beobachtungen aus dem Anschlussverhalten der Netzkunden („Bottom-Up“-Ansatz) in die Verteilernetzentwicklungspläne einzubringen

### **Zu Artikel 1, Nummer 32 (zu § 16d Abs. 1 Nr. 6 EnWG-E)**

#### **Regelungsvorschlag:**

*[...] ~~im Einklang stehen mit dem~~ den unionsweiten Netzentwicklungsplan für Erdgas nach Artikel 32 der Verordnung (EU) 2024/1789 Fassung und mit dem ~~den~~ unionsweiten Netzentwicklungsplan für Wasserstoff nach Artikel 60 der Verordnung (EU) 2024/1789 berücksichtigen, [...]*

#### **Begründung:**

Die Planungen auf EU-Ebene sollten auf die Pläne der Verteilernetzbetreiber und der Fernleitungsnetzbetreiber dieselben Auswirkungen haben.

### **Zu Artikel 1, Nummer 32 (zu § 16d Abs. 2 Nr. 4 EnWG-E)**

#### **Regelungsvorschlag:**

*[...] ~~die Frage bewerten, wie der Grundsatz Energieeffizienz an erster Stelle nach Artikel 2 Nummer 18 der Verordnung (EU) 2018/1999 im Einklang mit Artikel 27 der Richtlinie (EU) 2023/1791 in der Fassung vom 13. Juni 2024 eingehalten wird, wenn der Ausbau des Wasserstoffverteilersnetzes in Sektoren, in denen energieeffizientere Alternativen zur Verfügung stehen, in Betracht gezogen wird, [...]~~*

#### **Begründung:**

Diese Regelung geht über die Vorgaben der Gasrichtlinie hinaus. Sie würde für Netzbetreiber erheblichen Aufwand bedeuten, bei fraglichem Mehrwert. Aspekte der Energieeffizienz fließen zudem bereits in die kommunalen Wärmeplanung ein. Deswegen schlagen wir die ersatzlose Streichung vor.

### **Zu Artikel 1, Nummer 32 (zu § 16d Abs. 3 Nr. 2 neu EnWG-E)**

#### **Regelungsvorschlag:**

*Nach Nummer 1 wird folgende Nummer 2 eingefügt:*

*im Fall einer dauerhaften Außerbetriebnahme des Gasverteilersnetzes, von Teilen des Netzes oder Leitungen planerische und wirtschaftliche Erwägungen enthalten,*

#### **Begründung:**

Der Textvorschlag erweitert die Anforderungen für die Verteilernetzentwicklungspläne von ausschließlich technischen Parametern zusätzlich auf planerische und wirtschaftliche Erwägungen. Die Berücksichtigung von wirtschaftlichen Erwägungen durch den Gasverteilersnetzbetreiber ist für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich.

Eine ausschließlich technische Begründung der Außerbetriebnahme durch dauerhafte Verringerung der Erdgasnachfrage tritt unter Umständen erst sehr spät ein (z.B. zu geringer Gasdurchfluss) um in den Verteilernetzentwicklungsplänen Wirkung zu entfalten.

Planerische Erwägung berücksichtigen beispielsweise den Zeitbedarf, der für den Umbau des Gasnetzes erforderlich ist, um die Klimaneutralität bis 2045 sicherzustellen.

## Zu Artikel 1, Nummer 32 (zu § 16d Abs. 3 Nr. 4 EnWG-E)

### Regelungsvorschlag:

~~angemessene Angaben 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 hinreichende alternative Versorgungsmöglichkeiten existieren.~~

### Begründung:

Die Gasbinnenmarktrichtlinie enthält keine entsprechende Verpflichtung des Gasverteilernetzbetreibers.

Unabhängig davon dürfte eine solche Vorgabe auch nicht sinnvoll sein, da die Prüfung alternativer Versorgungsmöglichkeiten und Fördermöglichkeiten nicht in den Verantwortungsbereich des Netzbetreibers fällt, sondern den zuständigen Behörden im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung obliegt.

Der Netzbetreiber verfügt zudem nicht über die Informationen, um die unterschiedlichen Anschlussnutzer ihrem jeweiligen Bedarf entsprechend zu informieren. Darüber hinaus würde die Information einen kostenintensiven Verwaltungsaufwand beim Netzbetreiber darstellen.

Um Unsicherheiten und individuelle Auseinandersetzungen zu vermeiden, die zu einer Verzögerung führen und damit dem Gemeininteresse an der Transformation entgegenstehen, sollte die Zulässigkeit der Anschlusstrennung nicht von weiteren Inhaltsvorgaben abhängig gemacht werden. Der Netznutzer hat nach Erhalt der Information Anlass und Möglichkeiten, sich über Alternativen und Fördermöglichkeiten zu informieren. Hierzu steht ihm beispielsweise die kommunale Wärmeplanung zur Verfügung. Es ist nicht die Aufgabe des Gasverteilernetzbetreibers, die für die Verbraucher erforderliche Transparenz bezüglich der alternativen Versorgungsmöglichkeiten vor Ort zu schaffen. Sinnvoller ist es, hierfür die Expertise „übergeordneter Stellen“ zu nutzen. Die oben genannte Vorgabe sollte daher gestrichen werden.

## Zu Artikel 1, Nummer 32 (zu § 16d Abs. 4 EnWG-E)

### Regelungsvorschlag:

*Um die Transparenz von integrierten Verteilernetzentwicklungsplänen nach § 16b Absatz 3 sicherzustellen, ist im Rahmen der Erstellung für die jeweiligen Energieträger eine gesonderte Modellierung durchzuführen. Die Verteilernetzentwicklungspläne müssen jeweils gesonderte Kapitel mit Karten des Gasverteilernetzes und des Wasserstoffverteilernetzes enthalten.*

### Anmerkung:

Im Rahmen der Erstellung integrierter Verteilernetzentwicklungspläne soll für die jeweiligen Energieträger eine „gesonderte Modellierung“ durchgeführt werden. Aus Sicht des VKU bleibt jedoch unklar, wie genau eine solche Modellierung definiert und an welche qualitativen Kriterien sie geknüpft wird. Eine Konkretisierung dieser Vorgaben wäre daher sinnvoll.

## **Zu Artikel 1, Nummer 32 (zu § 16e Abs. 1 und 2 EnWG-E)**

### **Regelungsvorschlag:**

*(1) Die für die Prüfung und Bestätigung von Verteilernetzentwicklungsplänen zuständige Behörde ist*

- 1. die Bundesnetzagentur, sofern in dem Netzgebiet oder den Netzgebieten, auf das oder die sich der jeweilige Verteilernetzentwicklungsplan bezieht, im Zeitpunkt der Vorlage nach § 16 c Absatz 5 kumuliert insgesamt mehr als 200.000 Gas- und Wasserstoffkunden unmittelbar angeschlossen sind,*
- 2. in allen übrigen Fällen die nach Landesrecht zuständige Behörde.*

### **Begründung:**

Wir möchten auf die Gefahr einer ungleichen Herangehensweise von Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden bei der Prüfung/Bestätigung der Netzentwicklungspläne hinweisen. Gerade vor dem Hintergrund, dass § 16e Abs. 5 EnWG-E die Regulierungsbehörden ermächtigt, durch Festlegung nähere Bestimmungen zum Inhalt und zum Verfahren eines nach § 16b zu erstellenden Entwicklungsplans sowie zur Ausgestaltung des nach § 16c Absatz 4 durchzuführenden Verfahrens zur Beteiligung der Öffentlichkeit zu treffen, sollte sichergestellt werden, dass diese nicht grundlegend voneinander abweichen. Gerade für Netzbetreiber, die Verteilernetze in verschiedenen Netzgebieten betreiben, sollte dadurch eine grundsätzlich gleiche Herangehensweise der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde gewährleistet sein.

## **Zu Artikel 1, Nummer 32 (zu § 16e Abs. 2 EnWG-E u. Begründung (S. 247))**

### **Regelungsvorschlag:**

*Die nach Absatz 1 zuständige Behörde bestätigt den Verteilernetzentwicklungsplan **spätestens innerhalb von sechs Monaten**, sofern er den Anforderungen nach den §§ 16c und 16d entspricht. **Erfolgt innerhalb dieser Frist keine Bestätigung oder Ablehnung, gilt der Verteilernetzentwicklungsplan als bestätigt.** Die Bestätigung ist nicht selbstständig durch Dritte anfechtbar.*

### **Begründung:**

Im Sinne der Planungssicherheit sollten anforderungsgerechte Verteilernetzentwicklungspläne spätestens innerhalb von sechs Monaten genehmigt werden oder andernfalls als genehmigt gelten. Dies dient der Rechtsklarheit, zumal an die Bestätigung des Netzentwicklungsplans fristgebundene Rechte und Pflichten des Netzbetreibers geknüpft werden.

## **Zu Artikel 1, Nummer 32 (zu § 16e Abs. 3 EnWG-E)**

### **Regelungsvorschlag:**

*Die nach Absatz 1 zuständige Behörde kann Änderungen der Verteilernetzentwicklungspläne verlangen. Die nach § 16b für die Planerstellung zuständigen Netzbetreiber sind verpflichtet, die Verteilernetzentwicklungspläne unverzüglich entsprechend dem Änderungsverlangen nach Satz 1 anzupassen, der Öffentlichkeit entsprechend § 16c Absatz 4*

*Gelegenheit zur Äußerung zu geben und die unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung angepassten Pläne der Behörde erneut zur Prüfung vorzulegen. Die nach Absatz 1 zuständige Behörde bestätigt den nach einem Änderungsverlangen angepassten Verteilernetzentwicklungsplan spätestens innerhalb von drei Monaten, sofern er den Anforderungen nach den §§ 16c und 16d entspricht. Erfolgt innerhalb dieser Frist keine Bestätigung oder Ablehnung, gilt der Verteilernetzentwicklungsplan als bestätigt. § 16c Absatz 4 ist im Übrigen entsprechend anzuwenden.*

**Begründung:**

Im Sinne der Planungssicherheit sollten Verteilernetzentwicklungspläne nach einem erfüllten Änderungsverlangen spätestens innerhalb von drei Monaten genehmigt werden oder andernfalls aber als genehmigt gelten. Dies dient der Rechtsklarheit, zumal an die Bestätigung des Netzentwicklungsplans fristgebundene Rechte und Pflichten des Netzbetreibers geknüpft werden.

**Zu Artikel 1, Nummer 33 (zu § 17 Abs. 1a EnWG-E)**

**Regelungsvorschlag:**

*Netzbetreiber haben Biomethanerzeugungsanlagen auf Antrag eines Anschlussnehmers vorrangig an die Gasversorgungsnetze anzuschließen.*

**Anmerkung:**

Wir befürworten diese grundsätzliche Regelung und halten sie für wesentlich, um die REPower-EU-Ziele für Biomethan zu erfüllen.

Es ist richtig und wichtig, dass sich das Bundeswirtschaftsministerium mit der Ausgestaltung von Nachfolgeregelungen für die Privilegierung für Biomethananlagen beschäftigt. Gerade bei regionalen Bedarfen (absehbar keine Versorgung mit H<sub>2</sub>/weg vom klassischen Methan) spielen Biomethanlösungen zumindest für eine Übergangsphase eine wichtige Rolle.

Aus Sicht des VKU sollte die Kostenaufteilung zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber flexibilisiert, weiterentwickelt und unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten fairer ausgestaltet werden. Dabei sind die übergeordneten Ziele einerseits der Bau und Anschluss der Biogasanlagen und andererseits die tatsächliche Einspeisung vom Biomethan ins Gasnetzsystem zu fördern. Eine Priorisierung größerer Anlagen oder auch Förderung der Zusammenschlüsse mehrere Anlagen (Clusterung) trägt dabei zu einem gesamtwirtschaftlich effizienten Netzanschluss bei.

**Zu Artikel 1, Nummer 33 (zu § 17 Abs. 1b EnWG-E)**

**Regelungsvorschlag:**

*Die vom Netzbetreiber nach § 33 Absatz 2 Satz 1 der Gasnetzzugangsverordnung in der bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 geltenden Fassung zu tragenden Kosten für den effizienten Netzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen im Sinne des § 32 Nummer 2 in Verbindung mit Nummer 3 der Gasnetzzugangsverordnung in der bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 geltenden Fassung sowie für dessen Wartung und Betrieb werden*

*nach dem Außerkrafttreten der Gasnetzentgeltverordnung bundesweit umgelegt, sofern die Vorschusszahlung des Anschlussnehmers nach § 33 Absatz 5 Satz 1 der Gasnetzzugangsverordnung in der bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 geltenden Fassung bis zum Ablauf des 31. Dezember 2026 eingegangen ist.*

**Anmerkung:**

Die Klarstellung, dass die Biogaskosten für den Biogas-Netzanschluss weiterhin bundesweit gewälzt werden, ist zu begrüßen.

Auch nach Auslaufen der Übergangsregelungen werden für Neuanlagen entsprechende Umlagenregelungen notwendig sein.

Der VKU spricht sich daher dafür aus, dass auch die Anschlusskosten von Biomethananlagen, 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.

**Zu Artikel 1, Nummer 34 (zu § 17I Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E)**

**Regelungsvorschlag:**

*zwischen der Information nach Nummer 1 und dem Termin zur Trennung des Netzanschlusses vorbehaltlich des Absatzes 4 ein Zeitraum von mindestens ~~fünf~~ **zehn** Jahren liegt,*

**Begründung:**

Aus Sicht des VKU ist eine Informationsfrist von zehn Jahren nicht praktikabel.

Da nach Inkrafttreten des Gesetzes die Regulierungsbehörden zunächst Festlegungen zu ihren Anforderungen an die Pläne sowie zum Konsultationsverfahren treffen werden, ist selbst bei sehr optimistischen Annahmen davon auszugehen, dass Verteilernetzentwicklungspläne ab 2027 eingereicht werden. Damit wären Anschlusskündigungen und Stilllegungen von Teilnetzen erst ab 2037 möglich.

Da sowohl Stilllegung und Umstellung von Gasverteilernetzen auf den Betrieb mit Wasserstoff mehrere Jahre dauern können, wären die Klimaziele mehrerer Bundesländer sowie zahlreiche kommunale Wärmepläne de facto nicht mehr umsetzbar. Da die Verteilernetzentwicklungspläne aber die Wärmepläne berücksichtigen sollen, stellt sich die Frage, wie die Zielsetzungen solcher Wärmepläne mit den Inhalten des Entwurfes vereinbar sind. Auch das Erreichen des Klimaneutralitätsziels des Bundes für 2045 kann gefährdet sein, da insbesondere größere Gasnetze gegebenenfalls mehr Zeit zur Transformation benötigen werden.

Hinzu kommt, dass durch den beschriebenen Lock-in-Effekt umfangreiche Ersatzinvestitionen in sehr vielen Netzen notwendig sein werden. Diese können durch KANU 2.0 innerhalb von nur wenigen Jahren anstelle von Jahrzehnten abgeschrieben werden. Gleichzeitig wird die Zahl der Netznutzer abnehmen, was ohne Stilllegungen zu geringeren Anschlussdichten bei nahezu gleichbleibenden Betriebskosten führt. Signifikant steigende Netzentgelte für die verbleibenden Nutzer wären die Folge.

Daher sollte die Frist grundsätzlich fünf Jahre betragen, um der Vielfalt der Wärmewende(n) vor Ort in den Kommunen gerecht zu werden und sie effizient zu gestalten. Zumindest aber sollte die pauschale Frist durch eine flexiblere, den konkreten Umständen im Einzelfall besser Rücksicht tragende Frist ersetzt werden, über den in § 17I Abs. 4 EnWG-E geregelten Sachverhalt hinaus.

Außerdem sollte in der Gesetzesbegründung klargestellt werden, dass bei der ersten Information ein Korridor für den Termin der Trennung genannt wird, der sich mit fortschreitender Zeit (ggf. mit jeder weiteren vorgesehenen Kontaktaufnahme) verengt.

Ggf. wäre es sinnvoll, die Informationspflicht bei Einreichung der Verteilernetzentwicklungspläne zu überdenken. In dieser Phase dürfte eine im Internet veröffentlichte Information, dass der Verteilernetzentwicklungsplan zur Bestätigung eingereicht wurde, ausreichend sein.

### **Zu Artikel 1, Nummer 34 (zu § 17I Abs. 1 Nr. 4 EnWG-E)**

#### **Regelungsvorschlag:**

*zwischen der Information nach Nummer 3 und dem Termin zur Trennung des Netzanschlusses vorbehaltlich des Absatzes 4 ein Zeitraum von mindestens **drei fünf** Jahren liegt,*

#### **Begründung:**

Analog zu unserem Vorschlag zu § 17I Abs. 1 EnWG-E sehen wir hier den Bedarf der Fristverkürzung zur Information der betroffenen Letztverbraucher nach Bestätigung des Verteilernetzentwicklungsplans. Ansonsten wären die Netzbetreiber in ihrer Flexibilität sehr eingeschränkt und die Klimaneutralitätsziele einzelner Kommunen oder Länder vor 2045 kaum erreichbar.

### **Zu Artikel 1, Nummer 34 (zu § 17I Abs. 1 Nr. 5 c-d EnWG-E)**

#### **Regelungsvorschlag:**

~~*c) im Zeitpunkt der Anschlusstrennung im Netzgebiet grundsätzlich zur Verfügung stehende, alternative Versorgungsmöglichkeiten für den Netznutzer oder den Letztverbraucher und in diesem Zusammenhang auch über Möglichkeiten der Förderung,*~~

~~*d) Beratungsstellen, bei denen sich Letztverbraucher zu nachhaltigen alternativen Heizlösungen und in diesem Zusammenhang auch über finanzielle Unterstützungsmöglichkeiten bei der Umrüstung auf solche Heizungslösungen informieren können,*~~

#### **Begründung:**

Die Auskunft über Alternativen und Fördermöglichkeiten ist nicht genuiner Verantwortungsbereich eines Netzbetreibers. Sie obliegt vielmehr den zuständigen Behörden im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung und der staatlichen Stellen. Die Verpflichtung der Netzbetreiber sollte daher gestrichen werden.

## Zu Artikel 1, Nummer 34 (zu § 17I Abs. 1 Nr. 6 EnWG-E)

### Regelungsvorschlag:

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

### Begründung:

Eine regelmäßige Information über die geplante Trennung des Anschlusses ist nachvollziehbar. Auch der Netzbetreiber hat ein Interesse daran sicherzustellen, dass die Trennung auch tatsächlich erfolgen kann. Insgesamt sechs verschiedene Informationen sind jedoch nicht zielführend. Die Anzahl der Informationen sollten auf ein angemessenes Maß reduziert werden.

## Zu Artikel 1, Nummer 34 (zu § 17 I Abs. 4 EnWG-E)

### Regelungsvorschlag:

Auf Antrag eines nach § 16b verpflichteten Betreibers eines Gasverteilernetzes genehmigt die nach § 16e Absatz 1 zuständige Behörde eine von Absatz 1 Nummer 4 abweichende Frist, wenn sich der von der Trennung betroffene Anschlussnehmer zum Zeitpunkt der Trennung des Netzanschlusses an ein Wärmenetz *oder eine andere Energieinfrastruktur (Strom, Wasserstoff)* anschließen lassen kann.

### Begründung:

Diese Möglichkeit der Fristverkürzung zur Anschlusstrennung bei möglichem Wärmenetzanschluss bewertet der VKU positiv. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass diese Frist erst nach Bestätigung des VNEP und des zugehörigen Antrags auf Verkürzung greift. Das Potenzial zur Fristverkürzung ist also limitiert.

Der VKU spricht sich dafür aus, die Fristverkürzung auch bei Anschlussmöglichkeit an einer andere Energieinfrastruktur (Strom, Wasserstoff) zu ermöglichen. Damit könnte den Umständen vor Ort besser Rechnung getragen werden.

## Zu Artikel 1, Nummer 34 (zu § 17I Abs. 5 EnWG-E)

### Regelungsvorschlag:

Unbeschadet der Absätze 1 und 4 darf der Betreiber eines Gasversorgungsnetzes den Netzanschluss einer Biomethanerzeugungsanlage, die bis zum Ablauf des ... [einsetzen: Datum des Inkrafttretens nach Artikel 11] als solche in Betrieb genommen wurde, ohne Zustimmung des betroffenen Betreibers der Biomethanerzeugungsanlage erst nach Ablauf von Mindestens 20 Jahren ab Inbetriebnahme trennen.

### Anmerkung:

Diese lange Informationsfrist für Biomethananlagen, die bis zum Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen wurden (das heißt Bestandsanlagen und solche, die sich bereits im Bau befinden) ist nachvollziehbar: sie bietet Planbarkeit für Anlagenbetreiber. Netzbetreiber haben jedoch Schwierigkeiten mit dieser starren Frist, da sie ihnen die Möglichkeit nimmt, ihre Netze hin zu Wasserstoff zu transformieren oder stillzulegen.

## **Zu Artikel 1, Nummer 34 (zu § 17I Abs. 6 EnWG-E)**

### **Regelungsvorschlag:**

*Abweichend von Absatz 1 darf ein Anschluss nicht getrennt werden, wenn zwei Jahre vor dem Termin zur Trennung des Anschlusses absehbar ist, dass im Zeitpunkt der Anschluss-trennung die Wärmeversorgungsart, die für das Teilgebiet, in dem sich der Netzanschluss befindet, im aktuellen Wärmeplan als besonders geeignet eingestuft wird, aller Wahr-scheinlichkeit nach für den Anschlussnehmer nicht zur Verfügung stehen wird. Im Fall des Satzes 1 hat der Betreiber des Gasverteilernetzes einen neuen Termin zur Anschluss-trennung zu bestimmen, wobei mit Blick auf den neuen Termin Satz 1 sowie Absatz 1 Nummer 5 entsprechend anzuwenden sind.*

### **Anmerkung:**

Dieses Verbot der Netzanschlusstrennung zum im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Termin führt zu operativen Folgeproblemen. Ein Aufschieben der Gasnetzanschlusstrennung nur für die konkret betroffenen Gasnetzanschlüsse dürfte in der Regel technisch kaum umsetzbar sein, wenn einzelne Teile des Netzgebietes bereits anderweitig versorgt werden. Die weitere Gasversorgung über den ursprünglich vorgesehenen Netzanschlusstrennungstermin hinaus dürfte oftmals nicht sichergestellt werden können, sie ist insbesondere von den im vorgelagerten Gasversorgungsnetz noch vorhandenen Gaskapazitäten abhängig. Da die Netzentwicklungsplanung für vor- und nachgelagerte bzw. benachbarte Gasversorgungsnetze sich gegenseitig beeinflusst, könnte sich eine verzögerte Gasnetzanschlusstrennung auf die Umsetzung des Netzentwicklungsplans auswirken, sowohl in dem betroffenen als auch in nach-/vorgelagerten und benachbarten Netzgebieten.

## **Zu Artikel 1, Nummer 54 (zu § 28o Abs. 2 Nr. 3 EnWG-E)**

### **Regelungsvorschlag:**

*abweichend von Absatz 1 Satz 3 Regelungen darüber treffen, dass Entgelte, die zur Abde-ckung aller notwendigen jährlichen Kosten des Netzbetriebs erforderlich sind, während des Markthochlaufs noch nicht in voller Höhe von den Netzbetreibern vereinnahmt werden und der nicht vereinnahmte Teil erst zu einem späteren Zeitpunkt in der Entgeltbildung berücksichtigt wird,*

### **Anmerkung:**

Die Regelung zur Ermöglichung des intertemporalen Kostenausgleichs begrüßen wir. Sie reicht aber nicht aus. Sämtliche Risiken aus der Verschiebung von Kosten in die Zukunft trägt der einzelne Verteilernetzbetreiber. Eine ganzheitliche (wirtschaftliche) Lösung, die einen Anreiz für die Errichtung von H<sub>2</sub>-Verteilernetzen auslöst, fehlt.

Das Bundesministerium sieht anscheinend keine Notwendigkeit, die Vorgaben für einen intertemporalen Kostenallokationsmechanismus für Wasserstoffverteilernetze unmittel-bar im Gesetz zu regeln. Vielmehr enthält § 28o Abs. 2 lediglich eine Festlegungsermäch-tigung, die der BNetzA die Entscheidung überlässt, ob sie eine Regelung für einen inter-temporalen Kostenallokationsmechanismus einführt.

Der VKU weist darauf hin, dass Wasserstoffnetze zukünftig nicht nur für den Transport von Wasserstoff erforderlich sein werden, sondern auch für die Wasserstoffverteilung. Wesentliche Mitgliedsunternehmen des VKU haben bereits Investitionsprojekte für H<sub>2</sub>-Verteilernetze vorbereitet (Bsp.: [H2Direkt](#)). 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 bisher vorhandenen Vorgaben für die Wasserstoffnetzregulierung nach EnWG und WasserstoffNEV nicht aus. Ohne eines in der EU-Gas-/Wasserstoffbinnenmarktverordnung vorgesehenen eines intertemporalen Kostenallokationsmechanismus oder die Ermöglichung von Finanztransfers droht die Einstellung der vorbereiteten Investitionsprojekte und damit eine deutliche Verzögerung der Energiewende. Der VKU fordert deshalb die Regelung eines gemäß EU-Gas-/Wasserstoffbinnenmarktverordnung zulässigen Finanzierungsinstruments auf der Basis des Wortlauts der Verordnung.

## **Zu Artikel 1, Nummer 54 (zu § 28o Abs. 2 Nr. 4 und Satz 3 neu EnWG-E)**

### **Regelungsvorschlag:**

*4. in Abweichung von Art. 5 Abs. 2 und unter Beachtung des Art. 5 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2024/1789 Regelungen über Finanztransfers zwischen den nach Art. 5 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2024/1789 grundsätzlich getrennten Dienstleistungen eines Netzbetreibers, der sowohl Erdgas- als auch Wasserstoffnetze betreibt, treffen, soweit diese die Finanzierung von Investitionen in Aufbau, Erweiterung oder Transformation von Wasserstoffnetzen im Rahmen des bestehenden Erdgasregulierungsregimes ermöglichen,*

### *Satz 3 neu:*

*Die Bundesnetzagentur ist verpflichtet zu prüfen, ob die Voraussetzungen für eine Feststellung nach Satz 1 Nr. 4 vorliegen und wenn die Prüfung positiv ausfällt, eine entsprechende Feststellung zu treffen.*

### **Begründung:**

Die Genehmigung eines Finanztransfers kommt unter den in Art. 5 Abs. 4 und 5 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 genannten Voraussetzungen durch Genehmigung eines gesonderten Entgelts für Erdgasnetzkunden in Betracht. Voraussetzung ist die Feststellung der Regulierungsbehörde, dass die Finanzierung betreffender Netze über Netzentgelte, die nur von den jeweiligen Netznutzern gezahlt werden, nicht tragfähig ist. Die Ergänzung stellt eine Gestattung der benannten Finanztransfers im Sinne des Art. 5 Abs. 4 Satz 1 der Verordnung (EU) 2024/1789 dar. Weitere Voraussetzung für die Zulässigkeit solcher Finanztransfers ist laut Ordnungsregelung die Feststellung der Regulierungsbehörde, für die es einer Festlegungsermächtigung bedarf. Dabei soll es nicht in das Ermessen der Bundesnetzagentur gestellt werden, ob diese ein entsprechendes Verfahren einleitet. Vielmehr ist die Bundesnetzagentur aufgrund der Entscheidung des Gesetzgebers

verpflichtet, ein solches Verfahren durchzuführen. Dies entspricht den Vorgaben der Gasbinnenmarktverordnung, wonach der Mitgliedstaat über das „Ob“ der Ausnahme vom Verbot der Querfinanzierung entscheidet.

Die bisherigen Nummern 4 bis 6 des Referentenentwurfs sollten entsprechend die Bezeichnung Nummern 5 bis 7 erhalten.

### **Zu Artikel 1, Nummer 64 (zu § 35 Abs. 1 Nr. 10 EnWG-E)**

#### **Regelungsvorschlag:**

*Preise für Haushaltskunden, einschließlich von Vorauszahlungssystemen, das Marktangebot von Verträgen nach § 41a sowie die Preisvolatilität bei Verträgen nach § 41a, Lieferanten- und Produktwechsel, die Transparenz von Angeboten, Unterbrechung der Versorgung sowie Anzahl der vereinbarten Abwendungsvereinbarungen und der erfolgreich durchgeführten Abwendungsvereinbarungen nach § 41g Absatz 1, die Beziehungen zwischen Haushalts- und Großhandelspreisen, ~~Preisspitzen und ihre Auswirkungen auf Großhandels- und Verbraucherpreise~~, Beschwerden von Haushaltskunden, die Wirksamkeit und die Durchsetzung von Maßnahmen zum Verbraucherschutz im Bereich Elektrizität, Gas und Wasserstoff, Wartungsdienste am Hausanschluss oder an Messeinrichtungen sowie die Dienstleistungsqualität der Netze*

#### **Begründung:**

Die EU-Richtlinie 2024/1788 verfügt in Art. 78q, dass die Regulierungsbehörde u.a. Preisspitzen zu beobachten hat. Im Rahmen der Auslegung und Implementierungsspielräume sollte darauf hingewirkt werden, dass dies nicht zu einem dauerhaften Monitoring von vermeintlichen Preisspitzen im Gas- und Strommarkt führt.

Es besteht Unklarheit darüber, wie Preisspitzen zu definieren sind, zumal die Preisniveaus einem konstanten Wandel unterliegen. Insbesondere im volatilen Strommarkt mit fluktuierenden Preisniveaus erzeugt diese Regelung einen erheblichen Mehraufwand, der erstens nur bedingt Aussagefähigkeit hat und zweitens im Falle von vermeintlich marktschädigenden Verhalten bereits durch REMIT abgedeckt ist. Zweifel an der Preisbildung und den Großhandelspreisen sollten damit vermieden werden, da diese wiederum negative Auswirkungen auf die Funktionsweise des Großhandelsmarktes haben könnte.

### **Zu Artikel 1, Nummer 71 (zu § 42d Abs. 1 EnWG-E)**

#### **Regelungsvorschlag:**

*(1) Jeder Lieferant von Gas- und Wasserstoff kann ~~ist verpflichtet~~, in oder als Anlage zu seiner Rechnung an einen Letztverbraucher die Anteile erneuerbarer, kohlenstoffarmer und sonstiger Energieträger an der gesamten von diesem Lieferanten im abgerechneten Lieferzeitraum an diesen Letztverbraucher gelieferten Menge Gas oder Wasserstoff (produktspezifischer Energieträgermix) anzugeben. Jeder Gas- und Wasserstofflieferant kann ~~ist~~ darüber hinaus ~~verpflichtet~~, die Anteile erneuerbarer, kohlenstoffarmer und sonstiger Energieträger an seinem gesamten im vergangenen Kalenderjahr an Letztverbraucher*

*gelieferten Menge Gas- oder Wasserstoff (Lieferantenbezogener Energieträgermix) anzugeben, aufgeschlüsselt nach [...]*

**Begründung:**

Die geplanten Regeln zur Gas- und Wasserstoffkennzeichnung im § 42d EnWG-E gehen über die europäischen Vorgaben hinaus. In Deutschland sollte sich die Umsetzung allein an den europäischen Anforderungen orientieren und keine zusätzlichen Pflichten für Lieferanten schaffen. Die EU verlangt nur eine Kennzeichnung auf Produktebene mit Angabe des Anteils erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase sowie der Umweltauswirkungen. Die nationalen Vorgaben gehen weiter und fordern zusätzliche Angaben wie einen lieferantenbezogenen Energieträgermix und weitere Nachweise, die unnötige Bürokratie verursachen. Diese Zusatzanforderungen bringen für Verbraucher kaum Mehrwert und erhöhen lediglich den Aufwand für Unternehmen. Deshalb sollte sich die Kennzeichnung auf Produktebene und die Angabe der CO<sub>2</sub>-Emissionen beschränken.

**Zu Artikel 1, Nummer 71 (zu § 42d Abs. 1 Satz 3 EnWG-E)**

**Regelungsvorschlag:**

*Für Erdgas und Wasserstoff, die über eine Gasbörse bezogen oder von einem Gas- oder Wasserstofflieferanten mit Sitz außerhalb der Europäischen Union eingeführt werden, können zur Erfüllung der Verpflichtungen nach den Sätzen 1 und 2 die von der Gasbörse oder von dem Gas- oder Wasserstofflieferanten für das vergangene Kalenderjahr vorgelegten Gesamtzahlen zugrunde gelegt werden*

**Anmerkung:**

Auch wenn diese Regelung nach der EU-Richtlinie 2024/1788 national zu implementieren ist, so besteht Klärungsbedarf hinsichtlich der hier beabsichtigten Gesamtzahlen, die durch die Börsen sowie Gas- und Wasserstofflieferanten zur Verfügung zu stellen sind. Eigenschaften und Moleküle sollten grundsätzlich getrennt voneinander gehandelt werden, um einen liquiden, standardisierten und möglichst einfachen Handel zu ermöglichen. Daher sind Börsen an dieser Stelle die falschen Adressaten zur Kennzeichnung von Produkten und können diese Kennzeichnungspflicht weder übernehmen noch Daten dazu bereitstellen. Eine Klarstellung der in diesem Regelungsvorschlag beabsichtigten Daten ist dringlich notwendig. Zusätzlich wird auf die Absicht verwiesen, ein Herkunftsnachweis-System zur Kennzeichnung einzuführen und zu nutzen. Darüberhinausgehende Regelungen zur Kennzeichnung sind demnach nicht notwendig, wenn lediglich für emissionsfreie und emissionsarme Gase Herkunftsnachweise ausgestellt werden, die bilanziell verwertet werden können. Jegliche Berechnungen zu vermeintlich notwendigen Residualmischen sollten bspw. durch das Umweltbundesamt auf Grundlage der bereits bestehenden zugänglichen Daten durchgeführt werden.

In §42d entworfenen Regelungen übersteigen die durch die EU-Richtlinie notwendigen Anforderungen und verkomplizieren die Kennzeichnung, die keinen zusätzlichen Mehrwert stiftet. Eine Überprüfung der EU-Richtlinie auf Inkonsistenzen und Widersprüche sowie die Beachtung dieser bei der nationalen Implementierung wird angeregt.

## Zu Artikel 1, Nummer 71 (zu § 42d Abs. 2 EnWG-E)

### Regelungsvorschlag:

Jeder Lieferant von Gas- oder Wasserstoff ~~hat~~ kann den produktspezifischen und den lieferantenbezogenen Energieträgermix jeweils unter Aufteilung in die folgenden Kategorien anzugeben:

### Begründung:

Auch die in Absatz 2 verzeichneten Angaben gehen über die Vorgaben der Gasbinnenmarktrichtlinie hinaus. Für die Endkunden bieten sie nur geringfügigen Mehrwert. Die Ausweisung des produkt- und lieferantenspezifischen Energieträgermixes sollte daher nicht verpflichtend, sondern freiwillig erfolgen.

## Zu Artikel 1, Nummer 71 (zu § 42d Abs. 3 EnWG-E)

### Regelungsvorschlag:

Jeder Lieferant von Gas- oder Wasserstoff ~~ist verpflichtet~~ kann, in oder als Anlage zu seiner Rechnung an einen Letztverbraucher zusätzlich Informationen über Kohlendioxidemissionen anzugeben, die auf den produktspezifischen Energieträgermix zurückzuführen sind. - Jeder Lieferant von Gas oder Wasserstoff ~~ist~~ kann darüber hinaus verpflichtet, die Informationen nach Satz 1 bezogen auf den lieferantenbezogenen Energieträgermix anzugeben.

### Begründung:

Diese Verpflichtung geht über die Vorgaben der Gasbinnenmarktrichtlinie hinaus, und sie bietet nur geringfügigen Mehrwert. Die Ausweisung des produkt- und lieferantenspezifischen Energieträgermixes sollte daher nicht verpflichtend, sondern freiwillig erfolgen.

## Zu Artikel 1, Nummer 76 (zu § 48b Abs. 1 EnWG-E)

### Regelungsvorschlag:

Der Eigentümer sowie der sonstige Nutzungsberechtigte eines Grundstücks muss den Verbleib von Fernleitungen sowie von Leitungen, die der Verteilung von Erdgas dienen, auf diesem Grundstück auch nach einer dauerhaften Außerbetriebnahme dieser Leitungen unentgeltlich dulden, wenn diese Außerbetriebnahme infolge der Umsetzung eines bestätigten Netzentwicklungsplans nach den §§ 15a bis 15e oder eines genehmigten Verteilernetzentwicklungsplanes nach §§ 16b bis 16e nach dem [einsetzen: Datum Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 6] erfolgt oder zuvor bereits wegen der Beendigung der Gasversorgung aus netztechnischen Gründen notwendig ist. Eine entgegenstehende vertragliche Regelung ist insoweit unwirksam. Satz 1 ist nicht anzuwenden [...]

### Begründung:

Die Beschränkung des Entstehens der unentgeltlichen Duldungspflicht für dauerhaft außer Betrieb genommene Leitungen als Folge der Umsetzung eines bestätigten Netzentwicklungsplans oder eines genehmigten Verteilernetzentwicklungsplanes nach dem Inkrafttreten des Gesetzes mag vor dem Hintergrund der umzusetzenden EU-Vorschriften nicht falsch sein. Praktisch gesehen wird hier aber eine zeitliche Lücke geschaffen, die eine

vorher notwendig werdende dauerhafte Außerbetriebnahme von Transport- und Verteilungsleitungen nicht abdeckt und der bis dahin geltenden Rechtslage unterwirft. Fraglich ist aber wie realistisch dieses Szenario ist, wenn (nur) einzelne Anschlussnehmer (sukzessive) ihre bisherige Gasversorgung auf alternative Versorgungen umstellen. Dieses Szenario ist u.E. im Kontext von § 48b Abs. 5 EnWG-E, Außerbetriebnahme von Gasnetzanschlüssen, deutlich relevanter. Da aber Abs. 5 auf Abs. 1 – 4 verweist, ist es sinnvoll in Abs. 1 allgemeiner abzufassen und nicht nur auf die Umsetzung eines bestätigten Netzentwicklungsplans oder eines genehmigten Verteilernetzentwicklungsplanes abzustellen.

### Änderungen NDAV (sofern Ergänzungsvorschlag zu § 48b Abs. 1 EnWG-E nicht umgesetzt wird)

Sollte § 48b Abs. 1 EnWG-E nicht im vorstehend vorgeschlagenen Sinne geändert werden, sind folgende Änderungen der NDAV notwendig, um hinsichtlich der Außerbetriebnahme von Gasnetzanschlüssen die zeitliche Lücke bis zur Bestätigung eines Netzentwicklungsplans oder Genehmigung eines Verteilernetzentwicklungsplanes zu schließen.

**§ 9 Abs. 1 Satz 1 NDAV wird um eine neue Nr. 3 ergänzt und lautet dann wie folgt:**

*(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 Beseitigung des Netzanschlusses, die durch die Kündigung des Netzanschlussvertrages nach einer Beendigung des Anschlussnutzungsverhältnisses veranlasst wird,*

*zu verlangen.*

#### **Begründung**

Die derzeitige Rechtslage ist unklar. Umstritten ist, ob den Netzbetreibern für eine Abtrennung und Beseitigung des Gasnetzanschlusses nach § 9 NDAV überhaupt ein gesetzlicher Kostenerstattungsanspruch zusteht, da der Wortlaut nur einen Kostenerstattungsanspruch bei Änderung des Netzanschlusses infolge einer Änderung der Gasversorgungseinrichtung des Kunden vorsieht. Durch die vorgeschlagene Ergänzung soll künftig in § 9 Abs. 1 NDAV klar geregelt sein, dass der Anschlussnehmer die Kosten für Abtrennung und Beseitigung des Netzanschlusses, die durch die Kündigung des Netzanschlussvertrages nach einer Beendigung des Anschlussnutzungsverhältnisses veranlasst wird, zu tragen hat – und zwar unabhängig davon, ob der Anschlussnehmer oder Netzbetreiber die Kündigung ausspricht und ob der Anschlussnehmer oder Netzbetreiber die Abtrennung und Beseitigung veranlasst. Damit soll vor allem der in Praxis häufig zu erwartende Fall abgedeckt werden, dass der Anschlussnehmer die Anschlussnutzung faktisch beendet, ohne zuvor

den Netzanschlussvertrag zu kündigen. In diesem Fall ist nämlich dem Netzbetreiber die weitere Vorhaltung des inaktiven Netzanschlusses wirtschaftlich gemäß § 18 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG nicht zumutbar mit der Folge, dass er den Netzanschlussvertrag gemäß § 25 Abs. 1 Satz 2 NDAV kündigen kann und den Rückbau des Netzanschlusses vornehmen kann.

#### **§ 12 Abs. 4 NDAV wird wie folgt geändert:**

*(4) Wird der Netzanschlussvertrag gemäß § 25 Absatz 1 gekündigt und die Anschlussnutzung eingestellt, so hat der Eigentümer die auf seinen Grundstücken befindlichen Einrichtungen noch 10 Jahre unentgeltlich zu dulden. Der Grundstückseigentümer kann die Beseitigung der Einrichtungen verlangen, wenn sie für ihn nicht mehr zumutbar sind. Die Kosten der Beseitigung hat der Netzbetreiber zu tragen; dies gilt nicht, soweit die Einrichtungen ausschließlich dem Anschluss des Grundstücks dienen. § 48b des Energiewirtschaftsgesetzes bleibt unberührt.*

#### **Begründung**

Die Änderung des § 12 Abs. 4 NDAV verfolgt das Ziel, die bislang nicht geregelte Kostenfolge bei einem Beseitigungsverlangen des Grundstückseigentümers innerhalb der dreijährigen nachvertraglichen Duldungspflicht explizit entsprechend § 12 Abs. 3 NDAV zu regeln. Zudem soll klargestellt werden, dass der Beginn der dreijährigen nachvertraglichen Duldungspflicht die Kündigung des Netzanschlussvertrages voraussetzt und nicht mit der eigentlichen Einstellung der Anschlussnutzung beginnt.

#### **Zu Artikel 1, Nummer 76 (zu § 48b Abs. 4 EnWG-E)**

##### **Regelungsvorschlag:**

*Der Eigentümer einer von Absatz 1 erfassten Leitung stellt den Eigentümer oder sonstigen Nutzungsberechtigten eines Grundstücks von jeglicher Haftung für durch die Leitung verursachte Sach-, Personen- und Vermögensschäden frei. Dies ist nicht bei Schäden anzuwenden, die durch vorsätzliches Handeln oder grobe Fahrlässigkeit des Eigentümers oder sonstigen Nutzungsberechtigten eines Grundstücks entstehen.*

##### **Begründung:**

Aktuell ist eine Haftung des Grundstückseigentümers nur bei vorsätzlichem Handeln vorgesehen. Diese Haftungsbeschränkung zugunsten des Grundstückseigentümers ist nicht interessensgerecht. Die Leitungen liegen auf fremdem Grund außerhalb des tatsächlichen Einflussbereichs des Leitungsinhabers. Aus diesem Grunde erscheint es nicht sachgerecht, dass der Leitungsinhaber für schuldhaftes Verhalten des Grundstückseigentümers einstehen soll. Mit der aktuell formulierten Haftungsbegrenzung trägt der Leitungsinhaber sämtliche Risiken für etwaige Schäden, die von der stillgelegten Leitung ausgehen, auch wenn er auf deren Zustand oder Gefahrenlage keinen tatsächlichen Einfluss hat.

## Zu Artikel 1, Nummer 92 (§ 118 Abs. 6 Satz 13 neu EnWG-E)

### Regelungsvorschlag:

*(6) [...] Satz 1 gilt für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die in den Entlastungsregionen nach § 13 k neu errichtet werden, auch über das Jahr 2029 hinaus.*

### Begründung:

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. 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. Bisher fehlen jedoch wirtschaftlich wirksame regulatorische Anreize, um eine gezielte Verortung von Elektrolyseuren an netzdienlichen Standorten zu fördern. Es entstehen nur marginale Auswirkungen auf den Wasserstoffpreis durch das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ (ca. 0,12€/kgH<sub>2</sub>) und durch die räumliche Differenzierung im Baukostenzuschuss (ca. 0,4 €/kgH<sub>2</sub>). Über die Reduktion von Netzentgelten für Elektrolyseure an netzdienlichen Standorten kann hingegen ein signifikanter Anreiz erfolgen (ca. 1,50€/kgH<sub>2</sub>).

