GAS UND WASSERSTOFF WIRTSCHAFT

Stellungnahme im Rahmen der Anhörung zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur

Umsetzung des EU-Gas und Wasserstoff-Binnenmarktpakets

(EnWG-Regierungsbeschluss)

Berlin, 20.05.2026

Einleitung

Das EU-Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpaket befasst sich mit der Umsetzung des Übergangs vom Erdgas zu erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen, wie Wasserstoff und Biomethan. Es soll die Potenziale der bestehenden für die Transformation von Erdgas hin zu neuen Gasen nutzbar machen. Eine zügige Umsetzung des EU-Gasbinnenmarktpakets in nationales Recht schafft Rechtssicherheit für eine strukturierte Transformation von Gasnetzen und den Aufbau eines Wasserstoffmarktes. DIE GAS- UND WASSERSTOFFWIRTSCHAFT e. V. und ihre Mitgliedsunternehmen, die sich entlang der gesamten Gas- und Wasserstoff-Wertschöpfungskette engagieren, stehen mit ihrer Erfahrung und ihrem Know-how bereit, einen substanziellen Beitrag zur Transformation hin zu einem klimaneutralen und resilienten Energiesystem zu leisten.

Der vorliegende Regierungsbeschluss zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) enthält zahlreiche Regelungen mit erheblicher Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland. Insbesondere die vorgesehenen Vorgaben zu Verteilernetzentwicklungsplänen, Netzstilllegungen, Anschlusstrennungen sowie zur Regulierung von Wasserstoffnetzen werden erhebliche Auswirkungen auf Netzbetreiber, Verbraucher, Industrie und den zukünftigen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft haben.

Die Transformation der Gasnetze entscheidet wesentlich darüber, ob Deutschland seine Klima-, Resilienz- und Versorgungssicherheitsziele erreichen kann. Biomethan ist dabei kein Übergangsenergieträger, sondern bereits heute ein verfügbarer, speicherbarer und systemdienlicher Bestandteil eines klimaneutralen Energiesystems – eine legitime Lösung für einen Teilbereich der Netze. Eine zentrale Herausforderung besteht darin, Investitionssicherheit für Biomethan mit den berechtigten Transformationsinteressen der Netzbetreiber in Einklang zu bringen.

Wir begrüßen grundsätzlich das Ziel, einen regulatorischen Rahmen für die Transformation der bestehenden Gasinfrastruktur sowie den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu schaffen. Gleichzeitig sehen wir in mehreren Regelungsbereichen erheblichen Anpassungsbedarf. Die Transformation der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur muss aus unserer Sicht technologieoffen, wirtschaftlich tragfähig und investitionsfreundlich ausgestaltet werden. Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Bezahlbarkeit müssen dabei auch während der Transformation gewährleistet bleiben. Die Grundausrichtung muss in diesem Sinne auf „Vergrünung statt Stillegung“ abzielen. Dementsprechend nehmen wir wie folgt Stellung.

Nachbesserung der Finanzierungsbedingungen für das Wasserstoff-Kernnetz

Zu: § 28s Absatz 3 EnWG

Die aktuell vorgesehenen Finanzierungsbedingungen für das Wasserstoff-Kernnetz gewährleisten derzeit kein ausgewogenes Verhältnis zwischen Risiko und Rendite. Insbesondere der hohe Selbstbehalt für Netzbetreiber sowie eine aus Sicht der Branche nicht risikoadäquate Eigenkapitalverzinsung verringern die Attraktivität privater Investitionen deutlich.

Dies steht im Widerspruch sowohl zur kapitalintensiven Struktur des Netzausbaus als auch zum politischen Ziel, privates Kapital für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu mobilisieren.

Besonders kritisch ist, dass Umstellungsleitungen – trotz ihres gesetzlichen Vorrangs gegenüber Neubauleitungen – denselben Selbstbehaltsregelungen unterliegen wie Neubaumaßnahmen und dadurch wirtschaftlich benachteiligt werden.

Darüber hinaus stellt die vorgesehene Begrenzung des Amortisationskontos bis 2055 ein zusätzliches Hemmnis dar. Angesichts der langen Investitionszyklen sowie der erheblichen Unsicherheiten in der Hochlaufphase des Wasserstoffmarktes ist dieser Zeitraum insbesondere vor dem Hintergrund der erkennbaren Verzögerungen beim Wasserstoffhochlauf inzwischen zu kurz bemessen, um eine verlässliche Refinanzierungsperspektive zu gewährleisten. Dies schwächt die Investitionssicherheit zusätzlich und läuft dem Ziel entgegen, privates Kapital für den Netzausbau zu mobilisieren.

Forderungen:

- Der Selbstbehalt sollte deutlich reduziert werden; Umstellungsleitungen sollten hiervon vollständig ausgenommen werden. Die Forderung des Bundesrates (Drucksache 590/23), den Selbstbehalt für Neubauleitungen auf 15 Prozent zu senken, halten wir für sachgerecht.
- Darüber hinaus sollte die Bundesnetzagentur bei der Festlegung der Eigenkapitalverzinsung die besonderen Risiken des Wasserstoffmarkthochlaufs sowie des verbleibenden Selbstbehalts angemessen berücksichtigen.
- Das Amortisationskonto sollte angesichts der langen Investitionszyklen und der erkennbaren Verzögerungen beim Wasserstoffhochlauf mindestens bis 2065 verlängert werden.

Etablierung eines Risikoabsicherungsmechanismus für regionale Wasserstoffnetze außerhalb des Kernnetzes

Zu § 28o EnWG-E:

Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wird regional unterschiedlich und schrittweise erfolgen. Während für das Wasserstoff-Kernnetz bereits ein Finanzierungsmechanismus im EnWG verankert wurde, fehlt bislang ein belastbares Instrument zur Absicherung des parallelen Aufbaus regionaler Wasserstoffnetze außerhalb des Kernnetzes. Darüber hinaus bleibt der Gesetzentwurf hinter den unionsrechtlichen Möglichkeiten zurück, da die auf europäischer Ebene vorgesehene Option von Finanztransfers bislang nicht aufgegriffen wird. Ohne ergänzende Absicherungsmechanismen besteht das Risiko, dass die Finanzierung regionaler Wasserstoffnetze wirtschaftlich nicht tragfähig ist – mit der Folge verzögerter oder ausbleibender Investitionen.

Forderung:

- Der Gesetzgeber sollte die Bundesnetzagentur ausdrücklich mit einer Festlegungskompetenz ausstatten, um sowohl einen Mechanismus zur intertemporalen Kostenallokation als auch die Genehmigung von Finanztransfers zu ermöglichen. Nur auf diese Weise können der Auf- und Ausbau regionaler Wasserstoffnetze frühzeitig angestoßen und die notwendige Anbindung an das Kernnetz sichergestellt werden.

Anpassung der Entflechtungsarchitektur für Wasserstofftransportnetze

Zu § 10b Abs. 1 EnWG-E, § 15d Abs. 3 EnWG-E, § 67 Abs. 2 EnWG-E und § 75 Abs. 2 EnWG-E

Der Gesetzentwurf setzt die Vorgaben der Richtlinie (EU) 2024/1788 sowie der Verordnung (EU) 2024/1789 um und überträgt das aus dem Erdgasbereich bekannte Entflechtungsregime weitgehend unverändert auf den Wasserstoffmarkt. Kernelement ist die Einführung umfassender Entflechtungsvorschriften für Wasserstofftransportnetze, die sich in Struktur und Intensität an den seit 2009 geltenden Regelungen für Erdgasfernleitungsnetze (§§ 6–10g EnWG) orientieren. Damit sollen Wasserstoffnetze frühzeitig vollständig in den regulierten energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmen integriert werden, einschließlich Zertifizierungs-, Netzzugangs-, Transparenz- und Organisationspflichten.

Die vorgesehene Entflechtungsarchitektur ist aus unserer Sicht nicht marktphasengerecht und trägt den Besonderheiten des Wasserstoffhochlaufs bislang nicht ausreichend Rechnung. Der Wasserstoffmarkt befindet sich weiterhin in einer frühen Aufbauphase. Weder bestehen gefestigte Wettbewerbsstrukturen noch sind bislang Fälle marktbedingter Verdrängung oder besonders schutzbedürftiger Dritter erkennbar.

Das Ziel der Entflechtung, Diskriminierungsmöglichkeiten frühzeitig zu verhindern, besitzt unter den derzeitigen Marktbedingungen daher nur eine begrenzte praktische Relevanz, da ein entsprechendes Schutzobjekt aktuell kaum vorhanden ist.

Hinzu kommt, dass Wasserstoffnetze regelmäßig mit erheblichem zeitlichem Vorlauf errichtet werden müssen, lange bevor eine gesicherte Nachfrage besteht. Die Gesellschafter und Investoren von Fernleitungsnetzbetreibern tragen daher erhebliche Amortisations- und Auslastungsrisiken. Diese Risiken sind strukturell höher als bei klassischer Netzinfrastruktur, da die Kapitalbindungszeiträume lang und die zukünftigen Netzauslastungen unsicher sind.

Die vorgesehene Entflechtungsregulatorik erschwert unter diesen Bedingungen die Bereitstellung von Kapital, begrenzt konzerninterne Finanzierungsmöglichkeiten und beeinträchtigt die effiziente Steuerung von Investitionsentscheidungen. Dies kann eine abschreckende Wirkung auf Investoren entfalten, obwohl private Investitionen für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zwingend erforderlich sind.

Teilweise geht die nationale Umsetzung zudem über die europarechtlichen Vorgaben hinaus („Gold Plating“). Eine verfrühte und übermäßig strenge Entflechtung läuft damit den

Zielen des REPowerEU-Plans sowie dem politisch angestrebten schnellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft entgegen.

Forderungen:

- Anpassung der Entflechtungsregulatorik an die jeweilige Marktphase: Statt einer schematischen Übertragung der aus dem Gasmarkt bekannten Vorgaben auf den Wasserstoffbereich sollten die bestehenden europarechtlichen Spielräume konsequent genutzt werden. Dazu zählen insbesondere weitgehende Ausnahmeregelungen sowie ein Aufschub besonders eingriffsintensiver Vorgaben, bis sich tragfähige Markt- und Wettbewerbsstrukturen entwickelt haben.
- Stärkung der Gesellschafter- und Investorenrechte: Sicherstellung ausreichender Informationsrechte für belastbare Rentabilitäts- und Risikoanalysen sowie klarer Mitwirkungs- und Stellungnahmerechte der Gesellschafter in regulatorischen Verfahren mit Kapitalwirkung. Letztlich sollten die mit Investitionsverantwortung verbundenen Rechte dort verortet werden, wo auch das Kapital bereitgestellt wird.

Elektrolyseure als systemdienliche Anlagen definieren und bei der Neuausrichtung der Stromnetzentgelte berücksichtigen

Zu § 118 Abs. 6 EnWG-E:

Die Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure gemäß § 118 Abs. 6 EnWG stellt derzeit einen wesentlichen wirtschaftlichen Baustein für den Hochlauf der heimischen Wasserstofferzeugung dar. Elektrolyseure übernehmen bereits heute eine wichtige systemdienliche Funktion, indem sie ihren Betrieb flexibel an die jeweilige Netzsituation anpassen und in Zeiten hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien überschüssige Strommengen aufnehmen und in Wasserstoff umwandeln. Dadurch leisten sie einen Beitrag zur Netzstabilität, zur sektorübergreifenden Nutzung erneuerbarer Energien sowie zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes.

Vor dem Hintergrund der geplanten Neugestaltung der allgemeinen Netzentgeltsystematik sowie der unionsrechtlichen Vorgaben zur Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden besteht jedoch erhebliche Rechts- und Investitionsunsicherheit hinsichtlich der Fortführung dieses Befreiungstatbestands. Insbesondere besteht die Gefahr, dass eine vorläufige Abschaffung oder ein Auslaufen der Netzentgeltbefreiung nach 2029 die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseprojekten erheblich beeinträchtigt und laufende wie geplante Investitionen in der Frühphase des Wasserstoffmarkthochlaufs gefährdet.

Eine ausdrückliche gesetzliche Anerkennung von Elektrolyseuren als systemdienliche Anlagen im Energiewirtschaftsgesetz würde hingegen einen klaren normativen Maßstab schaffen, an dem sich die zukünftige Ausgestaltung regulatorischer Rahmenbedingungen orientieren kann. Gleichzeitig würde sichergestellt, dass die systemdienliche Rolle von Elektrolyseuren bei der Ermessensausübung der Bundesnetzagentur – etwa im Rahmen der Netzentgeltregulierung – angemessen berücksichtigt wird, ohne deren unionsrechtlich garantierte Unabhängigkeit einzuschränken.

Forderung:

- Der Gesetzgeber sollte Elektrolyseure ausdrücklich als systemdienliche Anlagen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes definieren und diese Systemdienlichkeit gesetzlich verankern, um dauerhaft Rechts- und Investitionssicherheit für den Wasserstoffhochlauf zu gewährleisten.

Klarstellende Definition von Wasserstoffterminals

Zu § 3 Nr. 115a EnWG-E:

Der Begriff des Wasserstoffterminals in § 3 Nr. 115a EnWG-E ist derzeit nicht ausreichend eindeutig definiert. Aus dem Gesetzeswortlaut ergibt sich insbesondere nicht klar, ob für die Einordnung als Wasserstoffterminal zwingend das Zusammenwirken von Entladung und anschließender Umwandlung flüssiger Wasserstoffträger erforderlich ist oder ob bereits einzelne Funktionseinheiten – beispielsweise isolierte Umwandlungsanlagen wie Ammoniak-Cracker – unter den Terminalbegriff fallen beziehungsweise hiervon ausgenommen sein können.

Diese Abgrenzungsunschärfe ist für die Praxis von erheblicher Bedeutung, da in vielen Projekten Entladungs- und Umwandlungsanlagen funktional getrennt geplant und betrieben werden.

Forderung:

- Zur Vermeidung von Auslegungsunsicherheiten sollte in der Gesetzesbegründung zu § 3 Nr. 115a EnWG eine klarstellende Präzisierung erfolgen, wie der Begriff des Wasserstoffterminals konkret auszulegen ist. Dabei sollte insbesondere erläutert werden, welche funktionalen Komponenten hiervon umfasst sind und wie diese im Anwendungsbereich miteinander verbunden sein beziehungsweise zusammenwirken müssen.

Forderung nach einer nationalen Biomethanstrategie

Wir fordern eine nationale Biomethanstrategie, die Biomethan dauerhaft als festen Bestandteil der Energieversorgung verankert. Biomethan ist kein Übergangsenergieträger, sondern bereits heute ein klimaneutraler, speicherbarer und regional verfügbarer Energieträger. Die Strategie muss klar definieren, welche Rolle Biomethan künftig im Energiesystem übernimmt, welche Infrastruktur erhalten bleibt und wie Biomethan mit Wasserstoff, Wärmeplanung und Kraftwerksstrategie zusammenspielt.

Bislang fehlt eine konsistente politische Leitentscheidung. Gleichzeitig steigt die Nachfrage nach grünem Gas durch europäische und nationale Vorgaben wie REPowerEU, THG-Quote oder Grüngasquote. Deshalb muss sichergestellt werden, dass Biomethan langfristig Zugang zu den Gasnetzen erhält.

Eine nationale Biomethanstrategie muss Biomethan als Teil der Daseinsvorsorge anerkennen, die Rolle bestehender Gasnetze in der Transformation klar definieren und Biomethan systematisch in die Netz-, Wärme- und Kraftwerksplanung integrieren. Gleichzeitig sollten

Versorgungssicherheit und Resilienz stärker berücksichtigt sowie eine koordinierte strategisch-räumlich-wirtschaftliche Planung ermöglicht werden.

20 Jahre Investitionssicherheit für Biomethan

Zu § 17l EnWG-E:

Biomethananlagen benötigen langfristige Planungssicherheit, da sie sehr kapitalintensiv sind und sich i.d.R. erst nach rund 20 Jahren amortisieren. Ohne eine verlässliche Anschlussgarantie an das Gasnetz werden Investitionen erschwert oder ganz verhindert.

Wir fordern deshalb eine gesetzlich garantierte Netzanschlusssicherheit von mindestens 20 Jahren – sowohl für neue als auch für bestehende Anlagen. Bereits getätigte Investitionen, etwa in Modernisierung oder Effizienzsteigerung, müssen dabei angemessen geschützt werden. Bei größeren Nachinvestitionen sollte die Anschlussgarantie entsprechend verlängert werden.

Eine solche Regelung ist auch volkswirtschaftlich sinnvoll, weil der Biomethan-Ausbau in Deutschland überwiegend privat finanziert wird. Mit stabilen Rahmenbedingungen könnten bis 2030 zusätzliche Milliardeninvestitionen ausgelöst und erhebliche zusätzliche Biomethanmengen eingespeist werden. Gleichzeitig erkennen wir an, dass Netzbetreiber Transformationsspielräume benötigen. Diese dürfen jedoch nicht zulasten der Investitionssicherheit gehen.

Diese Investitionen müssen heute angestoßen werden, damit die Mengen rechtzeitig verfügbar sind, wenn Grüngasquote, Biotreppe und weitere Nachfrageinstrumente greifen. Biomethan-Eignungsgebiete sind hierfür ein wichtiges Planungsinstrument, können die heute erforderliche 20-jährige Anschlusssicherheit aber nicht ersetzen.

Objektive Kriterien und Biomethan-Eignungsgebiete für die Netzplanung

Die zukünftige Nutzung von Biomethan und Wasserstoff muss gezielt in der Netzplanung berücksichtigt werden. Dafür braucht es eine strategische Planung, die festlegt, welche Netzgebiete langfristig für Biomethan, Wasserstoff oder gegebenenfalls für eine Stilllegung geeignet sind.

Wir fordern hierfür einen objektiven Kriterienkatalog. Dabei darf nicht allein die aktuelle lokale Gasnachfrage entscheidend sein. Berücksichtigt werden müssen unter anderem regionale Biomethanpotenziale, bestehende und geplante Einspeiseanlagen, Netzkapazitäten, Anschlusskosten, Speicheranbindung sowie Beiträge zur Versorgungssicherheit und Resilienz.

Auf dieser Grundlage sollen Biomethan-Eignungsgebiete ausgewiesen werden. In diesen Gebieten müssen privilegierte Netzanschlüsse, langfristige Anschlussperspektiven und verlässliche Investitionsbedingungen gelten. Bis eine solche Gebietsausweisung erfolgt, sollte ganz Deutschland grundsätzlich als potenzielles Biomethan-Eignungsgebiet

betrachtet werden. Biomethan darf dabei nicht nur regional gedacht werden, sondern als Bestandteil eines überregionalen klimaneutralen Energiesystems.

Härtefallregelung und Transformationsmechanismus zur Entwicklung und Absicherung strategischer Biomethan-Infrastrukturen

Eine 20-jährige Anschlusssicherheit bleibt die zentrale Voraussetzung für Investitionen in Biomethan. Gleichzeitig kann es in der Transformation der Gasnetze zu Konflikten zwischen Netzbetreibern, Biomethaneinspeisern und Kunden kommen. Für solche Ausnahmefälle braucht es eine gesetzlich verankerte Härtefallregelung und einen staatlich begleiteten Transformationsmechanismus.

Dieser Mechanismus soll sicherstellen, dass strategisch wichtige Biomethan-Infrastrukturen erhalten bleiben, auch wenn deren Weiterbetrieb nicht vollständig wirtschaftlich darstellbar ist. Ziel ist es, klimaneutral nutzbare Netzabschnitte weiterzuentwickeln und Transformationspfade – etwa hin zu biogenem Wasserstoff – zu ermöglichen.

Wir schlagen vor, dass ein solcher Mechanismus insbesondere dort greift, wo Biomethan nach objektiven Kriterien Teil eines künftigen Netzpfads ist, der Weiterbetrieb oder die Vorhaltung der hierfür erforderlichen Infrastruktur jedoch nicht vollständig betriebswirtschaftlich abgebildet werden kann. Voraussetzung dafür muss eine transparente und objektive Prüfung auf Basis klarer Kriterien sein. So entsteht ein fairer Ausgleich zwischen Investitionssicherheit, Netztransformation und Versorgungssicherheit.

Sicherung von Versorgungssicherheit durch langfristige Gaslieferverträge

Zu § 114 EnWG-E:

In § 114 EnWG-E wird ein Verbot langfristiger Verträge über die Lieferung fossilen Gases über das Jahr 2049 hinaus eingeführt.

Demnach dürfen solche Verträge grundsätzlich nicht über das Jahr 2044 hinauslaufen, sofern das entstehende CO_2 nicht vollständig abgeschieden, gespeichert oder genutzt wird. Der Anreiz für CCS-/CCU-Technologien ist zwar grundsätzlich zu begrüßen, allerdings sollten auch andere Verfahren und Technologien zur Emissionsminderung anerkannt werden, wie dies in der englischen Fassung der GasRL vorgesehen ist. Der Regierungsentwurf geht daher über die Anforderungen der Richtlinie hinaus, da der Begriff „unabated fossil gas“ nicht sachgerecht übersetzt, sondern faktisch durch eine verpflichtende CCS-/CCU-Lösung verschärft umgesetzt wird.

Diese fehlerhafte Übersetzung erweitert den Anwendungsbereich unnötig und führt zu strengeren Anforderungen gegenüber dem EU-Recht. Vor diesem Hintergrund ist auch zu hinterfragen, weshalb eine vollständige CO_2-Abscheidung und -Speicherung bzw. -Nutzung zwingend erforderlich sein soll, obwohl gleichzeitig kohlenstoffarme Gase zulässig bleiben, die teilweise auf denselben Technologien basieren. Die Zulassung weiterer

Emissionsminderungsverfahren erscheint zudem vor dem Hintergrund der aktuell auf EU-Ebene diskutierten Nutzung von Carbon Credits zur Erreichung der Klimaziele sinnvoll und zeitgemäß.

Forderungen:

- § 114 Abs. 1 EnWG-E sollte wie folgt ergänzt werden:

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

Kontakt

DIE GAS- UND WASSERSTOFFWIRTSCHAFT e. V.
R002686, LobbyRG Bundestag

Bengt Bergt
Leiter Public Affairs
+49 171 240 1339
Bengt.Bergt@gas-h2.de

Als Stimme der Branche bündelt der Verband DIE GAS- UND WASSERSTOFFWIRTSCHAFT e.V. die Interessen seiner Mitglieder und setzt sich dafür ein, dass die Potenziale von Wasserstoff und seiner Derivate sowie Biogas und Erdgas inklusive der dazugehörigen Infrastruktur genutzt werden. Zudem informiert er über die Chancen, die gasförmige Energieträger für ein klimaneutrales als auch resilientes Energiesystem bieten, und treibt die Transformation der Branche hin zu neuen Gasen voran. Der Verband wird von führenden Unternehmen der Energiewirtschaft getragen und umfasst die gesamte Wertschöpfungskette von Produktion, Transport, Verteilung bis hin zu Handel, Vertrieb und Anwendungen. Weitere Branchenverbände und Industrieunternehmen unterstützen ihn als Partner.