

## **POSITIONSPAPIER**

### zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft

Berlin, 2. Mai 2023

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 293.000 Beschäftigten wurden 2020 Umsatzerlöse von 123 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 16 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Wärme 88 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat rund 76 Prozent ihrer CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 1990 eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 957 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten. Wir halten Deutschland am Laufen – klimaneutral, leistungsstark, lebenswert. Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: [2030plus.vku.de](https://www.vku.de/2030plus).

#### **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 · Fax +49 30 58580-100 · [info@vku.de](mailto:info@vku.de) · [www.vku.de](http://www.vku.de)

## Inhalt

Zielsetzung und Einflussfaktoren für die Wasserstoffwirtschaft .....	2
Nachfrageseitige Stimulation .....	4
Steigerung des Wasserstoff-Angebots .....	5
Aufbau der Infrastruktur .....	7

## Zielsetzung und Einflussfaktoren für die Wasserstoffwirtschaft

Deutschland will die europäischen und nationalen Klimaschutzziele mit der Energiewende effizient und rechtzeitig erfüllen. Die Kommunalwirtschaft in Deutschland unterstützt diese Zielstellung und steht bereit, diesen Weg engagiert über alle Sektoren hinweg zu flankieren.

In diesem Transformationsprozess werden CO<sub>2</sub>-freie, gasförmige Energieträger einen wichtigen Bestandteil der Dekarbonisierung des Energiesystems bilden. Wasserstoff, Biomethan und synthetisches Erdgas können insbesondere zur Dekarbonisierung von Industrie, Flug- und Schwerlastverkehr sowie der Rückverstromung eingesetzt werden. Darüber hinaus können sie ggf. auch einen wichtigen Beitrag zur Wärmewende leisten. So bieten sie den an die Gasverteilnetze angeschlossenen mittelständischen Industrie- und Gewerbetunden eine vielfach notwendige Dekarbonisierungsoption. Dies gilt mit Blick auf den Fachkräftemangel auch für die dezentrale Wärmeversorgung in Bestandgebäuden, die für den Einbau von Wärmepumpen zunächst energetisch saniert werden müssen.

Ausschlaggebend ist hierbei die grundsätzliche Eignung sowie die technische und wirtschaftliche Anpassungsfähigkeit der verfügbaren und hervorragend ausgebauten Netze für die klimaneutralen Gase und die damit verbundene Schnelligkeit, die es zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft braucht. Hinzutritt die Entlastung des ansonsten **primär in Dienst genommenen Stromnetzes** und die funktionale Ergänzung als **Sektorkopplungs- und Speichersystem** durch die gute Steuerbarkeit und Verschiebbarkeit der Last per Elektrolyse.

Der für das Erreichen der Klimaziele und die Nutzung klimaneutraler Gase notwendige Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft hängt stark von verschiedenen **Einflussfaktoren** in den Bereichen **Wasserstoffherzeugung, -nachfrage und -infrastruktur** ab. Hier setzen auch die IPCEI (Important Project of Common European Interest) -Projekte der EU für

Wasserstofftechnologien und -systeme an. Mit diesem Instrument sollen integrierte Projekte entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette gefördert werden. Dies betrifft Investitionen in Erzeugung von grünem Wasserstoff, in Wasserstoffinfrastruktur und die Nutzung von Wasserstoff in der Industrie und für Mobilität. Allerdings gibt es jedoch bedeutende Verzögerungen bei den IPCEI-Förderbescheiden. Dies führt eher zu Stillstand als zu Bewegung auf dem Wasserstoffmarkt.

In diesem Positionspapier werden die wichtigsten Faktoren für den Wasserstoffmarkthochlauf dargestellt. Im Vordergrund steht dabei die Wirkung i. S. einer beschleunigten und großvolumigen Verfügbarkeit von klimaneutralem und langfristig weitgehend grünem Wasserstoff – und dies unabhängig davon, in welchen Sektoren der klimaneutrale Energieträger künftig tatsächlich zum Einsatz kommt. Wichtig ist, dass das Industrieland Deutschland CO<sub>2</sub>-freie Moleküle in erheblichem Umfang importieren müssen.

Damit verbunden ist die intensiv diskutierte Frage der staatlichen Rolle in diesem Prozess. Es gibt kein generell gültiges Argument gegen **staatliche Beteiligung** und ebenso wenig gegen eine bestimmte Form dieses Engagements, solange dadurch das Ziel eines breiten Hochlaufs mit der Anreizung großer Angebotsmengen unterstützt und nicht konterkariert wird. Umgekehrt muss jede staatliche Beteiligung sich an diesem Maßstab messen lassen. Grundsätzlich sollten diese Aufgaben aber privatwirtschaftlich organisiert werden, dann bedarf es allenfalls einer regulatorischen Absicherung, die nicht gleichbedeutend mit staatlicher Beteiligung oder Einflussnahme ist. Der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur muss gemeinsam – von Staat und heutigen Stakeholdern – gestaltet werden. Marktwirtschaftliche Lösungen sind im Grundsatz effizienter als staatliche Koordination in Energiesystemen. Für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft sollte daher im Grundsatz ggf. ein Modell angestrebt werden, aus dem sich der Staat als Initiator der Transformation auch sukzessive wieder herausziehen kann.

Dem vorgelagert ist allerdings die Frage, welche Menge an Wasserstoff zur Verfügung stehen wird, um daraus die erforderlichen Infrastrukturinvestitionen und ihre regulativen Bedingungen abzuleiten. Entgegen der vielfach vertretenen Auffassung, dass der späterhin ausschließlich grüne Wasserstoff immer ein vergleichsweise ineffizienter Energieträger sein wird, damit bei erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Konkurrenz zur direkten Stromnutzung tritt und deshalb im Verbrauch von vornherein eng restringiert werden muss, plädiert der VKU ausdrücklich für eine **nachfrage- und angebotsorientierte Strategie** zur Forcierung des Wasserstoffhochlaufs. Denn nur wenn ein möglichst großer Bedarf zulässig und möglich ist und so auch artikuliert wird, sind entsprechende Investitionen in Elektrolyse-Kapazitäten hierzulande wie auch im Ausland realistisch. Darüber hinaus wird Wasserstoff für die Systemstabilität benötigt. In der Betrachtung benötigter Mengen geht es daher nicht nur um die Effizienz der Einzelanwendung, sondern um eine Systemeffizienz.

## Nachfrageseitige Stimulation

Der VKU setzt sich für eine nachfrageorientierte Strategie für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ein. Eine potenziell große stoffliche und energetische Anwendungsbreite von Wasserstoff bildet die wichtigste Voraussetzung, um national wie im Ausland vermehrt Investitionen in die Bereitstellung von klimaneutralem Wasserstoff anzureizen. Neben Technologieoffenheit ist auch die Energieeffizienz zur Vermeidung möglicher Kostenrisiken bei energetischem Einsatz grüner Gase relevant, da grüner Wasserstoff als Energieträger mindestens sechsmal so viel grünen Strom wie eine Wärmepumpe für die gleiche Wärmemenge benötigt.

- › Der gegenwärtig auf EU-Ebene und teilweise auch in Deutschland zu beobachtende Trend, Regelungen zu treffen, die Wasserstoff für Anwendungen im Wärmemarkt faktisch ausschließen (z. B. mit den Regelungen des Entwurfs der Novelle des Gebäude-Energie-Gesetzes vom März 2023, nach denen bereits ab 2024 jede neue Heizung zwingend auf Basis von mindestens 65 Prozent erneuerbare Energien betrieben werden soll), ist außerordentlich problematisch, da insbesondere Wärmepumpen nicht ausreichen, um den Gebäudebestand gesichert zu dekarbonisieren. Dies gilt sowohl in technisch-baulicher als auch in sozialer und finanzieller Hinsicht. Darüber hinaus ist keineswegs absehbar, dass grüne Gase und insbesondere grüner Wasserstoff nur in geringen Mengen und zu hohen Preisen verfügbar sein werden. Deshalb ist es aus Sicht des VKU auch nicht zielführend, den Lösungsraum heute unnötig und dysfunktional zu verengen. Vielmehr muss sichergestellt werden, **dass Grüngas ab 2024 auch bilanziell in Gasthermen genutzt bzw. nachgewiesen werden kann und die entsprechenden Mengen so schnell wie möglich verfügbar sind. Zugleich ist darauf zu achten, dass der anstehende Transformationsprozess nicht zu einer ineffizienten Doppelung von Infrastrukturen führt.**
- › Alle KWK-Standorte sind gleichberechtigt mit industriellen Standorten am H<sub>2</sub>-Backbone-Netz zu berücksichtigen. Das Zusätzlichkeitskriterium des delegierten Rechtsakts zur RED II ist für grüne Wasserstoffherzeugung an KWK-Standorten nicht zielführend.
- › In Bezug auf die H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke ist der Anschluss an ein Wasserstoffnetz bzw. ans H<sub>2</sub>-Backbone die zentrale Variable. Denn für die Betreiber von Gaskraftwerken ist es unerlässlich, Kenntnis darüber zu haben, ab wann, an welchem potenziellen Kraftwerksstandort, welche Wasserstoffmengen verfügbar sind. Zudem müssen sie auch die Gewissheit haben, dass die entsprechenden Kraftwerksstandorte an dieses Wasserstoffnetz auch sicher angeschlossen werden.
- › Dekarbonisierungslösungen für Industrie und Wärmemarkt müssen technologieoffen reguliert werden, ohne den Ausschluss bestimmter Sektoren. Dabei kann die Nutzung **von klimaneutralem Wasserstoff** durchaus priorisiert werden. Dies

sollte auch in der Nationalen Wasserstoffstrategie 2.0, in dessen Entwurf jedoch eine sehr beschränkte Einsatzmöglichkeit von Wasserstoff im Wärmemarkt gesehen wird, verankert werden.

- › Entscheidend ist, dass eine **Nutzung grüner Gase in der Wärme grundsätzlich möglich bleibt**, insbesondere auch in KWK-Anlagen sowie zur Versorgung von industriellen und gewerblichen Anwendungen. Sie darf nicht von vornherein ausgeschlossen werden, sofern ihre technische Umsetzung und infrastrukturellen Voraussetzungen mit den Vorgaben und Annahmen einer kommunalen Wärmeplanung sowie den nachgeordneten oder parallelen Transformationsplänen und gebäudeindividueller Betrachtungen im Einklang stehen. Im Zuge der anstehenden Reform des Gebäudeenergiegesetzes und einer Rahmengesetzgebung für kommunale Wärmepläne können dafür Prüfabläufe und Prioritäten für die Dekarbonisierung und Planungen vorgegeben werden, die etwa eine EE-Readiness für den Fall vorsehen, dass angenommene Wasserstoffmengen nicht zeitgerecht zur Verfügung stehen.
- › Ergebnisoffen zu prüfen ist darüber hinaus die **Unterstützung des Wasserstoffhochlaufs durch Quoten**, die sich entweder auf den Anteil grüner Gase am bisherigen fossilen Gasgebrauch beziehen, dabei zentral oder individuell auszugestalten sind, oder auch mit einer bilanziell realisierbaren degressiven Dekarbonisierungsverpflichtung erfüllt werden könnten. Bei der Überprüfung der Quotenregelung sollten auch Kostenrisiken sowie knappe Verfügbarkeiten im Markt betrachtet werden.
- › Da die frühzeitige Erprobung von H<sub>2</sub>-Kraftwerken Ziel der aus dem EEG 2023 bestehenden Innovationsausschreibungen (Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff (§§ 28g, 39p, 88f EEG)) ist, sollten auch im Jahr 2022 in Dauerbetrieb genommen wasserstofffähige KWK-Anlagen in die Ausschreibungsverordnung aufgenommen werden. Hier sollte neben einem technologieoffenen Adressatenkreis auch die Umrüstung von KWK-Anlagen einbezogen werden.

## Steigerung des Wasserstoff-Angebots

Damit Deutschland seine klimapolitischen Ziele erreichen kann, muss neben der Stimulation von Nachfrage auch das **Angebot und die Bereitstellung** von klimaneutralen Gasen wie Wasserstoff noch stärker unterstützt werden. Dies bedeutet, dass die nationalen Potenziale der Wasserstofferzeugung gehoben und die Importsituation aus dem Ausland begünstigt werden müssen.

- › Das Elektrolyseziel von zehn Gigawatt bis 2030 muss zügig realisiert werden. Genehmigungsverfahren müssen beschleunigt, die entsprechende Förderung verstärkt werden. Dies schließt die Unterstützung auch für kleinere und dezentrale

Kapazitäten ein. Weiterhin sollte eine Förderung nicht auf bestimmte Branchen und Industriezweige beschränkt werden. **Klimaschutzverträge / Contracts for Difference-Modelle** sind auch für diese Anlagen und ein breites Spektrum an Anwendungen vorzusehen und entsprechende Programme des Bundes zu öffnen oder separat einzurichten.

- › Konkret bedarf es eines **Starterprogramms**, um das zehn GW-Ziel zu erreichen. Noch bis 2025 muss mindestens ein GW Elektrolyseleistung in Betrieb gehen. Ermöglicht werden soll dies durch zusätzliche Ausschreibungen, orientiert an dem Instrument der Doppelauktion der staatlichen H2-Global-Stiftung (und ergänzt durch die Zulassung aller Nutzergruppen/aller Anwendungsbereiche). Bereits vorgesehene Ausschreibungen wie im WindSeeG sollen entsprechend der Ankündigung zeitnah stattfinden.
- › Die Planungssicherheit für Investoren in Wasserstoff-Produktionsanlagen hinsichtlich der Strom-Nebenkosten (vermiedene Netzentgelte, Stromsteuer, etc.) muss erhöht werden. Und regulatorisch verursachte wirtschaftliche Hürden sollten in der Hochlaufphase der Wasserstoffwirtschaft verringert werden. Dazu zählt insbesondere die Verlängerung der Frist zur Befreiung der Netzentgelte über 2026 hinaus. Für den Strombezug großer Elektrolyseure stellt die Befreiung von den Netzentgelten einen erheblichen Wirtschaftlichkeitsfaktor in der Markthochlaufphase dar. Geregelt wird die Befreiung im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in § 118 Absatz 6. Die derzeitige Formulierung gibt Projektentwicklern keine ausreichende Sicherheit, dass die in Aussicht gestellte Befreiung von den Netzentgelten tatsächlich erreicht werden kann. Diese Projekte werden zwar durch eine umfangreiche Förderkulisse, bspw. im Rahmen von IPCEI-Projekten politisch unterstützt, erfahren aber gleichzeitig durch die aktuelle Fristsetzung und Ausgestaltung der Netzentgeltbefreiung ein hohes Planungsrisiko. Dies gefährdet die Projektrealisierung und damit den notwendigen Markthochlauf von heimischen Elektrolysekapazitäten. Die Fristsetzung von 2026 sollte sich demnach im Bedarfsfall am Elektrolyseziel 2030 orientieren.
- › Die Deckung des Wasserstoffbedarfs durch **grünen** und gerade in einer Übergangsphase auch durch kohlenstoffarmen **blauen und türkisen Wasserstoff** sowie Wasserstoff aus Abfällen muss ermöglicht werden. Dadurch erhöht sich die Nachfrage. Infrastruktur, Transport- und Anwendungsmöglichkeiten werden diversifiziert. Auf diese Weise kann ein stabiler Wasserstoffmarkt entstehen. Für kohlenstoffarmen Wasserstoff muss eine Methode zur Berechnung der GHG Emissionsminderungen möglichst rasch festgelegt werden (und nicht erst zum 31.12.2024).
- › Es darf daher keine Beschränkungen auf aktuelle Herstellungsverfahren und Methoden bei der Förderung von Wasserstoff geben, sondern es muss technologieoffen ein **möglichst breites Spektrum an Wasserstofferzeugung** (Elektrolyse, Dampfreformierung aus Biogas, Katalyse, Pyrolyse, ...) zugelassen sein. Im Sinne

eines heimischen Erzeugungsmarktes sollten die Produktionskosten Berücksichtigung finden und die Förderung für grünen Wasserstoff entsprechend höher sein als für kohlenstoffarmen Wasserstoff.

- › Für den Hochlauf der Wasserstoffproduktion muss die Frage, welche Wasserressourcen man dazu vor Ort konkret wie nutzen kann, durch vorausschauende Planung frühzeitig und unter Einbindung des jeweiligen Wasserversorgers geklärt werden.
- › **Einheitliche Nachhaltigkeitskriterien** sind für eine faire und nachhaltige Wasserstoffproduktion notwendig. Die auf EU-Ebene formulierten Anforderungen (delegierter Rechtsakt zum Art. 27 RED II/Additionalität) an grünen Wasserstoff sind in Teilen nicht praktikabel. Darüber hinaus ist auch die RFNBO-Definition in der RED ein Hemmschuh, da per Elektrolyse hergestellter H<sub>2</sub> nicht anerkannt wird, sofern der EE-Strom selbst biogen ist (z. B. EE-Strom aus der Müllverbrennung). Zudem ist die Debatte zu langwierig und lähmt den Markt.
- › Nach dem formalen Abschluss auf EU-Ebene sollte der delegierte Rechtsakt zum Art. 27 RED II zügig in nationales Recht (z. B. 38. BimSchV) umgesetzt werden. Hierfür sollte die Bundesregierung den größtmöglichen Handlungsspielraum nutzen, denn die Vorlage des Rechtsaktes darf nicht über die strenge Ausgestaltung der Kriterien hinwegtäuschen, insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen geo- und energiepolitischen Rahmenbedingungen. Die Regelung sollte demnach so umgesetzt werden, dass Knappheiten und Preisrisiken möglichst minimiert werden und den Hochlauf von grünem Wasserstoff nicht ausbremsen. Zu strenge Anforderungen z. B. im Bereich der Abwasserentsorgung sind für den Markthochlauf hingegen hinderlich.
- › **Bilanzierungsverfahren und Herkunftsnachweise** müssen so etabliert werden, dass heimisch und europäisch produzierter Wasserstoff keine Wettbewerbsnachteile manifestiert. Herkunftsnachweise sollten dabei so entwickelt werden, dass diese zumindest künftig internationale Anwendung finden können, um die Importkapazitäten maximal nutzen zu können.

## Aufbau der Infrastruktur

Die Konzeption und Planung für ein deutsches Grüngas- und Wasserstoffnetz müssen sich auf die vorgenannten Ziele und Maßnahmen eines breiten, nachfrageorientierten Hochlaufs einer klimaneutralen Wasserstoffwirtschaft beziehen und dürfen nicht zum Instrument einer größtmöglichen Restriktion eines fälschlicherweise als ineffizient betrachteten Energieträgers werden. Vielmehr muss die sinnvoll strukturierte Umstellung der Verteilnetzkapazitäten erfolgen und die Ausweitung von Wasserstofftransport-, -verteil- und -speicherkapazitäten sinnvoll flankieren.

Die Voraussetzungen hierfür sind gegeben: Durch schrittweise und bedarfsorientierte Umwidmung kann das bestehende Gasnetz als Leitungssystem für klimaneutrale Energieträger umgebaut werden. Jedoch gibt **es nennenswerte Bereiche, in denen die eng vermaschte Gasnetzinfrastruktur nicht in dem Maß gebraucht werden wird** und wirtschaftlich betrieben werden kann, wie dies heute der Fall ist. In diesen Fällen werden Netze umgenutzt, stillgelegt und dort, wo zwingend erforderlich, auch zurückgebaut. Dieser differenzierte Transformationsprozess muss sozial tragfähig und investitionssicher gestaltet werden. Der VKU sieht hierfür folgende Erfordernisse:

- › Die aktuell im Gesetzgebungsverfahren befindliche Gasbinnenmarktrichtlinie muss die bewährte und strukturell bedingte **Unterscheidung zwischen Gasfernleitungs- und Verteilnetzebene** als Modell auch für Wasserstoff beibehalten.
- › Die Möglichkeit des **gemeinsamen Betriebs von Wasserstoff- und Gasnetzen** ohne die unnötige bürokratische Hürde der Trennung in zwei Gesellschaften im Rahmen einer horizontalen Entflechtung muss gegeben sein.
- › Die Verpflichtung zur **Entflechtung vertikal integrierter Verteilnetzbetreiber** muss in dem Entwurf der Kommission **gestrichen** werden.
- › Die Beibehaltung der vertikalen Entflechtungsmöglichkeit nach **ITO-Modell** (Independent Transmission System Operator) für Fernleitungsnetzbetreiber auch nach 2030 muss gegeben sein, um den Aufbau des Wasserstoff-Backbones nicht zu gefährden. Sie stellt **aber keine adäquate Lösung für die Verteilnetzebene** dar, sollte daher nicht auf diese übertragen werden und kann keinesfalls eine Kompensation des von der EU-Kommission vorgeschlagenen horizontalen und stärkeren vertikalen Unbundlings darstellen.
- › Die **nationale Regulierung** muss nach Beschluss der Gasbinnenmarktrichtlinie angepasst werden, sodass – nach dem laufenden Übergangsregime mit opt-in-Regulierung – der **integrierte Betrieb von Wasserstoff- und Methanetzen** möglich ist.
- › Zudem sind die regionalen Besonderheiten zu berücksichtigen und die kommunale Wärmeplanung ist als Leitplanung zu integrieren.
- › Die Netzentwicklungsplanung muss energieträgerübergreifend in der **Systementwicklungsplanung** erfolgen. Nur so ist eine bedarfsgerechte und volkswirtschaftlich sinnvolle Infrastrukturentwicklung möglich. Voraussetzung für die Weiterentwicklung des Erdgasnetzes zum Wasserstoffnetz ist eine gesamtheitliche Betrachtung und integrierte Planung beider Netze. Die Ermittlung von Erdgasfernleitungen, die für einen Wasserstofftransport nutzbar gemacht werden können, ist ein Optimierungsprozess mit mehreren **Iterationsschritten**. Für die Verteilnetze ist

der **Gasnetzgebietstransformationsplan** der Bottom-Up-Planungsprozess zur Erarbeitung eines bedarfsgerechten, kohärenten Zielbilds der klimaneutralen Gasinfrastruktur.

- › Die Transformation der Infrastruktur benötigt auch **staatliche Unterstützung**, um Netzbetreibern einen verlässlichen und investitionsfreundlichen Förder- und Absicherungsrahmen zu bieten. Dies gilt auch für durch rückläufige Anschlusszahlen und ggf. beschleunigte Abschreibungszeiträume ausgelöste Netzentgeltsteigerungen, um diese für den Endkundenmarkt tragfähig zu halten. Die verschiedenen hierfür geeigneten Optionen müssen zügig geprüft, finanziell hinterlegt und operativ umgesetzt werden. Für die Stilllegung von Gasverteilnetzen ist zudem eine Kompensation für den Netzbetreiber vorzusehen.
- › Im Rahmen der Überarbeitung der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) auf europäischer Ebene ist sicherzustellen, dass die Förderung (Beihilfe) von Wasserstoffinfrastrukturen von der AGVO erfasst und entsprechend von einer beihilferechtlichen Einzelnotifizierung freigestellt wird.
- › Die dena hat dazu im Sommer 2022 ein Impulspapier mit einer Risikoabsicherung der FNB durch ein **Amortisationskonto** vorgelegt. Grundzüge des Konzepts:
  - Absicherung der Investitionen in der Anfangsphase durch ein „Amortisationskonto“.
  - Netzbetreiber erhalten den Auftrag, das Wasserstoffnetz zu errichten (**szenariobasierte Planung**, in Rückkopplung mit der BNetzA, durch Neubau und Umwidmung).
  - Wasserstoffnetzbetreiber unterwerfen sich einer **allein auf Wasserstoff basierenden Kostenregulierung** (so wie auch derzeit mit der Opt-In-Variante im EnWG verankert).
  - Sie gehen hinsichtlich der Finanzierung mit Eigenmitteln in Vorleistung. Der Staat sichert die Investition ab, indem er den Netzbetreibern langfristig die Rentabilität der Investition zusichert.
  - Ab Fertigstellung einer Leitung (z. B. ab 2026) können Netzbetreiber entsprechende (Wasserstoff-)Netzentgelte erheben. Um das Netzentgelt für die sehr wenigen ersten Kunden wirtschaftlich attraktiv zu gestalten, wird es zunächst gedeckelt. Die konkrete Höhe des Netzentgelts wird durch die BNetzA geprüft und bestätigt. Das Entgelt ist in Summe nicht auskömmlich, aber um diese Finanzierungslücke zu schließen, wird ein **Amortisationskonto** erstellt. Von diesem gehen die Kosten für den Aufbau ab, und die Netzentgelte ein. Die Lücke fängt zunächst der Netzbetreiber auf. Er hält sie auf dem Amortisationskonto fest, welches über die folgenden Jahre fortgeschrieben und verzinst wird.
  - Der Staat **sichert die Amortisation der Leitungen** für den Fall ab, dass der Wasserstoffhochlauf verzögert erfolgt und so die Rentabilität gefährdet ist. Die vereinbarte Amortisationsregelung wird im Bundeshaushalt abgesichert.

- In 2045, also nach Ablauf der Abschreibungsdauer, werden Mehr- oder Mindererlöse abschließend verrechnet.

Dies ist aus heutiger Sicht ein fairer Ansatz, der den zeitnahen Aufbau von Wasserstoff-Infrastrukturen begünstigen kann, sofern weitere Rahmenbedingungen (insb. auf EU-Ebene) stimmen und er mit den anstehenden Entwicklungen mithalten kann, schließlich ist der Gesamtrahmen auf europäischer, nationaler und lokaler Ebene derzeit noch sehr unsicher. Für das Konzept eines Amortisationskontos spricht Folgendes:

- Der dena-Ansatz setzt auf eine **Verteilung der Risiken und Chancen** auf die verschiedenen Akteure (Netzbetreiber, Staat).
- Er scheint für die Fernleitungsnetzbetreiber (Errichter des Wasserstoff-Backbones) kompatibel zu noch anstehenden Entscheidungen auf nationaler und europäischer Ebene (FitFor55/Gaspaket). Damit auch die Gasverteilnetze im dena-Konzept berücksichtigt werden können, müssten die Kommissionsvorschläge der Gasrichtlinie geändert werden.
- Die Autoren des Papiers gehen davon aus, dass durch die gedeckelten Netzentgelte die Wasserstoffletztverbraucher zwar in jedem Fall ein höheres Netzentgelt als bei einer Querfinanzierung über die Erdgas-Regulierung zahlen, in keinem Fall aber eines, das quasi prohibitiv für deren zukünftigen Geschäftsmodelle wäre (z. B. Faktor zwei des gegenwärtigen Erdgas-Netzentgelts).
- Der Netzbetreiber hat die **Garantie**, dass sich sein Investment amortisiert und somit eine belastbare Basis für eine positive Investitionsentscheidung.

Es gibt jedoch die folgenden offenen Punkte, v.a. für die Verteilnetzebene:

- **Das Modell bietet so keine hinreichende Absicherung für Investitionen des Gasverteilnetzes. Dezentrale Lösungen müssen ermöglicht werden.**
- Ein solches Amortisationskonto kann nur als ergänzendes Element neben flankierenden Maßnahmen für Netzbetreiber, um die Netzentgelte gering zu halten und/oder einer geeigneten Förderung der Nachfrageseite, um die steigenden Netzentgelte abzufedern, gesehen werden. Die anfänglich hohen Netzentgelte, die sich in einer Hochlaufphase ergeben, können durch den Mechanismus des Amortisationskontos nicht in ausreichendem Maße gesenkt werden.
- In der jetzigen frühen Phase des Wasserstoff-Markthochlaufs ist es schwer möglich, Aussagen über die zukünftige Höhe des Netzentgeltes (wie die dena es auf etwa Faktor 2 beziffert) zu treffen. Die Rahmenbedingungen sind zu unkonkret für derartige Prognosen.
- Die Folgen durch die mögliche Einführung eines Amortisationskontos sind schwer abzusehen. Deswegen sollte die Wirkung auch im Zusammenhang

mit der Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens regelmäßig geprüft und die Ausgestaltung ggf. angepasst werden.

- Es ist zudem zu prüfen, inwieweit die im dena-Konzept vorgeschlagene szenariobasierte Planung mit dem vom VKU unterstützten Konzept der **kommunalen Wärmeplanung** vereinbar ist.

› Die ursprünglich geplante **staatliche Beteiligung an einer Wasserstoffnetzgesellschaft** ist dazu keine Alternative, da sie anders als das o. g. dena-Modell bei dessen umfassender Anwendung die diskriminierungsfreie Transformation der Gasnetze auf allen Netzebenen nicht absichern kann. Sie birgt vielmehr die große Gefahr einer Störung der bewährten marktlich-wettbewerblichen Struktur des Energiemarktes.

Der Entwurf der Nationalen Wasserstoffstrategie 2.0 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz von Ende Februar 2023 (nach der Ressortabstimmung) beinhaltet dazu einen Vorschlag folgender Ausprägung:

- Um einen koordinierten und systemdienlichen Aufbau eines Wasserstoffnetzes sowie dessen Finanzierbarkeit darzustellen, soll eine Wasserstoffnetzgesellschaft gegründet werden. Ein Konzept hierfür wird aktuell entwickelt.

Mittelfristig soll die Wasserstoffnetzgesellschaft die bisherigen Wasserstoffleitungen sowie umzunutzenden Erdgasleitungen **erwerben** sowie **Planung** und beschleunigte **Umsetzung** eines deutschlandweiten Zielnetzes für den Wasserstofftransport im Jahr 2030 umsetzen.

Bislang besteht nur eine grobe Umschreibung. Es ist unklar, wie die Rolle, das (Geschäfts-)Modell aussehen soll. Es fehlen wichtige weitere Informationen, insbesondere zur Beteiligung und konkreten Rolle der VNB in der Wasserstoffnetzgesellschaft.

Deshalb müssen grundsätzlich bei der Bildung einer nationalen Wasserstoffnetzgesellschaft die folgenden Bedingungen eingehalten werden:

- Wenn, dann darf es nur zu einer staatlichen Minderheitsbeteiligung an der Wasserstoffgesellschaft kommen.
- Der Wasserstoffmarkt muss sich tragfähig gestützt durch möglichst flexible Rahmen- und Förderbedingungen dauerhaft etablieren können.
- Insbesondere muss jede zentrale und ggf. unter staatlicher Beteiligung etablierte Struktur offen bleiben für einen nachfrageorientierten Hochlauf und die dezentrale Anreizung von Wasserstoffpotenzialen.
- Es muss die Verpflichtung geben, dass örtliche und auf Verteilnetzebene vorangetriebene Vorhaben eine Versorgung mit Wasserstoff erhalten.
- Der Anschluss nachgelagerter Netze an das vorgelagerte Wasserstoffnetz (ggf. Backbone) muss sicherstellt sein.

Eine Wasserstoffnetzgesellschaft kann somit nur eine auch zum vorzugswürdigen dena-Modell komplementäre Lösung darstellen, die nicht dauerhaft angelegt ist, und zur Versorgung über bzw. den Anschluss an das Wasserstoff-Backbone verpflichtet wird. Zwingende Voraussetzung ist außerdem, dass die Transformation der Verteilnetzebene durch Schaffung eines investitionsfreundlichen Klimas finanziell mit wirkungsgleichen Mitteln unterstützt und abgesichert wird.

- › Darüber hinaus sind für die Transformation der Gasnetze folgende Anpassungen des derzeit geltenden Regulierungsrahmens erforderlich:
  - Die **Abschreibungsdauern** sind flexibel zu gestalten, je nach Bedarf der Verwendungssituation. Maßgeblich sollte hier die kommunale Situation sein. Denkbar wäre ein Gleichklang mit einem in der kommunalen Wärmeplanung begründeten Zieldatum 2045.
  - Der **Effizienzvergleich** muss abgeschafft werden.
  - Anpassung der Vorgaben für die **Netzanschlussverpflichtung**: Es muss ein Kippunkt definiert werden, an dem der Netzbetreiber verbleibenden Netzkunden unter Wahrung von Verbraucherschutzinteressen kündigen darf. Diese Maßnahmen müssen durch starke soziale Maßnahmen flankiert werden, die für die Akzeptanz der Transformation unerlässlich sind.
  
- › Neben der Errichtung eines deutschen Wasserstoffnetzes spielt der bedarfsorientierte Aufbau von Wasserstoffspeicherkapazitäten eine wichtige Rolle. Während in einer frühen Marktphase (bis 2030) die volatile, inländische Erzeugung von grünem Wasserstoff mit der Abnahme großer Industrieabnehmer in Einklang gebracht werden muss, wächst in einem sich entwickelnden Wasserstoffmarkt auch der Bedarf an großvolumigen Speichern als Teil einer klimaneutralen Absicherung der Stromerzeugung. Die vom BMWK veröffentlichten Langfristszenarien zeichnen dabei ein deutliches Bild. In allen Szenarien bis 2045 übersteigt der prognostizierte Speicherbedarf das theoretische Umstellungspotenzial, sodass neben der Transformation bestehender auch der Aufbau neuer Speicherkapazitäten erforderlich ist. Aufgrund langer Planungs- und Umsetzungshorizonte ist dabei eine frühzeitige Weichenstellung elementar. Das im Entwurf der Nationalen Wasserstoffstrategie 2.0 des BMWK von Ende Februar 2023 angekündigte „Konzept für Wasserstoffspeicher“ muss daher zeitnah auf den Weg gebracht und mit flankierenden Fördermaßnahmen ausgestattet werden.