



Bundesnetzagentur

# Regulierung von Wasserstoffnetzen

## Ergebnisse der Marktkonsultation





# Regulierung von Wasserstoffnetzen

## Ergebnisse der Marktkonsultation

Zusammenfassung der Stellungnahmen

Stand: November 2020

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Abteilung Energieregulierung

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: [wasserstoff@bnetza.de](mailto:wasserstoff@bnetza.de)

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	3
1 Einleitung / Vorwort.....	5
2 Beteiligung an der Marktkonsultation.....	6
3 Kurzfassung der Ergebnisse .....	9
4 Die Antworten auf die Konsultationsfragen im Detail .....	13
4.1 Regelungen zur Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze.....	13
4.2 Ausweitung der Nutzung von Wasserstoff in der Wirtschaft.....	18
4.3 Einführung einer Regulierung für reine Wasserstoffnetze.....	28
4.4 Umfang einer möglichen Regulierung für reine Wasserstoffnetze.....	33
4.5 Regelungen zu Netzanschluss, Netzzugang und Netzausbau von Wasserstoffnetzen.....	41
4.6 Mögliche Finanzierungsvarianten von Wasserstoffnetzen .....	60
Abbildungsverzeichnis .....	74
Abkürzungsverzeichnis .....	75
Impressum.....	77



## 1 Einleitung / Vorwort

Wasserstoff ist in aller Munde. Auf allen politischen Ebenen und in der Wirtschaft wird derzeit über seine künftige Rolle diskutiert. Ein Wettbewerb der Ideen um einen Markt entsteht, in dem nicht nur innovative Markteinsteiger eine Rolle finden, sondern auch Unternehmen der klassischen Energiewirtschaft ihre Zukunft verorten.

Die Bundesregierung hat darauf reagiert und ihrerseits die Nationale Wasserstoffstrategie veröffentlicht. Viele potentielle kommerzielle Aspekte werden dort bereits adressiert, Fragen des Rechtsrahmens und der Infrastruktur werden hingegen noch weitgehend ausgeklammert.

Daher hat sich die Bundesnetzagentur zur Aufgabe gemacht, den aktuellen rechtlichen Stand zusammenzufassen und zur Diskussion zu stellen. Neben der Bestandsaufgabe wurde ein Katalog von 43 Fragen veröffentlicht, der die Kernthesen des Papiers aufgreift und gezielt adressiert. Damit sollte einerseits der Branche eine Struktur an die Hand gegeben werden, andererseits aber auch die Auswertung der Rückläufer erleichtert werden. Angesichts der unerwartet hohen Beteiligung und dem Umfang der Branchenbeiträge war dies die richtige Entscheidung.

Der nun fertiggestellte Bericht dient in erster Linie dazu, der Politik einen weiteren inhaltlichen Beitrag für die Diskussion um die künftigen Rahmenbedingungen der entstehenden Wasserstoffwirtschaft anbieten zu können. Gleichzeitig stellt er auch ein Feedback an die Branche selber dar. Da sich knapp die Hälfte der Konsultationsteilnehmer nicht mit der Veröffentlichung der eigenen Stellungnahme einverstanden erklärt hat, haben wir im Text darauf verzichtet, Namen zu nennen, um Rückschlüsse auf die Identität der Verfasser vollkommen auszuschließen.

## 2 Beteiligung an der Marktkonsultation

Die Bundesregierung hat am 10.06.2020 die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) veröffentlicht. Darin wird Wasserstoff eine gewichtige Rolle bei der Dekarbonisierung bestimmter Teile der Industrie (z.B. Stahl, Chemie) und des Verkehrssektors beigemessen. Zudem wird Deutschland Technologieführerschaft im Bereich der Wasserstoffangestrebte.

Aspekte der für die Erreichung der Ziele notwendigen Infrastruktur werden in der NWS nur am Rande behandelt. Sehr wahrscheinlich ist, dass die derzeitige Erdgasinfrastruktur eine große Rolle spielen wird. Daraus ergeben sich allerdings eine ganze Reihe von Folgefragen, unter anderem die nach der Struktur und dem „Ob“ und ggf. „Wie“ einer Regulierung der künftigen Wasserstoffnetze. Aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur am 13.07.2020 eine Marktabfrage gestartet. Diese lief, abgesehen von einzelnen Fristverlängerungen, bis zum 04.09.2020 und beinhaltete neben einer umfassenden Bestandsaufnahme der derzeitigen Regulierungssituation einen Fragenkatalog, der auf dieser Internetseite veröffentlicht ist: [www.bnetza.de/wasserstoff](http://www.bnetza.de/wasserstoff)

Die Auswertung der mehr als 60 teilweise sehr umfassenden Beiträge ist abgeschlossen. Ziel ist es, der Bundesregierung die Ergebnisse als Entscheidungshilfe zur Verfügung zu stellen, aber auch die interessierte Öffentlichkeit über das Stimmungsbild zu informieren. Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmerinnen und -nehmer, die einer Veröffentlichung zugestimmt haben, und die Zusammenfassung werden daher auch auf der o.a. Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Insgesamt haben sich 63 Unternehmen, Verbände, Forschungseinrichtungen und Behörden an der Konsultation beteiligt und ihren Input geliefert.<sup>1</sup> Teilweise wurden die Beiträge im Namen mehrerer Unternehmen abgegeben. Die Zahl der Stellungnahmen hat die Erwartungen deutlich übertroffen. Der Veröffentlichung zugestimmt haben 33 Stellungnehmende. Die meisten Stellungnahmen sind sehr umfangreich, insbesondere die Verbände haben umfassende Stellungnahmen abgegeben.

Neben erwarteten Stellungnahmen aus der Energiewirtschaft (z.B. BDEW, VKU, FNB Gas, DVGW, INES, einzelne Netzbetreiber, Handelshäuser etc.) haben sich auch die Industrie (z.B. BDI, DIHK, VCI etc.) und Hersteller von Heizungen beteiligt. Auch die künftigen Nutzer des Wasserstoffs und die Wasserstoffbranche mit den derzeitigen Herstellern und Lieferanten von Wasserstoff haben Stellungnahmen abgegeben (z.B. Industriegasverband IGV). Seitens der öffentlichen Hand haben sich vier zuständige Ministerien beteiligt.

Die Branche begrüßte einhellig die Möglichkeit einer Beteiligung und fasste sie als ersten Schritt der Umsetzung und Konkretisierung der nationalen Wasserstoffstrategie auf. Wichtig sei, nun auch die nächsten Schritte auf Basis der Ergebnisse dieser Marktabfrage zu gehen, so die Meinung der Stakeholder.

Einige Stellungnahmen befassen sich mit Details der Bestandsaufnahme, die keinen direkten Bezug zu den von uns vorstrukturierten Fragen haben. So gab es vereinzelt Richtigstellungen, wie den Hinweis auf ein

---

<sup>1</sup> Ein Verband hat seine Position nach Ende der Konsultation direkt veröffentlicht und bezieht sich lediglich auf die Konsultation. Dieser Debattenbeitrag wurde mit soweit es geht berücksichtigt, hat allerdings keinen Eingang in diese Zählung gefunden.



vermeintlich im falschen Kontext genutztes Zitat. Außerdem wurde eine Studie nach Ansicht eines Stellungnehmenden falsch interpretiert.

Die Bundesnetzagentur hat diese Hinweise zur Kenntnis genommen und in ihren internen Überlegungen berücksichtigt, allerdings ist nicht vorgesehen, den Text der Bestandsaufnahme nachträglich anzupassen. Dies würde den Kontext, in dem die Fragen gestellt und beantwortet wurden, nachträglich verändern und die Einordnung dieser Auswertung sowie der Stellungnahmen, die von uns veröffentlicht werden durften, erschweren.

Darüber hinaus wurde dieser Abschnitt vielfach als Einleitung und zur Wiedergabe der eigenen Position genutzt. Gerade in diesem Bereich gab es vielfach Dopplungen mit den Antworten auf die Fragen, so dass die einzelnen Positionen hier nicht mehr detailliert wiedergeben werden. Als Beispiel sei der Hinweis auf die Notwendigkeit eines geeigneten Rechtsrahmens genannt, der gleichzeitig in vielen Einzelfragen adressiert wurde.

Die Stellungnehmenden kann man in folgende Kategorien unterteilen (umfasst Verbände und einzelne Unternehmen):

### Kategorien der Stellungnehmenden

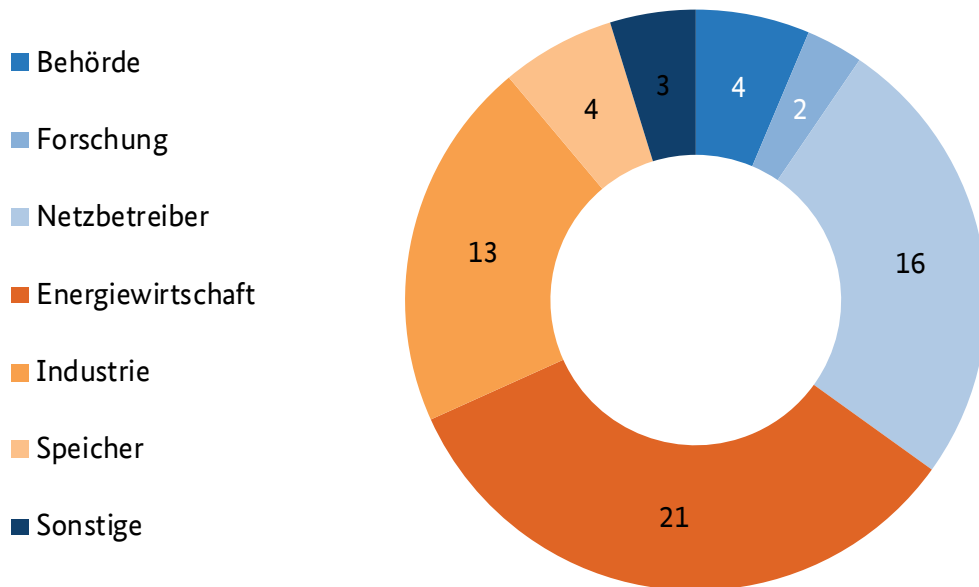


Abbildung 1: Kategorien der Stellungnehmenden

Wie zu erwarten, kommen die meisten Stellungnahmen von Netzbetreibern, aus der Industrie und natürlich der „allgemeinen“ Energiewirtschaft.

Unterteilt man die Stellungnehmenden in Verbände und einzelne Unternehmen ergibt sich folgendes Bild:

### Unterteilung Stellungnehmende

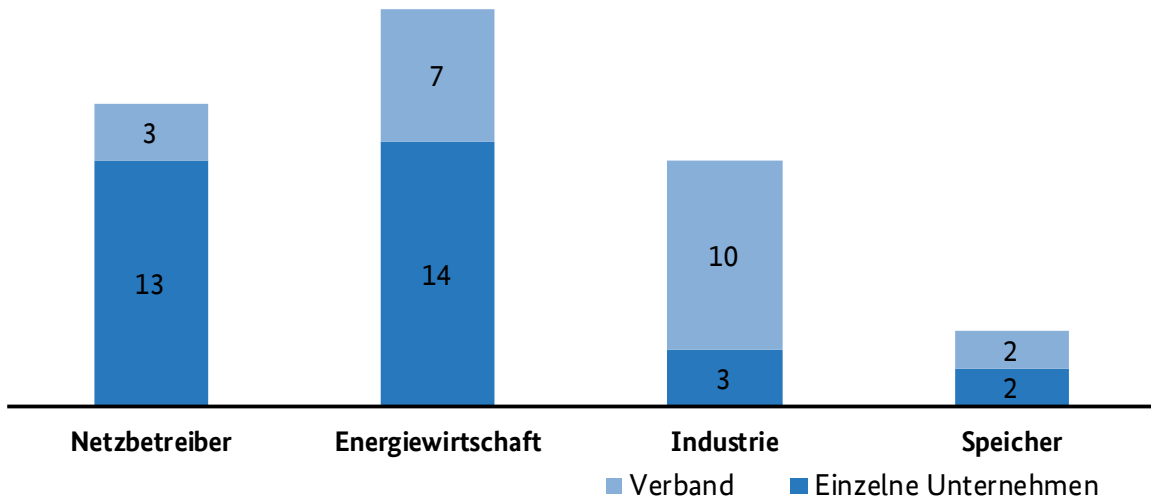


Abbildung 2: Unterteilung der Stellungnehmenden

Viele Netzbetreiber, insbesondere aus dem Verteilernetzbereich, haben die Möglichkeit genutzt, zusätzlich zu den Beiträgen der Verbände eine eigene Stellungnahme abzugeben.

Alle Stellungnehmenden sind auf die Fragen aus dem Fragekatalog eingegangen. 22 Stellungnehmende haben zusätzlich inhaltliche Anmerkungen zur Bestandsaufnahme abgegeben.

Die Verteilung der Anzahl der Antworten auf einzelne Fragen stellt sich wie folgt dar:

### Anzahl Antworten pro Frage

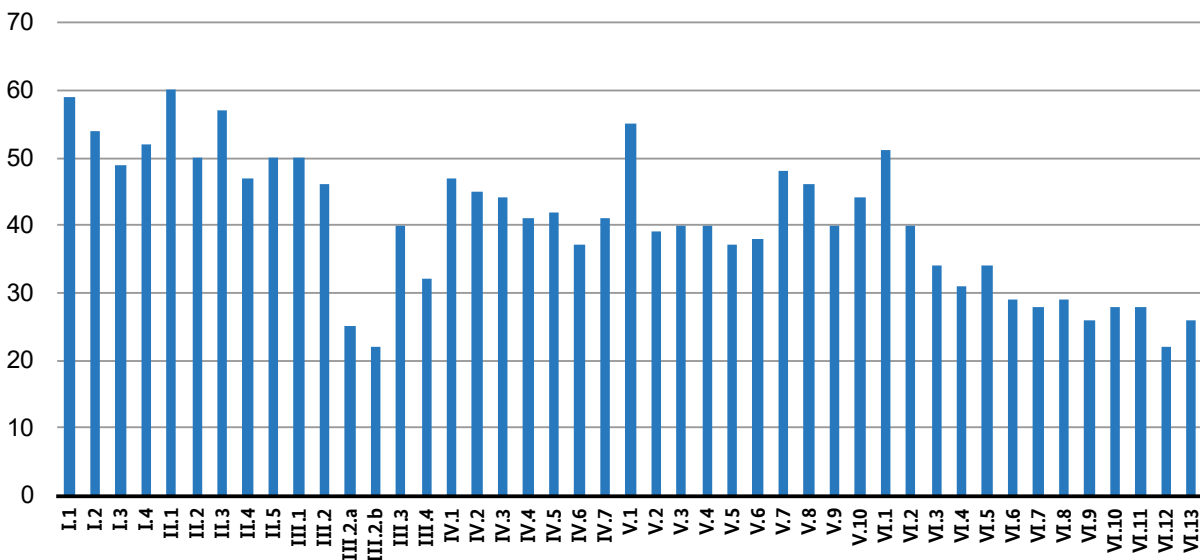


Abbildung 3: Anzahl der Antworten pro Frage

Die meisten Antworten sind zu den Grundsatzfragen eingegangen, wie etwa den Regelungen zur Beimischung, der Eintrittswahrscheinlichkeit der Infrastrukturszenarien, der Einführung einer Regulierung, dem Einspeisevorrang nach Erzeugungsart und der Kostentragung. Dabei waren die inhaltlichen Positionen sehr differenziert. Jedenfalls zeigen die Stellungnahmen, dass die Bundesnetzagentur mit ihrem Fragenkatalog wichtige Punkte adressiert hat.

### 3 Kurzfassung der Ergebnisse

Die Marktkonsultation zur Regulierung von Wasserstoffnetzen fand im Zeitraum vom 13.07.2020 bis zum 04.09.2020 statt. 63 Konsultationsbeiträge gingen bei der Bundesnetzagentur ein. Unter den Teilnehmenden war die vollständige Bandbreite der möglichen Stakeholder eines zukünftigen Wasserstoffmarktes vertreten. Insbesondere äußerten sich Verbände, Netzbetreiber, Energieversorgungsunternehmen, Speicherbetreiber, Industrieunternehmen und Energiedienstleister. Der konsultierte Fragenkatalog umfasste sechs Kapitel mit insgesamt 43 Einzelfragen.

#### Fragenkapitel I: Regelungen zur Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze

Zu diesem Fragenkomplex haben sich sehr viele Stakeholder geäußert. Trotz der unterschiedlichen Zielrichtung der einzelnen Fragen dreht sich die Diskussion im Wesentlichen um die sehr grundlegende Frage, ob reine Wasserstoffnetze entstehen oder Wasserstoff beigemischt wird. Hierzu haben fast alle Teilnehmenden eine Stellungnahme abgegeben.

Ein einheitliches Bild gibt es nicht. Ein Großteil der Stellungnahmen sieht Beimischung als eine, u.a. durch viele notwendige Anpassungen, kostenintensive Mindernutzung des hochwertigen und in der Industrie zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele dringend benötigten, reinen Wasserstoffs an. Allenfalls als Übergangslösung, bis genügend H<sub>2</sub>-Netze verfügbar seien, sei Beimischung denkbar.

Die Gegenmeinung mit ebenfalls vielen Befürwortern, vor allem in Reihen der Gasnetzbetreiber, sieht in der Beimischung auf allen Netzebenen - hauptsächlich aber im Verteilernetz - eine schnelle Möglichkeit, alle Sektoren zu dekarbonisieren, an erster Stelle den Wärmesektor. Eine Beimischung von mehr als 10 bis maximal 20 Prozent, wird allerdings in aller Regel nicht gesehen. Zudem wurde der Umgang mit sensiblen Verbrauchern, deren Anlagen mit Gasbeschaffenheitsschwankungen und/oder hohen Wasserstoffanteilen Probleme bekommen, kommentiert. Ein großer Anteil fordert hier weiterhin Rücksichtnahme auf diese Kunden, während ebenfalls viele Stellungnahmen sich für eine Förderung der Umrüstung der Anlagen der Kunden aussprechen, damit diese Kunden nicht den „bottleneck“ bei der Beimischung bilden. Die bestehenden rechtlichen Regelungen für Wasserstoffeinspeisungen, insbesondere die Analogie zu Biogas, werden zumeist als nicht ausreichend angesehen. Eigene Regelungen für Wasserstoff seien notwendig, wenngleich Verzögerungen aufgrund der Rechtssetzung befürchtet werden.

## **Fragenkapitel II: Ausweitung der Nutzung von Wasserstoff in der Wirtschaft**

In der Konsultation wurde die Realisierungswahrscheinlichkeit dreier Infrastrukturszenarien erfragt:

- (1) lokale Inselnetze (Szenario I)
- (2) lokale Inselnetze mit einzelnen Transportleitungen (Szenario II) und
- (3) engmaschige Verteilernetze mit einzelnen Transportleitungen (Szenario III).

Die Antworten deuten größtenteils auf ein einheitliches Meinungsbild hin: Im Zeitablauf würden alle drei Szenarien durchlaufen werden. Teils wurde bemerkt, dass es sich nicht überall um einen einheitlichen sequenziellen Prozess handele. Je nach Region würden sich unterschiedliche Szenarien einstellen. Kritisiert wurde von einzelnen Teilnehmenden, dass die Szenarien nicht vollständig seien. Zudem müsse die Bedeutung des Wärmemarktes berücksichtigt werden.

Nach Ansicht (fast) aller Konsultationsteilnehmer wird es zu einem grenzüberschreitenden Transport von Wasserstoff kommen und so auch ein grenzüberschreitendes Wasserstoffnetz nötig sein, spätestens ab Eintritt des Szenario II.

Die Stellungnehmenden erwarten überwiegend auch in einer zukünftigen „H2-Welt“ die gleiche Rollen- und Aufgabenverteilung zwischen FNB und VNB.

Überwiegend wird angenommen, dass alle Akteure (Erzeuger, Netzbetreiber, Nachfrager) eine aktive Rolle bei der Realisierung der Infrastrukturszenarien spielen werden. Zusätzliche Akteure seien Speicherbetreiber. Die bisherigen Marktrollen bleiben erhalten, auch wenn vereinzelt eine Rollenänderung durch enge Kopplung der Strom- und Wasserstoff Infrastruktur (H2-Infrastruktur kann Stromsystem Flexibilität bereitstellen) prognostiziert wird. Als Treiber für den Wasserstofftransport wirke überwiegend die Nachfrageseite.

Zur Frage des Wettbewerbs zwischen Erdgas und Wasserstoff habe Erdgas derzeit einen Preisvorteil. Die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises, Technologieoffenheit, Förderinstrumente, Entwicklungen der Klimapolitik und die regulatorische Ausgestaltung seien entscheidend, wie sich der Wettbewerb um Wasserstoff entwickeln wird. Für klimapolitische Ziele komme es jedoch auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen und nicht auf die Erzeugungstechnologie an.

## **Fragenkapitel III: Einführung einer Regulierung für reine Wasserstoffnetze**

Der Prämisse, dass eine Regulierung einzuführen ist, wenn der Missbrauch von Marktmacht oder Diskriminierung vorliegen, stimmt die Mehrheit zu. Allerdings führen einige Stellungnehmende an, dass dies nicht nur unter dieser Prämisse angezeigt sei, sondern auch andere Aspekte dafürsprechen können, so z.B. der knappe Zeitrahmen für die Erreichung politischer Ziele (insb. Klimaziele) und die Sicherheit für Investitionsentscheidungen.

Die Einführung einer Regulierung wird von der Mehrheit befürwortet, da sie Diskriminierung oder den Missbrauch von Marktmacht für wahrscheinlich hält. Einige plädieren für eine schrittweise, dynamische Einführung einer Regulierung nach erfolgter Prüfung und nicht für eine Zugangs- und Entgeltregulierung

von Beginn an. Bei der Begründung einer Zugangsregulierung wird zudem häufig angeführt, dass die Gefahr von Zugangsverweigerungen vor allem bei nicht vorhandener Entflechtung besteht.

Bei bestehenden Netzen und solange diese weiterhin nicht die Funktion der öffentlichen Versorgung erfüllen wird von der Mehrheit für Übergangs- oder Ausnahmeregelungen plädiert, u.a. aus Vertrauensschutzgründen.

Als Hemmnisse, die durch Einführung einer Regulierung beseitigt werden können, wird vor allem Planungs- und Investitionssicherheit, die Erhaltung der energierechtlichen Betriebsgenehmigungen und die Sicherung der zivilrechtlichen Grundstücksnutzung angeführt.

#### **Fragenkapitel IV: Umfang einer möglichen Regulierung für reine Wasserstoffnetze**

Zunächst muss festgestellt werden, dass die Verwendung des Begriffs Entflechtung in den Stellungnahmen nicht einheitlich ist. Ungeachtet dessen spricht sich die Mehrheit der Stellungnahmen für eine grundsätzliche Übernahme der bestehenden Zugangs- und Entgeltregulierung sowie der Entflechtungsregelungen aus. Wobei aber auch betont wird, dass wasserstoffspezifische Anpassungen erforderlich sind und insbesondere beachtet werden muss, dass sich der Wasserstoffmarkt erst im Markthochlauf befindet, der durch zu starke Regulierungsregelungen gehemmt werden könnte. Insofern sprechen sich sowohl Netzbetreiber, Behörden als auch Industrie an einigen Stellen für dynamische Regelungen aus, die je nach Entwicklungsstufe fortgeschrieben werden, und für entsprechende Übergangsregelungen zum Hochlaufen der Wasserstoffwirtschaft.

Einige Industrie-Unternehmen und Netzbetreiber sprechen sich für eine einfache Erweiterung der Definition des Gasbegriffs im EnWG aus, auch einzelne Vertreter der übrigen Energiewirtschaft (Händler, Forschungseinrichtungen) unterstützen diesen Vorschlag. Die Beiträge beziehen sich entweder direkt auf den bekannten Vorschlag der FNB oder greifen einzelne Punkte daraus auf.

Für eine komplette Neuregelung von Wasserstoff innerhalb des EnWG - über eine Anpassung der Definitionen hinaus - spricht sich ebenfalls eine große Gruppe der Stakeholder aus. Diese Stimmen stammen aus den Reihen der Netzbetreiber, der Energiewirtschaft (also Händlern, Erzeugern, Beratungseinrichtungen), der Industrie- und Speicherbranche. Die Einführung eines eigenen Wasserstoffinfrastruktur-Gesetzes wird zwar inhaltlich vielfach befürwortet, jedoch aus Zeitgründen für nicht praktikabel erachtet.

#### **Fragenkapitel V: Regelungen zu Netzanschluss, Netzzugang und Netzausbau von Wasserstoffnetzen**

Ein Einspeisevorrang für grünen Wasserstoff wird von der knappen Mehrheit der Konsultationsteilnehmenden aus Gründen der Sicherstellung eines zügigen Marktaufbaus und zur Deckung des industriellen Bedarfs abgelehnt. Die Einspeisung solle vielmehr diskriminierungsfrei und technologieoffen erfolgen.

Aus technischer Sicht könnte ein Anschluss- bzw. Einspeisevorrang in Engpassfällen zwar sinnvoll sein, solche Engpasssituationen seien jedoch kurz- bis mittelfristig nicht zu erwarten. Ebenfalls müsste für Anlagen, die

Wasserstoff einspeisen, Investitionssicherheit gewährleistet werden. Dennoch betont eine Vielzahl der Konsultationsbeiträge, die unter den aktuellen Bedingungen einen Einspeisevorrang grünen Wasserstoffs ablehnt, dass langfristig ein Einspeisevorrang innerhalb der Wasserstoffarten sinnvoll sei.

Der gegenteiligen Auffassung ist ebenfalls eine große Anzahl der Stakeholder: Im Interesse der Energiewende müsse grünem Wasserstoff unmittelbar Vorrang eingeräumt werden.

Das Kapazitätsmodell aus dem Gasbereich in geeigneter Form auf Wasserstoff zu übertragen, scheint für einige Stellungnehmende sinnvoll zu sein. Andere sind in Bezug auf die Zeitachse zurückhaltender und meinen, dass dies erst als zwingend geboten erscheint, sobald die Komplexität der Netzinfrastrukturen zunimmt. Auch eine Orientierung an den Netznutzungs- und Entgeltmodellen für Erdgasnetze ist für viele nachvollziehbar. Andere argumentieren, dass für reine Wasserstoffnetze auch eigenständige Regelungen erforderlich sind, die sich zum Teil in das Netzzugangsmodell für Erdgas einfügen, zum Teil jedoch auch über andere Regelungen erfolgen können.

Ebenfalls ein geteiltes Meinungsbild besteht bei der Frage, ob die Allokation von Wasserstoffherzeugern und Abnehmer beeinflusst werden sollte. Auf der einen Seite wird eine Beeinflussung insbesondere aus netzdienlichen Aspekten als sinnvoll erachtet. Auf der anderen Seite wird die Einschätzung geteilt, dass der Markt die Standortfrage selber lösen wird.

Auf die Frage der Infrastrukturplanung ergibt sich ein sehr heterogenes Bild. Viele sprechen sich für die Verbindung des Erdgas-NEP und eines Wasserstoff-NEP aus, andere dagegen halten einen separaten Wasserstoff-NEP für sinnvoller, wieder andere halten eine Aussage darüber für verfrüht. Deutlich wird, dass die überwiegende Mehrheit eine Notwendigkeit zur integrierten Netzplanung von Strom, Erdgas und Wasserstoff oder teils sogar von Wärme sieht.

Hinsichtlich der (zukünftigen) Rolle der Speicher wird übereinstimmend betont, dass diese auch im CO<sub>2</sub>-neutralen Gasmarkt notwendig sein werden, um Schwankungen zwischen Produktion, Import und Bedarf auszugleichen, und bei zunehmender Wasserstoffproduktion mehr Speicher benötigt werden. Überwiegend spricht man sich dafür aus, diese regulatorisch wie Erdgasspeicheranlagen zu behandeln.

## **Fragenkapitel VI: Mögliche Finanzierungsvarianten von Wasserstoffnetzen**

Aus den Stellungnahmen zu möglichen Finanzierungsvarianten von Wasserstoffnetzen ist erkennbar, dass die Mehrheit der Stellungnehmenden verursachungsgerechte Entgelte befürwortet, die weitgehend frei von Anreizmechanismen zur Steuerung der Wasserstoffnachfrage sein sollen. Wenn dies bei einer separaten Bepreisung einer neu entstehenden Wasserstoffinfrastruktur zu prohibitiv hohen Entgelten führt, werden anfängliche Rabatte bzw. eine Unterstützung durch staatliche Fördermaßnahmen als Lösung vorgeschlagen. Viele Stellungnehmende, insbesondere aus der Gruppe der Netzbetreiber, plädieren für eine gemeinsame Bepreisung von Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur auf Basis des bestehenden Regulierungsregimes.

Ob das Entgeltmodell zu Beginn der Hochlaufphase anders ausgestaltet werden sollte als bei einem späteren, eingeschwungenen Zustand, wird unterschiedlich gesehen. Tendenziell seien anfängliche Sonderregelungen (Rabatte, kein Effizienzvergleich) bei einer separaten Bepreisung der Wasserstoffinfrastruktur eher notwendig

als bei einer gemeinsamen Bepreisung von Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur. Vor allem Förderungen des Bundes oder der EU werden häufig als notwendig angesehen.

Die Mehrheit der Stellungnehmenden hält die Abschätzung der Gesamtkosten einer Transformation der gasgebundenen Energieversorgung hin zu einer reinen Wasserstoffversorgung für derzeit nicht abschätzbar. Sicher sei aber, dass die Gesamtkosten maßgeblich davon abhängen, in welchem Umfang bestehende Erdgasleitungen einer Folgenutzung durch Wasserstoff zugeführt werden können. Eine möglichst umfangreiche Folgenutzung sehen viele Stellungnehmende als geeignete Maßnahme zur Vermeidung von Sonderabschreibungen, die dann drohen würden, wenn Erdgasinfrastruktur nicht mehr benötigt wird und für Wasserstoff eine parallele Infrastruktur errichtet wird.

Bezüglich der Anwendung der ARegV ist das Meinungsbild eher heterogen. Zwar sprechen sich einige Stellungnehmende für die ARegV aus. Als Kontrapunkt wird jedoch das Argument vorgebracht, dass die ARegV kein adäquates Regulierungsinstrument für neu zu schaffende Infrastrukturen ist, da es für Bestandsnetze konzipiert wurde. Die Anwendung eines Effizienzvergleichs wird von einem Teil der Konsultationsteilnehmenden zumindest auf lange Sicht als sinnvoll erachtet. Bezüglich der Anwendung einer Cost-Plus-Regulierung ist das Antwortspektrum wiederum heterogen. Eine Yardstick-Regulierung wird eher als wenig zielführend gesehen.

## 4 Die Antworten auf die Konsultationsfragen im Detail

### 4.1 Regelungen zur Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze

Zu diesem Fragenkomplex haben sich sehr viele Stakeholder geäußert. Trotz der unterschiedlichen Zielrichtung der einzelnen Fragen dreht sich die Diskussion im Wesentlichen um die sehr grundlegende Frage, ob reine Wasserstoffnetze entstehen oder Wasserstoff beigemischt werden wird. Hierzu haben fast alle Teilnehmenden eine Stellungnahme abgegeben.

#### Kein einheitliches Meinungsbild

Ein Großteil der Stellungnahmen sieht **Beimischung als eine**, u.a. durch viele notwendige Anpassungen, **kostenintensive Verschwendung des hochwertigen** und in der Industrie zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele dringend benötigten **reinen Wasserstoffs an**. Allenfalls als Übergangslösung bis genügend H<sub>2</sub>-Netze verfügbar seien, sei Beimischung denkbar.

Die Gegenmeinung - vor allem aus den Reihen der Gasnetzbetreiber - sieht in der **Beimischung auf allen Netzebenen** - hauptsächlich aber im Verteilernetz - eine **schnelle Möglichkeit zur Dekarbonisierung** aller Sektoren, an erster Stelle den Wärmesektor. Eine Beimischung von mehr als 10 bis maximal 20 Prozent wird allerdings in aller Regel nicht gesehen.

Zudem wurde der **Umgang mit sensiblen Verbrauchern** kommentiert, deren Anlagen mit Gasbeschaffenheitsschwankungen und/oder hohen Wasserstoffanteilen Probleme bekommen. Eine große Anzahl der Stellungnehmenden fordert hier weiterhin Rücksichtnahme auf diese Kunden, während andere sich für eine Förderung der Umrüstung der Kundenanlagen aussprechen, damit diese nicht zum „bottleneck“ werden.

Die **bestehenden rechtlichen Regelungen für Wasserstoffeinspeisungen**, insbesondere die Analogie zu Biogas, werden zumeist als **nicht ausreichend** angesehen. Eigene Regelungen für Wasserstoff seien notwendig, wenngleich Verzögerungen aufgrund der bislang fehlenden Rechtssetzung befürchtet werden.

**I.1 Halten Sie es für wahrscheinlicher, dass sich ein reines Wasserstoffnetz entwickelt und damit parallel zum bestehenden Gasnetz existiert oder ist es wahrscheinlicher, dass vermehrt Wasserstoff ins Erdgasnetz beigemischt wird? Wie schätzen Sie dies für den Zeitraum bis 2030, bis 2040 und bis 2050 ein?**

Zu dieser Frage sind etwa 60 Beiträge eingegangen. Viele davon beinhalteten eher grundsätzliche Einschätzungen zur künftigen Nutzung von Wasserstoff.

Eine große Zahl der Stellungnehmenden (40) ist der Meinung, dass **zukünftig parallele Infrastrukturen für Wasserstoff und Erdgas entstehen werden**, sowohl auf Fernleitungs- als auch auf der Verteilernetzebene. Es gebe ein erhebliches Potenzial an geeigneten Leitungen, die umgewidmet werden können, allerdings sei auch Leitungsneubau notwendig. Einige Stellungnahmen bezogen sich dabei auf ein zu erwartendes europäisches Wasserstoff-Backbone-Netz. In acht Beiträgen wird langfristig eine vollständige Umstellung des gesamten Netzes auf Wasserstoff erwartet. Lediglich Einzelmeinungen wenden hiergegen ein, dass der Betrieb paralleler Infrastrukturen bei Verteilernetzbetreibern nicht wirtschaftlich darstellbar und die Versorgung aller Endkunden mit Wasserstoff mangels Verfügbarkeit nicht möglich sei. Zudem wurde von jeweils zwei Stellungnehmenden angebracht, dass der Transport per Trailer (ggf. LOHC, liquid organic hydrogen carriers, also flüssige organische Wasserstoffträger) bei den bisher geplanten Projekten vielfacheffizienter sei und ein ausreichendes Erdgasnetz auch weiterhin wichtig bleiben werde, um Kunden mit Erdgas bzw. Methan z.B. als Rohstoff zu beliefern oder um Biogas aufzunehmen. Die Wasserstoffleitungen sollen dem Anschluss von Importpunkten, Erzeugern, Speichern und Industriekunden dienen. Verteilernetze sollen sich ebenfalls anschließen können und auf diese Weise ihre eigenen Kunden und ggf. den Verkehrssektor versorgen können. Auch eine Beimischung aus dem Fernleitungswasserstoffnetz wird vorgeschlagen. (Mehr zu den Rollen in Frage II.2.)

Weitaus kontroverser wurde das Thema „Beimischung“ diskutiert.

**Pro Beimischung**

Zwölf Konsultationsbeiträge sehen eine Beimischung im Verteilernetz als sinnvoll an, fünf auf allen Netzebenen. Als Argument wurde angeführt, dass so die Dekarbonisierung aller zurzeit mit Erdgas versorgten Sektoren ermöglicht werde, insbesondere der Wärmesektor wurde hier genannt. Zudem sei durch eine flächendeckende Beimischung ein schnelleres Hochlaufen der Wasserstoffwirtschaft zu erwarten. Obwohl Gegenstand von Frage I.2, wurde bereits an dieser Stelle 20 Prozent als oberste Beimischgrenze genannt, mit



Abweichungen nach unten und oben (10 Prozent und 30 Prozent, je 2 Stellungnahmen). Eine Stellungnahme spricht sich für netzindividuelle Beimischungen aus.

### **Contra Beimischung**

Eine insgesamt größere Anzahl (17) lehnt Beimischung generell ab oder sie solle allenfalls nachrangig erfolgen (weitere 11). Argumentiert wird, dass durch die Beimischung der aufwendig hergestellte oder importierte Wasserstoff entwertet wird. Er sei für die Industrie, die keine anderen Dekarbonisierungsoptionen habe, zu wertvoll und werde durch die Beimischung unnötig verknappt. Außerdem gehe die grüne Eigenschaft dadurch verloren. Nur in einer Übergangsphase, zur Entlastung der reinen H<sub>2</sub>-Leitungen oder dort, wo es keine H<sub>2</sub>-Netze gebe, sei Beimischung denkbar. Im Wärmemarkt sei Wasserstoff nur im Rahmen von Fernwärme- oder Quartiersprojekten vorstellbar.

Gegen die Beimischung spricht laut acht Teilnehmenden auch, dass es auf allen Netzebenen Verbraucher gebe, die aus unterschiedlichen Gründen Schwierigkeiten mit Wasserstoff im Erdgas haben (sensible Kunden). Diese Kunden sollten vor zu hohen Wasserstoffanteilen geschützt und Beeinträchtigungen vermieden werden (vgl. detaillierter zu diesem Thema auch Frage I.3). Insbesondere Schwankungen der Gasbeschaffenheit, etwa durch fluktuierende Einspeisung von Wasserstoff, sei unter allen Umständen zu vermeiden (5). Zwei weitere Stellungnahmen thematisieren den Aufwand, der bei Netzen und Gasanwendungen betrieben werden muss, um die Beimischung zu ermöglichen. Ab bestimmten Konzentrationen müsste der gesamte Gerätebestand auszutauschen.

Von einigen wird als wichtig angesehen, dass die **europäische Interoperabilität**, sowohl von Wasserstoff- als auch von Erdgasnetzen (möglicherweise mit Beimischung) gewahrt bleiben muss. Deutschlands Rolle als Gastransitland erfordere eine enge Abstimmung mit den Nachbarstaaten. Zwei Stellungnehmende sprachen sich in diesem Kontext explizit gegen die Beimischung auf Fernleitungsnetzebene aus.

Die grüne Eigenschaft des Wasserstoffs sei durch ein geeignetes Handelssystem für Zertifikate zu gewährleisten.

Auf den zeitlichen Aspekt der Frage wurde überwiegend nicht eingegangen. Die Bandbreite der Antworten reichte jedoch von der Annahme erster Einspeisungen im Jahr 2030 in reine H<sub>2</sub>-Netze, die sich in Cluster- oder Inselform bilden, bis dahin, dass 2050 bereits 90 Prozent des genutzten Wasserstoffs über Leitungen transportiert werden. Entsprechend sei auch zu erwarten, dass 2050 die Netze vollkommen auf Wasserstoff und Biogas umgestellt sind.

### **I.2 Halten Sie eine Erhöhung der Beimischungsquoten für sinnvoll? Wenn ja, bis zu welcher Höhe? Was spricht aus Ihrer Sicht für oder gegen eine Erhöhung?**

Auch zu dieser Frage war die Beteiligung recht hoch. Eine ganze Reihe von Stellungnahmen weist richtigerweise darauf hin, dass man unter „Beimischungsquote“ keine Quote für eine verpflichtende Beimischung verstanden habe (wie etwa bei E10 im Kraftstoffbereich), sondern einen Grenzwert. Im Ergebnis bleibt das Bild uneinheitlich.

### **Erhöhung der prozentualen Beimischung sinnvoll**

Unter den knapp über 50 Stellungnehmenden gibt es eine Fraktion, die eine Erhöhung der möglichen Beimischung für sinnvoll hält (10.). Als Grund wird das hohe Klimaschutzpotenzial durch die (Teil-)Dekarbonisierung des in vielen Sektoren eingesetzten Erdgases gesehen, was durch eine Beimischung schnell zu heben sei (7). Zudem schaffe dies eine Nachfrageerhöhung, die sich positiv auf den wachsenden Wasserstoffmarkt auswirke (7).

### **Erhöhung der Beimischung sollte vermieden werden**

Demgegenüber gibt es eine große Gruppe, die wegen der negativen Auswirkungen auf sensible Kunden eine Erhöhung nicht für sinnvoll erachtet. Sensible Kunden seien zu schützen bzw. sollten sie nach Ansicht von 21 Stellungnahmen die Grenze für die Beimischung definieren. Zudem sei es unbedingt notwendig, Schwankungen in der Gasbeschaffenheit zu vermeiden (13). Weiterhin wurden eine zwingende europäische Harmonisierung und die Beachtung der internationalen Interoperabilität angemahnt (7). Von zwei weiteren Stellungnahmen wurde auch an dieser Stelle nochmals zur Sprache gebracht, dass die mit der Beimischung einhergehende Verknappung des verfügbaren Wasserstoffs die Nachfrager reinen Wasserstoffs beeinträchtigt. Zwei andere Stellungnehmende befürchten, dass erhöhte Beimischung eine nicht (strom-)systemdienliche Fahrweise der Elektrolyseure befördern könnte.

### **Weitere Argumente**

In diesem Kontext wurden teilweise schon Aspekte der Frage I.3 vorweggenommen. So wiesen zwei Stellungnahmen darauf hin, dass man dem Schutz sensibler Kunden nicht alles unterordnen dürfe. Der Kunde habe selbst für die Anpassung seiner Anlagen zu sorgen, gegebenenfalls könne man ihn dabei finanziell fördern. Zwei weitere Stellungnahmen sahen es als Aufgabe der Netzbetreiber an, entsprechende Schutzmaßnahmen zu ergreifen.

In vier Stellungnahmen wurde auf die in Entwicklung befindliche Membrantechnologie verwiesen, mittels derer man in der Zukunft den Wasserstoff wieder aus dem gemischten Gasstrom abscheiden könne (mehr dazu unter I.3).

### **Höhe des Grenzwerts**

An dieser Stelle wurde vielfach auf die aktuellen und auch künftigen technischen Untersuchungen des DVGW und anderer Institutionen verwiesen. Insofern solle man sich am jeweils aktuellen Stand der Technik orientieren (2). Die Mehrzahl derer, die einen konkreten Wert genannt haben, sieht eine Beimischung von 20 Prozent als tauglichen Zielwert an (14). Zwei Stellungnehmende halten 30 Prozent für den geeigneten Wert. Sechs Stellungnahmen halten eine netzindividuelle Beimischung für die beste Lösung. Eine gute Handvoll der Stellungnahmen spricht sich dafür aus, möglichst wenige Teilschritte bei der Umstellung auf 100 Prozent Wasserstoff vorzunehmen, also nach dem Schritt auf z.B. 20 Prozent direkt zu 100 Prozent zu wechseln. Als Grund wird der immense Aufwand genannt. Einige Stellungnehmende merken an, dass ab 20 Prozent Beimischung der Gerätebestand komplett ausgetauscht werden müsste. Daher sollte nach Ansicht von elf Stellungnehmenden vor jeder Erhöhung eine gesamtwirtschaftliche Kosten-/Nutzen-Analyse durchgeführt werden. In zwei weiteren Stellungnahmen wird jegliche Erhöhung der Beimischung als unwirtschaftlich bzw. volkswirtschaftlich nicht sinnvoll abgelehnt.

**I.3 Sollen zusätzliche Regelungen, etwa zum Schutz von sensiblen Verbrauchern, eingeführt werden, wenn es zu höheren Beimischungsquoten kommt? Wenn ja, welche?**

Bei dieser Frage war die Beteiligung mit 47 Stellungnahmen etwas geringer. Im Ergebnis wurden die teilweise bei I.2 schon andiskutierten Probleme mit der Beimischung und ihren Auswirkungen auf sensible Kunden an dieser Stelle vertieft.

### **Orientierung an sensiblen Kunden**

In 17 Stellungnahmen wurde explizit darum geworben, dass man sich (weiter) an den sensiblen Kunden orientieren sollte, damit diese durch die Beschaffenheit des gelieferten Gases nicht eingeschränkt werden. Man solle sich bei der Beimischung an den Kundenbedürfnissen orientieren und nötigenfalls die Beimischung einschränken. Während fünf Stellungnehmende der Auffassung waren, dass die Regelungen zum Schutz der Verbraucher einer gesetzlichen Grundlage bzw. Weiterentwicklung bedürfen, waren zehn andere der Meinung, dass das aktuelle, innerhalb der Branche erarbeitete technische Regelwerk vollkommen ausreichend und lediglich im Detail anzupassen sei. Drei weitere Stellungnahmen wiesen darauf hin, dass eine entsprechende rechtliche Weiterentwicklung im Rahmen des Interoperability and Data Exchange Network Code berücksichtigt und an dieser Stelle auch umfassend auf die Bedürfnisse sensibler Kunden eingegangen wird. Zwei Stellungnehmende sind der Meinung, ein zusätzlicher Schutz sei nur für einen Übergangszeitraum erforderlich.

In sechs Stellungnahmen wird um die Möglichkeit geworben, die **Netze sektionieren** zu dürfen, um Kunden vor zu hohen Wasserstoffanteilen schützen zu können und gleichzeitig trotzdem Wasserstoff beimischen zu können. Auch eine regional differenzierte Beimischung verfolgt dieses Ziel.

### **Keine Einschränkung der Beimischung**

Viele Konsultationsteilnehmer (15) sprechen sich dagegen aus, die Beimischung zugunsten der Belange der Kunden einzuschränken und fordern stattdessen eine finanzielle Förderung oder andere Anreize für den Kunden, seine individuelle Wasserstofftoleranz zu erhöhen. Eine andere Möglichkeit ist nach Ansicht von drei Stellungnehmenden, den Netzbetreiber die Kosten für die Abtrennung der Gase tragen zu lassen und z.B. die in Entwicklung befindliche Membrantechnologie, mittels derer man den Wasserstoff wieder aus dem Gasgemisch separieren könne, in die regulierte asset base der Netzbetreiber zu integrieren oder gleich bundesweit umzulegen. Alternativ sehen vier Stellungnahmen eine - am Prozess der Marktraumumstellung orientierte - Umrüstung der Geräte durch die Netzbetreiber. Dafür müssten die Hersteller einschlägige Umrüstkits zur Verfügung stellen. Auch in diesem Fall sollen die Kosten gewälzt werden.

Eine Stellungnahme hat sich explizit kritisch mit den Problemen der mehrfach erwähnten Membrantechnologie befasst. Der abgetrennte Wasserstoff erhöhe den Wasserstoffanteil der übrigen Kunden und Sorge zudem für Schwankungen.

Andere Stellungnahmen betonen, dass es möglich sein müsse, die Einspeisung von Wasserstoff in Mischgasnetze zu unterbinden, wenn die Folgekosten zu hoch seien. In zwei Stellungnahmen wird argumentiert, dass man kein höheres Schutzniveau benötige, wenn die zulässige Beimischung auf die bislang praxisrelevanten zwei Prozent begrenzt würde.

**I.4 Halten Sie die bestehenden Regelungen für die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz (z.B. die Analogie zu Biogas) für ausreichend und sinnvoll oder bedarf es einer Neuregelung? Welche Regelungen sollten angepasst werden und wie? Muss das technische Regelwerk angepasst werden?**

Zu der Frage nach den bestehenden Regelungen sind knapp über 50 Stellungnahmen eingegangen. Dass die bestehenden Regelungen, inklusive der Privilegierungen für Einspeisung, Transport und Bilanzierung von Biogas, auch künftig für Wasserstoff ausreichend seien, wurde in fünf Stellungnahmen vertreten. Die übrigen Stellungnahmen sehen, in unterschiedlichen Ausprägungen und mit verschiedenen Ansatzpunkten, Änderungsbedarf.

Petition von 28 Stellungnehmenden ist, die **Definition von „Wasserstoff“** im Sinne des EnWG **technologieneutral** umzugestalten. Derzeit gebe es eine Technologiebindung an die Wasserelektrolyse, die den Bedürfnissen der aufkommenden Wasserstoffwelt nicht gerecht werde. Neben dem bislang zulässigen und in die Infrastruktur einspeisbaren Wasserstoff aus Wasserelektrolyse müsse man auch die Einspeisung von Wasserstoff ermöglichen, der mittels anderer Verfahren hergestellt wird. Insbesondere blauer Wasserstoff sei zukünftig nötig.

Fünf Stellungnehmende sprechen sich dagegen insbesondere für eine **Beibehaltung der Privilegierung von grünem Wasserstoff** gegenüber anderen Erzeugungsformen aus. Vier Stellungnahmen betonen, dass man bestimmte Gase besser über andere Instrumente und Mechanismen fördern sollte, wie etwa eine Grüngasquote oder einen Zertifikatehandel, und nicht über das Einspeiseregime.

In 16 Stellungnahmen wird eine **generelle Überarbeitung des Regelwerks** gefordert, an deren Ende eigene Wasserstoffregelungen stehen. Teilweise wird auf den Vorschlag der Verbände (FNB Gas, BDI, DIHK, VIK und BDEW) verwiesen, der eine Anpassung einzelner Regelungen in EnWG und GasNZV sowie der Kooperationsvereinbarung Gas (KoV Gas) für ausreichend hält (14). Dabei wird teils argumentiert, dass diese Lösung schneller umzusetzen sei als die in der Sache vorzugswürdige Neugestaltung eines Wasserstoffregimes.

Inhaltlich wurden ganz unterschiedliche Teilaspekte vorgeschlagen. Sieben Stellungnehmer mahnen eine eigenständige Definition von Wasserstoff und anderer klimaneutraler Gase an. Insbesondere dürfe, und hier wird das technische Regelwerk adressiert, **Wasserstoff kein Zusatzgas** mehr sein. Dreimal wurde auf die besondere **Bedeutung von europäisch einheitlichen Regelungen** hingewiesen, um die Interoperabilität der Netze nicht zu gefährden. Zusätzlich wurde noch jeweils von einzelnen Stellungnehmenden angemerkt, dass die Einschätzungen der Bundesnetzagentur aus dem Positionspapier zur Einspeisung von Wasserstoff in Gasversorgungsnetze von 2014 zum **Prioritätsprinzip bei Anschlusskonkurrenz** gesetzlich normiert werden sollten. Außerdem sei bei jeglicher Neuregelung auf den **Schutz der Investitionen auf Verbraucherseite** zu achten. Während eine Stellungnahme die Wälzung aller Einspeisekosten für Wasserstoff über eine bundesweite Umlage fordert, plädiert eine andere Stellungnahme bereits an dieser Stelle für verursachungsgerechte Transportentgelte für Wasserstoff und damit gegen eine derartige **Kostenwälzung**. In vier Stellungnahmen wurde angemerkt, dass das **technische Regelwerk angepasst** werden müsse.

#### 4.2 Ausweitung der Nutzung von Wasserstoff in der Wirtschaft

In der Konsultation wurde die Realisierungswahrscheinlichkeit dreier Infrastrukturszenarien erfragt: (1) lokale Inselnetze, (2) lokale Inselnetze mit einzelnen Transportleitungen und (3) engmaschige Verteilernetze mit einzelnen Transportleitungen. Die Antworten geben ein größtenteils einheitliches Meinungsbild ab: Im Zeitablauf werden alle drei Szenarien durchlaufen. Es werde sich nicht überall um einen einheitlichen

sequenziellen Prozess handeln, merkt ein Teil der Stellungnahmen an, und je nach Region würden sich unterschiedliche Szenarien einstellen. Kritisiert wurde von Einzelnen, dass die Szenarien nicht vollständig seien. Die Gasinfrastruktur könnte eine Rolle spielen und die Bedeutung des Wärmemarktes müsse berücksichtigt werden.

Nach Ansicht (fast) aller Konsultationsteilnehmer werde es zu einem **grenzüberschreitenden Transport von Wasserstoff** kommen und so auch ein **grenzüberschreitendes Wasserstoffnetz nötig** sein, spätestens ab Eintritt des Szenarios II.

Die Stellungnehmenden erwarten überwiegend auch in der Zukunft in einer „H<sub>2</sub>-Welt“ die **gleiche Rollen- und Aufgabenverteilung zwischen FNB und VNB**. Die Versorgung des Großteils der Kunden werde durch die VNB erfolgen, während die FNB für den Transport großer Mengen (Importe, Erzeugungszentren) zuständig seien.

Überwiegend wird angenommen, dass **alle Akteure (Erzeuger, Netzbetreiber, Nachfrager) eine aktive Rolle bei der Realisierung der Infrastrukturszenarien** spielen werden. Zusätzliche Akteure seien Speicherbetreiber. Die bisherigen Marktrollen bleiben erhalten, auch wenn vereinzelt eine Rollenänderung durch enge Kopplung der Strom- und Wasserstoff Infrastruktur (H<sub>2</sub>-Infrastruktur kann dem Stromsystem Flexibilität bereitstellen) prognostiziert wird. Als **Treiber für den Wasserstofftransport** dient überwiegend **die Nachfrageseite**. In der Anfangsphase können auch Erzeuger, Netzbetreiber und Speicheranlagen Treiber in der Entwicklung des Wasserstoffmarktes sein.

Beim Wettbewerb zwischen Erdgas und Wasserstoff habe Erdgas derzeit einen Preisvorteil. Die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises, Technologieoffenheit, Förderinstrumente, Entwicklungen der Klimapolitik und die regulatorische Ausgestaltung seien dafür entscheidend, wie sich der Wettbewerb um Wasserstoff entwickeln wird. Für klimapolitische Ziele komme es jedoch auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen und nicht auf Erzeugungstechnologie an. Die Gase seien nicht in allen Anwendungen substituierbar. Echter Wettbewerb sei nur bei Einbeziehung der VNB- und ÜNB-Ebene zu erwarten.

**II.1 Welche der folgenden Infrastrukturszenarien halten Sie für denkbar bzw. in der Zukunft für realistisch, und in welchem Zeitraum? Bitte begründen Sie Ihre Antwort nach Möglichkeit anhand von konkreten Daten/Zahlen. Berücksichtigen Sie bei Ihrer Begründung auch die folgenden Fragen: Was sind die einzelnen Treiber für den zukünftigen Wasserstoffbedarf und die Wasserstoffherzeugung? Welcher Bedarf an Erdgas wird in welchen Sektoren weiterhin bestehen? Wird nach Ihrer Ansicht die Wasserstoffnachfrage gegenüber dem Wasserstoffangebot dominieren, oder anders herum, und wie sollte dies verzahnt werden, auch mit dem Aufwuchs der Infrastruktur?**

**Szenario I: Lokale Inselnetze, Verbrauch und Erzeugung von Wasserstoff aufgrund lokaler Agglomeration von regionalen Bedarfen.**

**Szenario II: Lokale Inselnetze, einzelne lange Transportleitungen verbinden verschiedene lokale Inselnetze oder Wasserstoffproduktionsstandorte, bzw. ermöglichen Importe von Wasserstoff aus dem Ausland.**

**Szenario III: engmaschige Verteilernetze, einzelne lange Transportleitungen verbinden flächendeckende Verteilernetze aufgrund der hohen Zunahme des Wasserstoffverbrauchs in unterschiedlichen Sektoren, wie z.B. im Verkehrssektor.**

Größtenteils wird erwartet, dass im Zeitablauf alle drei Szenarien durchlaufen werden. Teils wurde bemerkt, dass es sich nicht überall um einen einheitlichen sequenziellen Prozess handele. Je nach Region würden sich die Szenarien zu unterschiedlichen Zeitpunkten einstellen. Kritisiert wurde von einzelnen Teilnehmern, dass die Szenarien nicht vollständig seien. Die Gasinfrastruktur könnte eine Rolle spielen und die Bedeutung des Wärmemarktes müsse berücksichtigt werden.

**Szenarienablauf**

- Alle drei von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Szenarien seien im Zeitablauf realistisch, meinen 13 Stellungnahmen.
- Im Szenarienablauf seien alle drei Szenarien möglich, allerdings zu unterschiedlichen Zeitpunkten/nicht sequenziell/ggf. parallel, finden (weitere) 15 Stellungnehmende.
- Die drei Szenarien griffen etwas zu kurz, etwa, weil der Wärmemarkt keine Berücksichtigung finde, die Anwendungsmöglichkeiten für Wasserstoff zu eng gefasst seien, zu wenige Akteure betrachtet würden und/oder es eine parallele Entwicklung reiner Wasserstoffnetze und Mischnetze (Wasserstoff/Methan) geben werde (11).
- Die in den einzelnen Szenarien beschriebenen Parameter, wie z.B. einzelne lange Transportleitungen oder flächendeckende Verteilernetze, seien nicht vollständig (eine Stellungnahme).
- In einer Stellungnahme wird ein weiteres Szenario vorgeschlagen, nämlich eines mit flächendeckendem Transportnetz. Jede Region in Deutschland müsse mit Quellen in der Küstenregion, im Ausland und in EE-reichen ländlichen Räumen im Inland verbunden werden.
- Für die Plausibilisierung der Szenarien müssten eigentlich neue Studien die Basis legen (eine Stellungnahme). Bisherige Studien oder Vorschläge seien noch nicht hinreichend, um grundlegende Weichenstellungen zu rechtfertigen. Die Szenarien hingen auch davon ab, in welchem Umfang und in welchem Zeitrahmen die erneuerbaren Energien ausgebaut würden.
- Ein Stellungnehmer vergleicht den Wasserstoffhochlauf mit der Gasumstellung. Der politische Gestaltungswille werde vorausgesetzt.

**Szenario I**

- Szenario I scheint für viele Konsultationsteilnehmer kurzfristig realistisch, spätestens bis 2030 (15), für andere skizziere es bereits den Status Quo (6). Ohne Aufnahme in das EnWG sei ein weiträumiger Aufbau von Wasserstoff-Netzinfrastruktur jedoch nicht möglich (1).
- Ein Akteur plädiert dafür, zur Deckung lokaler Wasserstoffbedarfe die Onshore-Windanlagen regulatorisch einzubinden, die in den kommenden Jahren sukzessive aus der EEG-Förderung fallen.

**Szenario II**

- Generell halten die meisten Konsultationsteilnehmer das Szenario für realistisch (36).
- Das Szenario II wird sich bis ca. 2040 entwickeln, so eine andere Meinung (9).
- Die Wasserstoffnachfrage wird zwischen 2030 und 2040 die Erzeugungskapazität übersteigen, fügt ein Konsultationsteilnehmer hinzu. Dies rechtfertige den Aufbau von Transportleitungen von den größten Verbrauchszentren zu Regionen mit hohem Erzeugungspotenzial für EE-Wasserstoff, zu internationalen Anlandepunkten und auch zu entfernter gelegenen geologischen Großspeichern.
- Szenario II spiegele am ehesten die Aufbauphase für eine Wasserstoffinfrastruktur bis 2030 wider, insbesondere getrieben durch die Nachfrage von Wasserstoff aus der Industrie (1). Dieses Szenario entspräche damit auch am ehesten dem im NEP Gas 2020-2030 entwickelten H2-Startnetz. Zukünftig wird es weiterhin ein flächendeckendes Netz für Methan geben müssen.
- Das Szenario II ist notwendige Voraussetzung für eine sinnvolle Sektorenkopplung. Es benötige sowohl die Einbindung von Wasserstoffkavernenspeichern zur Energiespeicherung als auch den zusätzlichen Import von Wasserstoff (1).
- Sobald Wasserstoff auch im Verkehrs- und Wärmesektor sowie in weiteren Bereichen etabliert wird, gewinnt die Verteilnetzebene für Wasserstoff weiter an Bedeutung (2).

### **Szenario III**

- In einem großen Teil der Stellungnahmen wird das Szenario III, beginnend im Zeitraum 2040 bis 2050, als plausibel erachtet (25).
- Die reine Betrachtung der Fernleitungsnetze sei langfristig unzureichend. Die großen Industrieverbraucher und der dezentrale Verkehr müssten meist über das Verteilnetz versorgt werden (1). Gemäß einer Stellungnahme müsse auch die Integration dezentraler Elektrolyseure mitbedacht werden.
- Das Szenario III sei abhängig von der technologischen Entwicklung (eine Stellungnahme) und davon, ob auch der Wärmesektor zukünftig Wasserstoff einsetzt (4).
- Eine Stellungnahme bewertet Szenario III als nicht sinnvoll. Das Wasserstoffnetz müsse an das Stromnetz gekoppelt werden, damit dieses die zunehmende Einspeisung der Erneuerbaren Energien beherrschen kann. Engmaschige Verteilnetze wie im Gas seien nicht relevant für Wasserstoff, so eine andere Meinung. Wasserstoff werde den Energieträger Erdgas im Bereich der Raumwärme nicht ersetzen.
- In den Sektoren Verkehr und Wärme sei grundsätzlich die Elektrifizierung die erste Wahl, meint ein Akteur. Ein derartig enges Verteilnetz für Wasserstoff, wie es heute beim Erdgas vorhanden ist, werde deshalb voraussichtlich nicht mehr benötigt. Die Umwidmung bestehender Verteilernetzleitungen mit der Schaffung einzelner neuer Wasserstoffleitungen sei insofern die wahrscheinlichste Variante.
- Ein Beitrag hält es nicht für sinnvoll, lokale Inseln miteinander zu verbinden.

### **Wärmemarkt**

- Der Wärmemarkt werde in den Szenarien unzureichend berücksichtigt. Er spiele eine wichtige Rolle in der Entwicklung von Wasserstoff (9).
- Der Wärmebedarf sollte zukünftig aber nicht nur über Wasserstoff, sondern auch weiterhin über Gas gedeckt werden (1).

### **Rolle von Erdgas**

- Erdgas wird aus Sicht eines Marktteilnehmers mittelfristig auch weiterhin eine wichtige Rolle in der Stromerzeugung (als Backup für die volatile EE-Erzeugung), im Wärmemarkt sowie in der stofflichen Nutzung (chemische Industrie) spielen.
- Erdgas wird im gasgefeuerten Wärmebereich praktisch ausschließliche Verwendung finden und bei gasbasierten Industrieprozessen (u.a. stoffliche Verwendung) aufgrund der geringen Wasserstoffverfügbarkeit stark dominieren, finden ein Mitstreiter und ein Verband.
- Ein Energieversorger meint wiederum, dass fossiles Erdgas ab 2050 aus CO<sub>2</sub>-Gründen keine Rolle mehr in der Energieversorgung spielen wird.

### **Rolle des Erdgasnetzes**

- Einige Stellungnehmende befürworten die Nutzung und Umwidmung der bestehenden Erdgasinfrastruktur für Wasserstoff (12).
- Die engmaschige Gasverteilinfrastruktur könne der Zunahme der Wasserstoffnutzung zugutekommen (1).
- Ein weiterer Marktakteur findet, dass die o.g. Szenarien durch Beimischungen von Wasserstoff ins Erdgasnetz ergänzt werden sollten.
- Auf der Verteilernetzebene seien neue Wasserstoffleitungen langfristig zwar denkbar, allerdings sei die bestehende Erdgasinfrastruktur prioritär zu ertüchtigen (1).
- Aufgrund der geografischen Lage Deutschlands und den hohen bestehenden Speicherkapazitäten für Erdgas werde den deutschen Speicherbetreibern voraussichtlich eine Schlüsselfunktion im europäischen Wasserstoffsystem zukommen (1).
- Der Um- und Ausbau des Erdgasnetzes zur Aufnahme von höheren Anteilen von Wasserstoff, aber auch der Aufbau einer eigenen Wasserstoffnetzinfrastruktur sollten zügig mit klaren und verbindlichen Zeitlinien kommuniziert und eindeutige Verantwortlichkeiten festgelegt werden (1).

Wasserstoff würde letztlich hinsichtlich seiner Verwendung mit Erdgas gleichgestellt, wenn Wasserstoff nur in das Gasnetz eingespeist würde. Dies sei kein nachhaltiger Ansatz (1).

### **Regulatorischer Rahmen**

- Ein Verband bemerkt, dass der regulatorische Rahmen keinen Sektor wie z.B. den Wärmemarkt ausschließen sollte.
- Ein anderer Verband weist darauf hin, dass zahlreiche industrielle Letztverbraucher am Gasverteilernetz angeschlossen sind. Dementsprechend wird es auf Verteilernetzebene auch Wasserstoffnetze geben, um die angeschlossenen Industrieverbraucher mit Wasserstoff zu versorgen. Die von der Bundesnetzagentur entworfenen Netzstrukturszenarien erweckten jedoch den Eindruck, dass sich die verschiedenen Verbrauchergruppen verschiedenen Netzebenen zuordnen ließen.

### **Treiber für Wasserstoff – Angebot und Nachfrage**



- Einige Stellungnehmende sehen den Markt als den wesentlichen Treiber für Wasserstoffangebot und Nachfrage (7).
- Große Potenziale zur effizienten Nutzung von Wasserstoff gäbe es vor allem in der Grundstoff-, Stahl-, Chemie-, Petro- und Rohstoffindustrie, die diesen für ihre Prozesse benötigen (eine Stellungnahme). Auch im Verkehrsbereich gäbe es Anwendungen, die nicht batterieelektrisch bedient werden könnten und daher auf Wasserstoff basieren könnten.
- Weitere Stellungnahmen erachten eine zielgenaue (transparente) Förderung von Wasserstoffanwendungen für sinnvoll (1), z.B. dort, wo Umstellungsgeschwindigkeit als nicht ausreichend angesehen wird (1).
- Insellösungen mit lokaler Erzeugung und lokalem Verbrauch würden gegenwärtig hohe Kostenvorteile beim Transport realisieren (1). Hätten die Anwender einen Kostenvorteil, sei mit einem schnellen Markthochlauf zu rechnen.
- Laut neun Stellungnahmen werde der wesentliche Treiber für den Einsatz von Wasserstoff die dadurch mögliche CO<sub>2</sub>-Reduzierung sein, sowohl in der stofflichen als auch in der energetischen Nutzung. Vorgaben zur Dekarbonisierung und die CO<sub>2</sub>-Bepreisung hätten entsprechenden Einfluss. Ein Marktteilnehmer ergänzt, dass entscheidend sein werde, wie ernsthaft die EU-Ziele in den Mitgliedstaaten umgesetzt würden.
- Für einen anderen Marktteilnehmer stellt die Bepreisung von CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Grundlage einer technologieneutralen Lebenszyklusanalyse das beste Mittel dar, um eine nachhaltige Nachfrage nach Wasserstoff zu fördern. Nur ohne Quersubventionierung werde eine wirtschaftlich effiziente Transportinfrastruktur ermöglicht.
- Für ein Institut ist absehbar, dass zukünftig verfügbare Mengen grünen Wasserstoffs nicht ausreichen, um nach dem Gießkannenprinzip alle Sektoren zu versorgen. Daher gehe man von einer Beschränkung des Wasserstoffeinsatzes auf Industrie, auf Luft- und Seeschifffahrt sowie als (saisonaler) Speicher aus.
- Ein anderes Institut sieht für klimafreundlichen Wasserstoff wiederum noch keine Nachfrage. Maßnahmen seien notwendig, z.B. in Form einer Abschaffung der rechtlichen Hemmnisse oder einer Bepreisung klimarelevanter Auswirkungen bzw. von CO<sub>2</sub> (auch: ein Verband, ein Marktteilnehmer).
- Zwei Akteure finden auch, dass grüne Gase für den Markthochlauf gefördert werden müssten. Darüber hinaus sei der auch der Wärmemarkt Treiber für Wasserstoffnachfrage.
- Ein Verband sieht als einen Treiber für Wasserstoff auch die Versorgungssicherheit in der Energieversorgung.

### **Wasserstoffnetzentwicklungsplanung**

- Zwei Marktteilnehmer begrüßen eine Wasserstoffnetzentwicklungsplanung. Als Diskussionsplattform sei der Netzentwicklungsplan Gas eine passende Ausgangsgrundlage, so einer von ihnen.

### **Grenzüberschreitender Austausch von Wasserstoff**

- Mehrere Stellungnehmende erachten zur Deckung des Energiebedarfs eine Anbindung an das Ausland mittels längerer Transportleitungen für erforderlich (7), auch weil der hiesige Energiebedarf sonst nicht zu wirtschaftlichen Konditionen gedeckt werden könnte (3).

- Ein Akteur wiederum bewertet den rohrlungsgebundenen Import von Wasserstoff in näherer Zukunft als Fiktion.

## **II.2 Welche Aufgabe wird Ihrer Ansicht nach beim reinen Wasserstofftransport den Transport- bzw. Fernleitungen zukommen und welche den Verteilnetzen? Wird es Ihrer Ansicht nach auch reine Wasserstoffleitungen auf Verteilernetzebene geben?**

Unter den 46 Konsultationsbeiträgen gibt es eine große Gruppe (34), die davon ausgeht, dass sich die **wesentlichen Rollen der Akteure**, insbesondere innerhalb der Netzbetreiberlandschaft, **nicht ändern** werden.

Fernleitungen seien für den Antransport der Mengen von den Importpunkten und der inländischen Produktion sowie der Anbindung von Großkunden und Speichern verantwortlich. Zudem bilden die Fernleitungsnetze nach Ansicht von zwei Stellungnahmen die Grundlage eines europäischen Verbundnetzes. Eine Stellungnahme betont die Möglichkeit, auf Verteilernetzebene stabile Wasserstoffanteile im Mischgas zu gewährleisten, indem man diese an Wasserstoffnetze anschließe.

Die **Rolle der Verteilnetze sei künftig allerdings eine andere**, so der Tenor von fünf Stellungnahmen. Diese seien weit weniger engmaschig zu erwarten und bänden hauptsächlich noch Quartierswärmelösungen an. Die derzeit bestehende Leitung in jeden Haushalt werde nicht mehr benötigt. Insofern sei mit teilweisem Rückbau der Netze zu rechnen.

Dem entgegen rechnen zwei Stellungnehmer damit, dass die **Grenze zwischen Verteil- und Fernleitungsnetz verschwimmt** und Verteilnetze künftig ähnliche Aufgaben übernehmen wie Fernleitungsnetze. In diese Richtung geht auch die Aussage von fünf weiteren Stellungnahmen, die davon ausgehen, dass Verteilnetze künftig Cluster und regionale Einspeisungen verbinden werden.

Eine weitere Stellungnahme geht davon aus, dass die **Rollen sich erst mit der Entwicklung eines Wasserstoffmarktes definieren** werden.

Auf die Frage nach **reinen Wasserstoffleitungen auf Verteilernetzebene** sind 25 Stellungnehmende überzeugt, dass perspektivisch **reine Wasserstoffleitungen auf allen Netzebenen** entstehen werden, also auch im Verteilnetz. Zwar sei nicht die Umstellung aller Leitungen notwendig (vgl. oben veränderte Rolle der Verteilernetze), aber einzelne Leitungen seien durchaus zu erwarten. Dies wird insbesondere bei Industriekunden, zu einzelnen Quartieren mit Brennstoffzellen-Nahwärme-Konzepten oder den Tankstellen für kommunale Fahrzeuge wie Busse und Müllfahrzeuge erwartet. In acht Stellungnahmen wird darauf hingewiesen, dass zwar Wasserstoffleitungen im Verteilnetz entstehen könnten – sei es durch Umwidmung oder Neubau –, allerdings langfristig weiterhin ein Bedarf an Erdgas/Methan und die Einspeisung von Biogas bestehe, weshalb mit parallelen Infrastrukturen zu rechnen sei.

Drei Stellungnehmende formulieren die Erwartung, dass in Zukunft die Beimischung auch bei den Fernleitungsnetzen eine große Rolle spielen wird und diese dann hauptsächlich Mischgas transportieren werden.

## **II.3. Wie schätzen Sie den grenzüberschreitenden Transport von Wasserstoff ein? Wird es grenzüberschreitende Wasserstoffnetze geben? Wenn ja, welche Szenarien halten Sie dabei für realistisch?**

Nach Ansicht (fast) aller Konsultationsteilnehmer wird es zu einem grenzüberschreitenden Transport von Wasserstoff kommen und so auch ein grenzüberschreitendes Wasserstoffnetz nötig sein, spätestens ab Eintritt des Szenario II.

Die weit überwiegende Anzahl der 55 Stellungnahmen hält ein **grenzüberschreitendes Wasserstoffnetz** für **notwendig**, um die diversen, internationalen Wasserstoffproduktions- und -importquellen mit den europäischen Verbrauchsszenen zu verbinden und um einen fairen, wettbewerblichen und liquiden europäischen Wasserstoffmarkt zu ermöglichen. Der deutsche Bedarf an (grünem) Wasserstoff könne nicht im Inland erzeugt werden. Es sei notwendig weitere Quellen zu erschließen, z.B. in Nordafrika mit viel Sonne (PV-to-H<sub>2</sub>) oder in Nordeuropa (blauer Wasserstoff), ggf. auch Hydro-basierter grüner Wasserstoff. Klimaneutrale Energieträger werden aus Dänemark und den Niederlanden nach Deutschland über Pipelines geliefert, da dies die kürzeste Verbindung zwischen den deutschen Nordsee-Windfeldern und dem Ruhrgebiet ist. Importe werden aber auch aus Norwegen, Russland und den skandinavischen Ländern erwartet.

Insbesondere Netzbetreiber und Industrieunternehmen legen dar, dass aus den Niederlanden, aber auch Frankreich, Italien, Norwegen und UK (mit Einschränkungen auch Russland) ambitionierte Pläne zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes bekannt sind. Elf europäische Transportnetzbetreiber (FNB) haben im Zuge der Europäischen Wasserstoff-Strategie bereits einen gemeinsamen Ansatz für ein europäisches Wasserstoff-Backbone erarbeitet, das mit einem Großteil an Bestandsleitungen und damit vergleichsweise geringen Kosten implementiert werden kann. Demnach soll bis 2030 sukzessiv ein etwa 7.000 km langes Transportnetz ausgebaut werden, das zunächst Wasserstoff-Inselnetze miteinander verbindet. Anschließend soll das Netz bis 2040 auf 23.000 km Länge anwachsen. Die Industrievertreter weisen auch auf grenzüberschreitende L-Gas-Leitungen hin, die wegen des Rückgangs der Erdgasförderung im Gebiet Groningen in den nächsten Jahren nicht mehr für den Erdgastransport benötigt und auf Wasserstoff umgestellt werden sollen und so perspektivisch für ein grenzüberschreitendes Wasserstoffnetz zur Verfügung stehen würden.

Netzbetreiber als auch Unternehmen der Energiewirtschaft halten für den Aufbau eines europäischen Wasserstoffmarktes und ein grenzüberschreitendes Wasserstoffnetz eine **Harmonisierung des europäischen Regulierungsrahmens** für erforderlich. Es bedarf einer einheitlichen europäischen Regelung für den grenzüberschreitenden Transport von Wasserstoff und einer Vielzahl regelsetzender Bestimmungen, sowohl bei Normen, Sicherheitsstandards und Vorgaben für GDRM-Technik sowie bei der Umsetzung unterschiedlicher Infrastrukturen. Die Interoperabilität der Netze beim grenzüberschreitenden Transport muss standardisiert werden. Da erfahrungsgemäß die Verwirklichung von Infrastrukturmaßnahmen lange dauert, sollte rechtzeitig damit begonnen werden, eine geeignete Wasserstoffinfrastruktur (Speicher, Pipelines, Anlandeterminals) zu entwerfen und zu planen. Aus Sicht der Händler ist dafür auch die Etablierung und die zügige Einführung eines **einheitlichen Systems für Herkunftsnachweise** nötig.

Ein Teilnehmender merkt an, dass auch ein Transport (von Gas) bis zu den Verbrauchsschwerpunkten erfolgen könne und dann über z.B. Pyrolyse in H<sub>2</sub> umgewandelt werden kann. Dies reduziere die erforderliche Infrastruktur.

Speicherbetreiber betonen auch das Potenzial vorhandener Speicher und deren Transportinfrastruktur, die sich mit begrenztem Aufwand ertüchtigen lassen und entsprechend genutzt werden sollten. Darüber hinaus könnten sich auch Verteilernetze zu grenzüberschreitenden Wasserstoffnetzen ausbilden.

**II.4 Welche Akteure werden Ihrer Ansicht nach in dem von Ihnen am wahrscheinlichsten erachteten Szenario aktiv werden (bspw. VNB, FNB, PtG-Anlagenbetreiber, Nachfrager, weitere)? Welche konkrete Rolle werden die unterschiedlichen Akteure spielen? Wer wird Treiber für den Wasserstofftransport in dem von Ihnen als am wahrscheinlichsten erachteten Szenario sein (Einspeiser von H2 wie PtG-Anlagenbetreiber oder Nachfrager nach H2)?**

Eine Vielzahl (24) der Konsultationsteilnehmer ist der Auffassung, dass bei der Schaffung eines Wasserstoffmarktes alle in diesem Markt aktiven Akteure eine relevante Rolle spielen werden und die Entwicklung aus dem Zusammenwirken der jeweiligen Einzelinteressen getrieben wird.

Genannt werden - neben den bereits in der Frage aufgeführten Akteuren - Tankstellenbetreiber, Speicher zur Bereitstellung von Flexibilität, Hersteller von blauem Wasserstoff, Wind/PV-Anlagenbetreiber und der Handel. **Der stärkste Treiber für Wasserstofftransport seien vor allem die Nachfrageseite, aber auch die Netzbetreiber selbst.** Zum Teil würden auch EE-Anlagenbetreiber die Entwicklung vorantreiben. Kommunen sowie weitere staatliche Institutionen könnten als Katalysatoren der Entwicklung wirken, insbesondere durch Schaffung von Investitionssicherheit. Der Ausgleich von Angebot und Nachfrage würde über den börslichen Handel erfolgen. Auch im Wasserstoffsektor müssten Marktgebietsverantwortliche bestimmt werden.

**Uneinheitliches Bild der Erwartungen**

- In einem solchen, von vielen Akteuren geprägten System erwartet ein Stromnetzbetreiber zudem eine Rollenänderung durch eine enge Kopplung der Strom- und H2-Infrastruktur (H2-Infrastruktur könne dem Stromsystem Flexibilität bereitstellen).
- Ein Verband der Energiewirtschaft sieht ebenfalls, dass verschiedene Akteure gleichermaßen aktiv werden. Erwartet wird jedoch eine primär durch große Erzeuger und eine hohe Industrie-Nachfrage sowie im grenzüberschreitenden Transport tätige Akteure getriebene Entwicklung.
- Zehn Konsultationsteilnehmer nennen hauptsächlich die Wasserstoffnachfrager und hier insbesondere die chemische Industrie und die Wohnungswirtschaft als Akteure, die im Fokus der Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft stehen werden.
- Ein Verband der Energiewirtschaft erwartet ebenfalls, dass Nachfrager zuerst aktiv werden, bei einer vollständigen Regulierung würden allerdings die Netzbetreiber die treibende Rolle einnehmen, was nicht gewünscht ist. Vielmehr sollte Investitionssicherheit gewährleistet werden und die Entwicklung durch eine marktliche Steuerung über den Handel und die Flexibilitätsbereitstellung von Speichern vorangetrieben werden.
- Weitere fünf Teilnehmer erwarten, dass primär Erzeuger aktiv werden. Zu nennen seien insbesondere Industrieanlagenbetreiber auf FNB-Ebene. Treiber für den Wasserstofftransport seien ebenfalls Erzeuger (z.B. P2G-Anlagen und andere Einspeiser), aber auch Speicherbetreiber. Dennoch solle sich die Transportinfrastruktur an der Nachfrageentwicklung orientieren.
- Eine kleinere Gruppe von Teilnehmern sieht ein Zusammenwirken der Angebots- und Nachfrageseite. Vertreter beider Marktseiten würden gleichermaßen als treibende Akteure aktiv werden.

- Ein industrieller Verband sieht die Möglichkeit, dass auf der Erzeugungsseite Akteure, die CCU-Projekte zur Nutzung von abgetrenntem CO<sub>2</sub> vorantreiben, kurzfristig die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft beschleunigen könnten. Langfristig würde jedoch die Bedeutung der Nachfrageseite zunehmen, hier insbesondere der Schwerlastverkehr und die Industrie. Der Individualverkehr und der Wärmemarkt würden in der Entwicklung keine bedeutende Rolle spielen.
- Ein Verband sieht grundsätzlich die regulatorische Ausgestaltung und die Anreizregelungen als entscheidend für den Ausbau der Wasserstofftransportinfrastruktur. Längerfristig werde auch die Ausrichtung der Klimapolitik die Entwicklung des Wasserstoffmarktes bestimmen.

**II.5 Wie schätzen Sie den Wettbewerb zwischen den Produkten Erdgas und Wasserstoff ein? Beim Angebot von Wasserstoff gibt es unterschiedliche Erzeugungstechnologien (z.B. PtG über Erneuerbare Energien, Erdgasreformierung). Wie wird sich der Wettbewerb beim Angebot von Wasserstoff entwickeln?**

Eine Vielzahl der Konsultationsteilnehmenden sieht einen **deutlichen Preisvorteil von Erdgas** gegenüber Wasserstoff. Dennoch findet sich in vielen Stellungnahmen die grundsätzliche Position, dass Erdgas und Wasserstoff nicht oder nur bedingt in einem Wettbewerbsverhältnis stehen.

So bringt ein Netzbetreiber vor, dass bislang kein Verteilnetz für Wasserstoff vorhanden ist (und auch absehbar nicht sein wird) und daher ein Wettbewerb zwischen Erdgas und Wasserstoff zumindest im privaten Wärmemarkt nicht zu erwarten sei. Dieser Auffassung ist auch ein Energiedienstleistungsunternehmen.

Ein Energieunternehmen widerspricht jedoch und erwartet grundsätzlich einen Wettbewerb zwischen Erdgas und Wasserstoff bei der Strom- und Wärmeerzeugung und auch den Einsatz von Wasserstoff im Mobilitätsbereich.

Andere Stellungnehmende nennen den Chemiesektor als Bereich, in dem Erdgas und Wasserstoff in keinem Wettbewerbsverhältnis stehen. Hier wird auf die stoffliche Nutzung von reinem Wasserstoff hingewiesen.

Weitere begründen ihre Einschätzung einer nur eingeschränkten Konkurrenz von Erdgas und Wasserstoff damit, dass Wasserstoff für das Erreichen der Klimaschutzziele relevant ist und daher keine Konkurrenzsituation zum fossilen Erdgas besteht. Erneuerbare Gase würden fossile Gase langfristig verdrängen.

**Entwicklung des Wettbewerbs beim Angebot von Wasserstoff**

- Vielfach wird argumentiert, dass Wasserstoff insbesondere durch einen wirksamen CO<sub>2</sub>-Preis wettbewerbsfähiger werden könnte. Die Teilnehmenden sehen auch die Schaffung weiterer Anreize oder politische Maßnahmen als wichtige Faktoren. So wird die Einführung eines europäischen Zertifizierungssystems, weitere Förderung oder die Regulierung genannt.
- Ein Energiewirtschaftsverband nennt konkret die Förderung durch Absenken von Emissionsbenchmarks, Carbon Contracts for Difference oder eine Befreiung des EE-Stroms für Elektrolyse von der EEG-Umlage als Instrumente zur Schaffung von Wettbewerbsfähigkeit für Wasserstoff.

- Ein Industrieunternehmen argumentiert, dass die industrielle Wasserstoffproduktion in vorhandenen Anlagen in Verbindung mit CCU/CCS einen wichtigen Beitrag zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff und damit zur Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft leisten könne.
- Ein Verband der erneuerbaren Stromerzeugung sieht langfristig die Skalierung der Erzeugung und die Kostendegression bei der Wasserstofferzeugung als entscheidende Wettbewerbsfaktoren. Die Erzeugung grünen Wasserstoffs sei nachhaltig und auf Dauer die einzige Erzeugungstechnologie der Wahl. Zudem sei die Aufrechterhaltung der Infrastruktur für Erdgas langfristig nicht sinnvoll und die Umwandlung bestehender Netze in Wasserstoffnetze und deren Neubau angezeigt.
- Ein Netzbetreiber ist der Auffassung, dass Wasserstoff nur dann wettbewerbsfähig wird, wenn er auch auf der Verteilernetzebene eingesetzt würde. Notwendig für den Wettbewerb und die Planbarkeit sei eine THG-Minderungsquote für erneuerbare und dekarbonisierte Gase.
- Bei der Erzeugung von Wasserstoff komme es darauf an, CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren, argumentieren viele Teilnehmende. Die Erzeugungstechnologie sei nicht relevant, weshalb zunächst der kostengünstigere blaue Wasserstoff für die Industrie wettbewerbsfähig werde. Technologieoffenheit bei Erzeugung und Anwendung sei wichtig. Absehbar würde jedoch grauer Wasserstoff keine Rolle mehr spielen und durch grünen Wasserstoff und CO<sub>2</sub>-neutrale Methoden verdrängt. Bei Einführung entsprechender Instrumente seien auch nur noch diese wettbewerbsfähig. CO<sub>2</sub>-freier Wasserstoff müsse hierfür allerdings vom Gesetzgeber anerkannt werden, um eine ausreichende Planungssicherheit zu gewährleisten.

### 4.3 Einführung einer Regulierung für reine Wasserstoffnetze

**III.1 Zur Beurteilung der Regulierungsnotwendigkeit von Wasserstoffnetzen ist zu bewerten, ob derzeit oder zukünftig ein möglicher Missbrauch von Marktmacht oder eine Diskriminierung auf dem Markt „Transport“ vorliegen. Nur dann wäre aus ökonomischer Sicht ein Einschreiten des Staates angezeigt, um ein ineffizientes Marktergebnis zu verhindern. Teilen Sie diese Prämisse?**

Der Prämisse, eine Regulierung einzuführen, wenn der Missbrauch von Marktmacht oder Diskriminierung vorliegen, stimmt die Mehrheit der Konsultationsteilnehmer zu. Allerdings führen mehrere Stellungnehmende an, dass dies nicht nur unter dieser Prämisse angezeigt sei, sondern auch andere Aspekte dafürsprechen können. Am häufigsten (10) wird genannt, dass der knappe zeitliche Rahmen zur Erreichung der politischen Ziele, wie z.B. der allgemeinen Klimaziele und der Integration von grünem Wasserstoff, für eine Regulierung sprechen können, da dadurch eine schnelle Umsetzung möglich sei. Von 7 Stellungnehmenden werden zwei weitere Aspekte genannt: Zum einen, dass vorhersehbare transparente Nutzungsbedingungen einer Regulierung Planungs- und Investitionssicherheit schaffen, die notwendig ist für den Markthochlauf. Zum anderen wird insb. von den Netzbetreibern angeführt, dass nicht nur die Prämisse gelten könne, da es sich um eine andere Ausgangssituation handele, da die Gas-Infrastruktur die für die Umstellung auf Wasserstoff genutzt werden soll, bereits reguliert ist. Die Erdgasregulierung sei bekannt und bewährt und die Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur schnell und kostengünstig. Von wenigen (4 Stellungnehmenden) wird noch der zusätzliche Aspekt angeführt, dass es ohne eine Regulierung keine

Verpflichtung zur Netzentwicklungsplanung gebe, die notwendig sei für eine harmonisierte und integrierte Planung.

Viele Stellungnehmende gehen bei der Frage nicht direkt auf die Prämisse ein, ob diese befürwortet wird oder nicht, sondern begründen die Einführung einer Regulierung bzw. stellen ihre Meinung dazu dar.

Die Einführung einer Regulierung wird von der Mehrheit befürwortet, da sie Diskriminierung oder den Missbrauch von Marktmacht für wahrscheinlich halten. Die Gründe dafür sind sehr heterogen und werden teilweise auch nicht genauer ausgeführt. Einige plädieren für eine schrittweise, dynamische Einführung einer Regulierung nach erfolgter Prüfung und nicht für eine Zugangs- und Entgeltregulierung von Beginn an. Da in diesem Frageblock aber noch nicht explizit nach dem Zeitpunkt und dem Umfang der Einführung einer Regulierung gefragt wurde, geht die Meinung dazu aus vielen Stellungnahmen nicht klar hervor. Bei der Begründung einer Zugangsregulierung wird zudem häufig angeführt, dass vor allem bei nicht vorhandener Entflechtung die Gefahr von Zugangsverweigerungen bestehe. Zu der Frage, ob sich die Situation auf Fernleitungsebene anders darstellt als auf Verteilebene sind die Meinungen verschieden.

Bei bestehenden Netzen wird von der Mehrheit für Übergangs- oder Ausnahmeregelungen plädiert, u.a. aus Vertrauensschutzgründen, solange diese weiterhin nicht die Funktion der öffentlichen Versorgung erfüllen. Von vielen wird angeführt, dass sich auch bei bestehenden Netzen als erstes die Zugangsfrage stellen werde, und hier für entsprechende Regelungen gesorgt werden müsse, sollte sich eine Diskriminierung abzeichnen.

Als Hemmnisse, die durch Einführung einer Regulierung beseitigt werden können, werden vor allem die Planungs- und Investitionssicherheit angeführt sowie die Erhaltung der energierechtlichen Betriebsgenehmigungen und die Sicherung der zivilrechtlichen Grundstücksnutzung. Die Netzbetreiber weisen zudem auf die mangelnde Berücksichtigung von Innovationen hin, gemeint ist damit die fehlende Kostenanerkennung für H2-Ready-Komponenten.

### **III.2 Halten Sie die Einführung einer Regulierung für Wasserstoffnetze zielführend? Wenn ja, wo sehen Sie ohne Regulierung ganz konkret einen möglichen Missbrauch von Marktmacht oder eine Diskriminierung?**

**Eine Zugangsregulierung wäre notwendig, wenn es wahrscheinlich ist, dass es z. B. zur Verweigerung von Durchleitungen oder zur Verweigerung der Abnahme von Wasserstoff Dritter kommt. Sehen Sie dies als wahrscheinlich an? Sehen Sie hier auf der Verteilernetzebene andere Probleme als auf der Fernleitungsnetzebene?**

**Eine Entgeltregulierung wäre notwendig, wenn z. B. eine ineffiziente Preissetzung für den Wasserstofftransport zu befürchten ist und die Netzbetreiber Monopolrenten abschöpfen könnten. Sehen Sie dies als wahrscheinlich an? Sehen Sie hier auf der Verteilernetzebene andere Probleme als auf der Fernleitungsnetzebene?**

Eine große **Mehrheit** der Stellungnahmen (42) **plädiert für eine Zugangs- und Entgeltregulierung**. Als Gründe werden genannt, dass Diskriminierung und der Missbrauch von Marktmacht wahrscheinlich seien. Ohne diskriminierungsfreien Zugang könne sich kein H2-Markt entwickeln. Probleme beim Zugang zum Netz werden umso mehr gesehen, wenn keine Entflechtung stattfindet. Eine Entgeltregulierung schaffe

Investitions- und Planungssicherheit für den Markthochlauf und gewährleiste fairen Wettbewerb. Vielfach fällt auch das Argument, dass Wasserstoff so ähnlich sei wie Erdgas und daher die Regulierung angezeigt sei.

Eine kleinere Gruppe (10) plädiert für die **schrittweise und dynamische Einführung einer Regulierung** in Abhängigkeit von der jeweiligen Marktsituation. Innerhalb dieser Gruppe werden unterschiedliche Vorschläge unterbreitet. Zwei Mal wird im Ergebnis dennoch sowohl Entgelt- als auch Zugangsregulierung für notwendig erachtet, wenngleich nicht sofort. Zwei weitere Stellungnehmende halten zunächst nur eine Zugangsregulierung für notwendig, da sich in der Markthochlaufphase noch keine Gelegenheit ergebe, Monopolrenten abzuschöpfen. Insofern sei eine Entgeltregulierung noch nicht notwendig. In diese Richtung argumentieren auch die Verfasser dreier weiterer Stellungnahmen. Aufgrund der Charakteristika der Netze als natürliche Monopole sei Zugangsregulierung angezeigt, die Möglichkeit, Monopolrenten abzuschöpfen hänge aber nicht zuletzt von den alternativen Transportmöglichkeiten ab, also anderen Netzen und dem nicht leitungsgebundenen Transport. In anderen Stellungnahmen (2) wird anhand der Szenarien aus der Bestandsaufnahme argumentiert. Je nach Entwicklungsstand sei die Regulierung zu prüfen. In Szenario I reiche die gegebenenfalls geschärfte Missbrauchsaufsicht des GWB, während Szenario II und III Elemente der Regulierung erfordern. Erst wenn sich großflächige Netzstrukturen entwickelt haben, sei eine Regulierung angezeigt, während sie innerhalb Inselnetzen nicht zwingend vorteilhaft sei, so eine weitere Stellungnahme. Eine andere Stellungnahme lehnt eine Regulierung in der Anfangsphase ab, da dieser Eingriff den Markthochlauf behindere.

Andere Stellungnahmen (2) halten eine **Regulierung** insgesamt **nur dann** für angezeigt, **wenn tatsächliche Diskriminierungsdrohe**, was bei fehlender Entflechtung oder beim Auftreten von kapazitiven Engpässen zu erwarten sei.

Auf die Frage, ob die Situation sich auf Fernleitungsnetzebene und der Verteilernetzebene unterschiedlich darstelle, antworten zwölf Stellungnehmende, dass sich Missbrauchs- und Diskriminierungspotenziale auf beiden Ebenen gleich darstellen. Eine Stellungnahme sieht es auf der Fernleitungsnetzebene größer, eine andere auf der Verteilernetzebene. Für zwei weitere Stellungnehmende stellt die Situation unterschiedlich dar, da sich die Kundenstrukturen stark unterscheiden. Außerdem spielen die technologischen Unterschiede eine Rolle.

Drei Stellungnehmer äußern die Auffassung, dass Power to Gas-Technologien als Sektorkopplungstechnologien mit in die Regulierung aufgenommen werden sollen. Gemeint ist hier eine Kostentragung durch die Netzkunden.

**III.3 Gibt es derzeitige oder künftig zu erwartende Hemmnisse für die Entwicklung oder den Zugang zu einer Wasserstoffinfrastruktur, die durch eine Regulierung abgebaut werden können? Bitte begründen Sie ihre Antwort auch im Vergleich zu derzeit regulierten Infrastrukturen (Strom, Gas), bzw. unregulierten Infrastrukturen (z.B. Fernwärme, Mineralölnetze).**

- Sechs Stellungnehmende wiesen auf die Problematik möglicherweise **entfallender energierechtlicher Betriebsgenehmigungen und zivilrechtlicher Grundstücksnutzung** hin. Dies könne zum Problem werden, da Wasserstoffleitungen nicht Teil der öffentlichen Energieversorgung seien. Der erneute Erwerb sei langwierig, zudem sei mit Akzeptanzproblemen in der Öffentlichkeit zu rechnen. Ein



Stellungnehmender schlägt daher vor, das gesetzliche Standardverfahren auf Wasserstoff auszuweiten, unabhängig von der Frage der Regulierung der Leitung.

- Eine weitere Gruppe (10, vor allem Netzbetreiber) stellt eine **unzureichende Förderung** fest und beklagt die mangelnde Berücksichtigung von Innovationen (innerhalb der Anreizregulierung). Weiterhin sei die Kostenanerkennung von H2-ready-Komponenten noch ungeklärt.
- Neun Beiträge sehen ein Hemmnis in **fehlender Investitions- und Planungssicherheit**. Diese Sicherheit könne eine Regulierung geben, da sie vorhersehbare, transparente Nutzungsbedingungen und eine gesicherte Refinanzierung zur Folge habe.
- Zwei weitere Stellungnahmen sehen das größte Hemmnis in den **hohen Gesamtkosten** der Umstellung des Gesamtsystems.
- Auch die hohen **Anpassungs- und Transformationskosten** der für ein Wasserstoffnetz **notwendigen Speicher** seien ein Hemmnis. Die Umstellung sei teuer und risikobehaftet, ohne Kostenübernahme oder Förderung stelle dies eine Markteintrittsbarriere dar (2).
- In acht Stellungnahmen wird geäußert, dass die **Frage nach dem Netzzugang** ein Hemmnis sein könne. Diese werde sich beim Markthochlauf als erstes stellen. Der Zugang sei genau wie ein Kapazitätsausbauanspruch über mit den §§ 38, 39 EnWG vergleichbaren Regelungen mit definierter Grenze der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit zu gewährleisten. Das GWB reiche hier nicht aus bzw. sei nicht durchsetzbar. Zu Beginn zeichne sich eine höhere Nachfrage bei gleichzeitig begrenzter Kapazität der bestehenden Wasserstoffnetze und umgestellten Erdgasleitungen ab. Zudem seien Quellen und Senken von unterschiedlicher Größe. Teilweise wurde allerdings ein Anschlusszwang für bestehende Netze abgelehnt.
- Weitere Hemmnisse wurden im **Fehlen eines funktionierenden Handelsplatzes** für die am Markt befindlichen Wasserstoffmengen (2) sowie in der **fehlenden Netzentwicklungsplanung** gesehen, die für einen bedarfsgerechten Ausbau notwendig und mit den Netzentwicklungsplänen Strom und Gas eng abzustimmen sei.
- Ein Block von zwölf Stellungnahmen geht auf den **Vergleich mit Fernwärme und Mineralölleitungen** aus dem zweiten Teilaspekt der Frage ein. Dieser Vergleich sei **nicht sinnvoll**, da es sich um andere Erzeuger-/ Abnehmer-Strukturen handele und Fernwärme außerdem zumeist nur regional verteilt werde. Zudem wurde als Argument angebracht, man solle die Fehler, die man bei der Fernwärme gemacht habe, nicht wiederholen.

#### **III.4 Welche weiteren Vor- bzw. Nachteile sehen Sie insbesondere im Hinblick auf die bestehenden Wasserstoffnetze in einer Regulierung der derzeit unregulierten reinen Wasserstoffinfrastruktur?**

Zu dieser Frage gingen 32 Stellungnahmen ein. Die Frage wurde allerdings unterschiedlich interpretiert, wodurch die Antworten sehr vielschichtig ausfallen. Hauptsächlich beziehen sie sich auf die Regulierung der bereits bestehenden Wasserstoffnetze.

- Sieben Stellungnahmen nehmen die Position ein, die bestehenden Wasserstoffnetze seien nicht zu regulieren. Als Gründe werden genannt, dass diese Netze keine Funktion der öffentlichen Versorgung

erfüllen und dass es sich um regionale bzw. lokale Netze handele. Missbrauch der Monopolstellung liege hier nicht vor, die Einspeisung sei dort möglich. Außerdem sei der Vertrauensschutz zu beachten.

- In zwei anderen Stellungnahmen spricht man sich hingegen **für eine Regulierung der Bestandsnetze** aus. Auf diese Weise könne man alte und neue Netze in ein Gesamtsystem einbinden. Dies erleichtere den Markteinstieg für neue Marktteilnehmer.
- In den übrigen Stellungnahmen gab es keine eindeutige Positionierung durch die Stellungnehmenden, sondern lediglich eine Auflistung von Argumenten, zumeist ohne Wertung. Folgende Argumente pro und contra Regulierung wurden dabei genannt.

**Gegenargumente und Nachteile (Anzahl der Nennungen):**

- Es liege keine Funktion der öffentlichen Versorgung vor (2).
- Vertrauensschutz und langfristige bilaterale Verträge sprechen gegen die Veränderung der Rahmenbedingungen, die eine Regulierung darstelle (9).
- Der regionale Netzcharakter spreche dagegen (4).
- Derartige Netze seien für das Entry-Exit-Modell nicht geeignet (1).
- Es bestehe eingeschränkter Gestaltungsspielraum bei der Bepreisung und das bestehende Geschäftsfeld werde beschränkt (2).
- Es müsse eine Bewertung der Assets erfolgen (1).
- Entflechtung sei notwendig (1).
- Es entstehe erhöhter Administrationsaufwand (1).
- Aufgrund der unterschiedlichen Umfänge und Drücke bei bestehenden Leitungen und Netzen entstehe eine Hürde für die Interoperabilität (1).

**Vorteile und Argumente für eine Regulierung (Anzahl der Nennungen):**

- Mehr Transparenz für den Markt auch bei bestehenden Netzen, da es, bei gleichzeitiger Vermeidung von Übergangs- oder Einzelregelungen, einheitliche Regelungen gebe. Einbeziehung der Netze schaffe ein großes reguliertes Netz mit einheitlichen Wettbewerbsbedingungen (8).
- Veränderte Marktrollen (frühere Abnehmer könnten zu Erzeugern werden) führen zu höherer Bedeutung der Zugangsmöglichkeiten, welche wiederum mit einer Regulierung sichergestellt seien (4).
- Preiskontrolle für Netzkunden sowie geringer Verwaltungsaufwand durch standardisierten Netzzugang (1).
- Mehr Rechtssicherheit für Betreiber, gegebenenfalls noch Übergangsregelung (1).
- Versorgungssicherheit sei Kernkompetenz regulierter Netzbetreiber (2).
- Ineffizienter Leitungsbau könne vermieden werden. Sollten noch Transportkapazitäten verfügbar sein, seien diese sofort nutzbar ohne weiteren parallelen Leitungsbau (1).
- Der regulatorische Eingriff müsse nicht unmittelbar erfolgen, es reiche schon Kenntnis über Form und Zeitpunkt des Eingriffs. Diese Informationen seien aber von höchster Bedeutung (3).

#### 4.4 Umfang einer möglichen Regulierung für reine Wasserstoffnetze

In diesem Komplex geht es darum, wie das Verhältnis von Entflechtung und Zugangs- bzw. Entgeltregulierung ausgestaltet werden soll. Darüber hinaus wurde diskutiert, ob zwischen einer Regulierung auf Fernleitungs- und Verteilernetzebene unterschieden oder eine allgemeingültige Regulierung eingeführt werden sollte. Muss dafür ggf. eine Erweiterung des bestehenden Gasbegriffs erfolgen oder ein separates Wasserstoffkapitel im Energiewirtschaftsgesetz bzw. ein eigenes Wasserstoff-Gesetz eingeführt werden.

##### **Mehrheit für Übernahme der Regelungen**

Die Mehrheit der Stellungnahmen spricht sich für eine grundsätzliche Übernahme der bestehenden Zugangs- und Entgeltregulierung sowie der Entflechtungsregelungen aus. Wobei aber betont wird, dass **wasserstoffspezifische Anpassungen erforderlich** seien und insbesondere beachtet werden müsse, dass sich der Wasserstoffmarkt erst im Markthochlauf befinde, der durch zu starke Regulierungsregelungen gehemmt werden könnte. Daher sprechen sich sowohl Netzbetreiber, Behörden als auch die Industrie für **dynamische Regelungen**, die je nach Entwicklungsstufe fortgeschrieben werden, und für entsprechende Übergangsregelungen zum Hochlaufen der Wasserstoffwirtschaft aus.

Hinsichtlich der **Differenzierung zwischen Fernleitungs- und Verteilernetzregulierung** sprechen sich viele für eine Übernahme der bestehenden Abgrenzung aus. Allerdings könnten - je nach Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur - Anpassungen notwendig sein.

Die Mehrheit der Stakeholder wünscht eine **Erweiterung des bestehenden Gasbegriffes im EnWG**, entweder durch eine Anpassung der entsprechenden Definitionsparagrafen oder durch ein separates Wasserstoffkapitel im EnWG. Die Fassung eines eigenen Wasserstoffinfrastruktur-Gesetzes wird aus Zeitgründen nicht als sinnvoll erachtet.

**IV.1 Bei der Einführung eines Regulierungsregimes für Wasserstoffnetze ist zu prüfen, in welchem Umfang dieses notwendig ist. Es könnte ausreichen, eine konsequente Zugangs- und Entgeltregulierung für Wasserstoffnetze einzuführen, ohne dabei eine umfangreiche Entflechtung dieser Netze vorzunehmen. Andererseits könnte auch eine konsequente Entflechtung eine weniger strenge Zugangs- und Entgeltregulierung erlauben. Bitte nehmen Sie dazu Stellung und begründen Sie Ihre Meinung.**

Es wird deutlich, dass es Unterschiede im Verständnis der Entflechtung gibt: Die meisten Stellungnahmen beziehen Entflechtung auf die Stufen Erzeugung, Vertrieb und Transport. Andere beziehen den Begriff aber auf die Trennung von Wasserstoff- und Erdgasnetzen und führen aus, dass dies volkswirtschaftlich ineffizient wäre und eine Mischfinanzierung verhindere.

##### **Netzbetreiber**

Die Netzbetreiber sprechen sich überwiegend für die Übernahme der bestehenden Regelungen aus, wobei sie aber die Notwendigkeit von punktuellen Anpassungen sehen. Sie betonen, dass das bestehende Regulierungsregime bekannt und erprobt ist. Ein Netzbetreiber spricht sich dafür aus, zunächst mit einer einfachen Regulierung zu beginnen und diese erst später entsprechend der Marktentwicklung anzupassen. Dies kann man auch als dynamische Regulierung verstehen, die von mehreren Netzbetreibern gefordert wird, wobei der Umfang der Ausgangsregulierung hierbei unterschiedlich ist. Manche Netzbetreiber bzw. Verbände

betonen, dass eine Entflechtung von Erdgas- und Wasserstoff nicht sinnvoll sei, da dies zu einem ineffizienten Wettbewerb zwischen Erdgas und Wasserstoff führen würde und zudem eine gewollte Mischfinanzierung bzw. Mitfinanzierung durch die Erdgaskunden erschwert würde. Es wird auch darauf hingewiesen, dass eine Regulierung bei einem Markthochlauf anders zu behandeln wäre als bei einer etablierten Infrastruktur. Manche Netzbetreiber sprechen sich für das Recht aus PtX-Anlagen im Eigentum zu haben. So betont eine Stellungnahme, dass der Begriff der Entflechtung vor dem Hintergrund der Sektorenkopplung überholt sei und angepasst werden müsste.

### **Industrie**

Die Stellungnahmen der Industrie (5) sind differenziert: Zwei Stellungnahmen setzen sich für eine konsequente Entflechtung ein. Eine Stellungnahme betont, dass PtX-Anlagen nur bei wettbewerblichen Marktakteuren im Eigentum stehen dürfen und dies keine Aufgabe der Netzbetreiber sei. Zwei Stellungnahmen sprechen sich für die Übernahme der bestehenden Regelungen aus, wobei Differenzierungen nach Größe der Unternehmen und dynamische Anpassungen - abhängig von den Entwicklungsstufen der Wasserstoffwirtschaft - wichtig wären. Eine Stellungnahme spricht sich für einen geringen Regulierungsgrad aus, der sich an den Fernwärmenetzen orientieren soll.

### **Energiewirtschaft**

Die Energiewirtschaft (14) spricht sich mehrheitlich für eine strikte Entflechtung aus, die sich am bestehenden Rahmen orientieren soll. Einzelne Stimmen weisen aber darauf hin, dass ein dynamisches Regulierungsregime richtig und zu beachten sei, da sich der Wasserstoffbereich noch im Markthochlauf befindet. Nur in einer Stellungnahme wird vertreten, dass eine Entflechtung nicht notwendig sei, weil die Marktentwicklung noch nicht absehbar ist.

### **Behörden/Ministerien**

Von Behördenseite sind drei Stellungnahmen eingegangen. Sie sprechen sich zwar grundsätzlich für eine Regulierung aus und gerade auch für eine klare Definition des Wasserstoffbegriffes, zwei Stellungnahmen verweisen aber auch explizit darauf, dass während der Markthochlaufphase Übergangsregelungen bzw. ein geringerer Regulierungsgrad notwendig sein könnte. Hierbei sollte aber das Ziel der Regulierung bzw. Entflechtung nicht aus dem Auge verloren werden. Eine Stellungnahme betont, dass die Entflechtung auch die Sektorenkopplung ermöglichen sollte.

### **Speicherbetreiber**

Von den Erdgasspeichern liegt eine Stellungnahme vor, die sich zu Beginn für eine Entgeltregulierung ausspricht und erst zu einem späteren Zeitpunkt für die Entflechtung, wenn sich die Wasserstoffnetze voll ausgebildet haben.

Darüber hinaus betonen verschiedene Stellungnahmen, dass eine **Regulierung zur integrierten Netzplanung beitragen** würde und deshalb vorteilhaft sei.

**IV.2 Halten Sie es für zielführend, zwischen der Einführung einer Regulierung auf Fernleitungs- und Verteilnetzebene zu unterscheiden, oder sollte eine Regulierung für Wasserstoffnetze im Allgemeinen eingeführt werden?**

Die überwiegende Anzahl der Stellungnahmen spricht sich für eine **Differenzierung zwischen FNB- und VNB-Regulierung** aus. Hierbei wird betont, dass die bestehende Regulierung von Erdgasnetzen ja auch schon Differenzierungen vorsieht und diese insofern übernommen werden sollten.

#### **Netzbetreiber**

Die Netzbetreiber sprechen sich in der Mehrheit **für eine Übernahme der bestehenden Regelungen** – also mit den bekannten Differenzierungen – aus. Lediglich ein Verband und ein Netzbetreiber fordern eine allgemeine Regulierung ohne Unterscheidung von FNB und VNB. Gleichwohl räumt der Verband ein, dass die Regulierungsdichte unterschiedlich sein kann. Der Netzbetreiber begründet seine Position damit, dass die Zahl der Netzbetreiber durch eine Trennung in FNB und VNB nicht zwanghaft erhöht werden sollte. Einige VNB weisen noch darauf hin, dass der Markthochlauf maßgeblich von ihnen abhängen würde und dies bei der Regulierung beachtet werden sollte.

#### **Industrie**

Die Industrievertreter sprechen sich grundsätzlich **für eine Regulierung sowohl auf FNB- als auch VNB-Ebene** aus. Sie weisen darauf hin, dass eine **Differenzierung sinnvoll** sein kann (z. B. auch zwischen regionalen und überregionalen Infrastrukturen) und dies im Erdgasbereich bereits praktiziert wird. Ein Verband betont an dieser Stelle nochmals die Notwendigkeit einer dynamischen Regulierung.

#### **Behörden/Ministerien**

Es haben sich zwei Landesministerien geäußert, die sich **für eine allgemeine Regulierung** aussprechen, wobei sie sich unterschiedlich stark positionieren. Ein Ministerium argumentiert, dass eine Differenzierung nicht notwendig sei, da keine Unterschiede zwischen FNB- und VNB erkennbar seien. Das andere Ministerium spricht sich dafür aus, die allgemeine Regulierung nur dort zwischen FNB und VNB zu differenzieren, wo dies wirklich erforderlich sei.

#### **Speicherbetreiber**

Die Speicherbetreiber äußern sich eher in die Richtung einer **allgemeinen Regulierung**, wobei sie einräumen, dass **punktuell Differenzierungen** notwendig bzw. sinnvoll sein können (z. B. beim Netzzugangs- oder Entgeltmodell). Eine Stellungnahme begründet die allgemeine Regulierung damit, dass die Anzahl der Netzbetreiber auf ein Mindestmaß beschränkt werden sollte.

#### **Energiewirtschaft**

Die Energiewirtschaft äußert sich uneinheitlich. So halten sich die Stimmen für eine einheitliche Regulierung sowie für eine differenzierte Regulierung die Waage. Die meisten Stellungnahmen, die sich für eine einheitliche Regulierung aussprechen, führen aus, dass an einzelnen Stellen eine sachliche Differenzierung notwendig sein kann. Bei der differenzierten Regulierung wird sich zumeist für die Übernahme der bestehenden Strom- und Gasregelungen ausgesprochen. Eine Stellungnahme sieht eher die Fernleitung, zwei Stellungnahmen sehen eher die VNB-Ebene im Fokus der Regulierung.

### **IV.3 Halten Sie die Einführung eines Netzbetreibers, der sowohl Erdgas- als auch Wasserstoffnetze betreibt, (sog. Kombi-Netzbetreiber) für sinnvoll?**

Das Meinungsbild zu einem **einheitlichen Netzbetreiber von Erdgas- und Wasserstoffnetzen** ist sehr einheitlich. So sprechen sich insgesamt **39 Stellungnahmen für diese Lösung** aus. Sie begründen dies vor

allem mit den bereits vorhandenen Erfahrungen bei den Erdgasnetzbetreibern, möglichen Synergie- und Skaleneffekten sowie der volkswirtschaftlichen Effizienz.

Lediglich zwei Stellungnahmen sprechen sich explizit gegen einen einheitlichen Netzbetreiber aus.

Etwas differenzierter ist das Bild bei der Frage der **Trennung der verschiedenen Geschäftsbereiche**. Vier von zehn Stellungnahmen fordern ausdrücklich eine Quersubventionierung zwischen Erdgas- und Wasserstoffnetzen und sprechen sich damit gegen eine Trennung dieser Sparten bzw. eigenständige Netzbetreiber aus. Sechs Stellungnahmen lehnen eine Quersubventionierung explizit ab und fordern eine transparente Trennung der Kosten/Erlöse von Erdgas- und Wasserstoffbereich.

Darüber hinaus wurde darauf hingewiesen, dass der Begriff des Kombinationsnetzbetreibers bereits verwendet wird, sodass eine andere Formulierung gewählt werden sollte.

**IV. 4 Die Einführung möglicher Regulierungsvorschriften könnte über die Anpassung bestehender Regelungen im EnWG bzw. der entsprechenden Verordnungen (bspw. GasNZV, GasNEV etc.) z.B. über die definitorische Erweiterung des Gasbegriffes vorgenommen werden oder aber in einem separaten Kapitel des EnWG bzw. einem separaten Gesetz gestaltet werden. Was würden Sie für sinnvoller halten?**

**Energiewirtschaft**

Einige wenige Konsultationsteilnehmer aus dem Bereich der Gas- und Energiewirtschaft fordern eine materiell rechtliche eigenständige Wasserstoffregulierung, wobei Wasserstoff nicht unter den Begriff Erdgas fallen sollte. Da eindeutig die Fernleitungen für Wasserstoff im Fokus sind, wäre eine grundsätzliche Differenzierung angebracht. Die bloße Ausweitung des Geltungsbereichs der Erdgasregulierung auf Wasserstoff würde der Komplexität der Aufgabe, eine Wasserstoffwirtschaft zu entwickeln, jedenfalls nicht gerecht.

**Industrieverbände, Netzbetreiber, Forschungsinstitute und Landesministerien**

Mehrere Stakeholder fordern, den Gasbegriff um Wasserstoff im EnWG definitorisch zu erweitern. Nur so könnte Wasserstoff gesetzgeberisch als Energieträger neben Erdgas und Elektrizität im EnWG verankert werden. Daher sei eine Einbindung in bestehende Gesetze und Verordnungen (ARegV, GasNZV) vorzuziehen. So werde klargestellt, dass Ferngasleitungen, in denen ausschließlich Wasserstoff transportiert wird, in den Anwendungsbereich des EnWG fallen.

**Energielieferant**

Ein Energielieferant fordert, dass eine Quersubventionierung im EnWG zwischen Erdgas- und Wasserstoffnetzen ausgeschlossen bleiben müsse.

**Speicher, Industrie, Interessenverbände, Stromhandel**

Einige Konsultationsteilnehmer würden zwar grundsätzlich ein eigenes Gesetz begrüßen, könnten sich aber notfalls auch mit einem eigenen Kapitel im EnWG anfreunden. Die Hauptsache sei, der Gesetzgeber würde schnell aktiv, denn letztlich komme es auf die inhaltlichen Regelungen an und weniger auf deren Verortung.

Ein Industrieverband fordert ein zweistufiges Vorgehen: Zuerst kleinere Änderungen im EnWG, dann ein eigenes Wasserstoffinfrastrukturgesetz.

Am Anfang wäre der Ansatz über das Kartellrecht der einfachste Weg, so ein Industrievertreter. Demnach gebe es gegenwärtig keinen gesetzgeberischen energierechtlichen Anpassungsbedarf.

Eine andere Stimme aus der Industrie fordert eigene wasserstoffspezifische Rechtsverordnungen.

Eine umfassende Regulierung der Wasserstoffnetze innerhalb des EnWG noch in dieser Legislaturperiode lehnt ein Verbraucherschutzverband ab. Vielmehr sollten Netz- und Marktregulierungen für Wasserstoff Schritt für Schritt und im Zusammenhang mit der tatsächlich umgesetzten Entwicklung der Netze eingeführt werden.

**IV. 5 Ab wann sollten die Regulierungsvorschriften effektiv Anwendung finden? Von welchen Parametern (z.B. Verbrauch, Erzeugung, Anbieter- und Nachfragerstruktur, Netzstruktur) sollte man diesen Schritt abhängig machen? Könnte für die Anlaufphase auch eine stufenweise Einführung von Regulierungsschriften sinnvoll sein? Wenn ja, welche und über welchen Zeitraum?**

**Industrie**

Einige Vertreter der Industrie sprechen sich für eine stufenweise Einführung aus, wenn der Investitionsschutz gewahrt werden kann. Finanzierungs- und Abschreibungszeiträume geben klare Hinweise auf die zeitlichen Erfordernisse.

Andere fordern ein hohes Tempo bei der Gesetzgebung und eine schnellstmögliche vollständige Regulierung, um Planbarkeit und Fortschritt zu ermöglichen. Zeitliche Verzögerungen bei der Einführung der Regulierungsvorschriften schwächen die Planungs- und Investitionssicherheit der Netzbetreiber und verlangsamen den Transformationsprozess von Erdgas- auf H<sub>2</sub>-Netze.

Nach Ansicht einer Stellungnahme aus der Stahlindustrie ist die rechtssichere Regelung des Wasserstofftransports zwischen den Quellen und Senken durch Anpassung der gesetzlichen Regelungen das fehlende Puzzlestück, das diese verbinden und den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland ermöglichen könne.

Eine spät oder stufenweise eingeführte Regulierung könnte sich negativ auf den Markthochlauf auswirken, wenn zwischenzeitlich Marktmissbrauch stattfinden und dieser erst zeitverzögert festgestellt würde, gibt ein Vertreter aus der Industrie zu bedenken.

Ein Forschungsinstitut und ein Industrieverband sind der Meinung, dass für die schnelle Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft Strukturen entstehen sollten, die sich in der Erdgasregulierung (Netzzugang, Entgeltbildung) bewährt haben. Das Ziel sollte ein vollständiger Regulierungsrahmen sein, ohne dass hierdurch die derzeitige Dynamik gebremst würde.

**Netzbetreiber/Energiewirtschaft**

Einem Netzbetreiber ist es wichtig, dass schon sehr bald Investitionen in Gasnetze im Hinblick auf mögliche

Wasserstoff-Integration getätigt werden. Gleichzeitig gelte es, regulatorische Freiheitsgrade für Inselnetzlösungen zu ermöglichen und - gerade in Bezug auf kommunale Energiekonzepte - einen iterativen Lernprozess der Regulierung zuzulassen.

Ein Netzbetreiber und ein Vertreter der Energiewirtschaft fordern für einen schnellen Markthochlauf einen diskriminierungsfreien Netzzugang und eine technologieunabhängige Definition von Wasserstoff im EnWG. Darüber hinaus sollten technische Standards definiert und grenzüberschreitend umgesetzt werden. Dabei werde eher eine einheitliche Regulierung zu Beginn, statt eine stufenweise Anpassung favorisiert.

Die operativen, prozessualen und detaillierten Anpassungen und Weiterentwicklungen können sehr gut im Rahmen der Selbstregulierung mit der Kooperationsvereinbarung Gas vorgenommen werden, meint ein Vertreter der Energiewirtschaft.

Ein Netzbetreiber ist der Meinung, bereits bei Aufnahme der Tätigkeit sollten die regulatorischen Rahmenbedingungen um geeignete Instrumente erweitert werden bzw. die Nutzbarkeit bestehender Instrumente sichergestellt sein, damit die Kosten voll in den relevanten Entgelten umlagefähig sind. Es sei irreführend, bereits heute konkrete Indikatoren anzugeben, ab welcher Entwicklungsstufe welche Regulierung des Wasserstoffnetzes verbindlich eingeführt und unabhängig von weiteren Entwicklungen eingehalten werden soll, findet ein Netzbetreiber.

Es gelte regulatorische Freiheitsgrade für Inselnetzlösungen zu ermöglichen und gerade in Bezug auf kommunale Energiekonzepte einen iterativen Lernprozess der Regulierung zuzulassen, gibt ein Netzbetreiber zu bedenken. Ein langfristig verlässlicher Rahmen sei für alle Akteure eine wesentliche Voraussetzung für Investitionsentscheidungen, gerade auch im Hinblick auf die Kostenanerkennung von Komponenten, um das Netz für Wasserstoff transportfähig zu machen.

#### **Behörden/Ministerien**

Es sollte zeitnah eine politische Entscheidung zur Einführung von Wasserstofftransportnetzen in die Regulierung getroffen werden, so ein Landesministerium. Ein anderes Landesministerium hält eine Anlaufphase für eine stufenweise Einführung von Regulierungsvorschriften für sinnvoll.

#### **Speicherbetreiber**

Ein Speicherverband fordert zuerst eine Zugangsregulierung, dann eine Entgeltregulierung. Für einen schnellen Markthochlauf sei ein schneller Zugang zu existierenden bzw. kurzfristig zu schaffenden Wasserstoffnetzwerke erforderlich, dafür sei eine schrittweise bzw. dynamische Regulierung empfehlenswert

#### **Verbraucherschutzverband**

Ein Verbraucherschutzverband lehnt es ab, Wasserstoffnetze über allgemeine Netzentgelte und damit anteilig von privaten Verbrauchern zu finanzieren. Im Rahmen der Umwidmung von Erdgas- in Wasserstoffleitungen dürften für private Verbraucher keine Nachteile entstehen.

**IV. 6 Wären Übergangsregelungen für bestehende Wasserstoffnetze denkbar? Wie sollten diese konkret aussehen? Welche Dauer dieser Übergangsregelungen ist maximal vertretbar?**



Eine große Mehrheit der Konsultationsteilnehmer ist der Ansicht, dass **großzügige Übergangsregeln erforderlich** sind. In der Regel wird hier von einem Übergang mehrerer Jahre gesprochen, um bisherige Investitionsentscheidungen abzusichern und Marktrisiken zu vermeiden. Historisch gewachsene Konstellationen, bestehende Verträge und Vertrauensschutz seien weitere Gründe für Übergangsregelungen. Bestehenden, unter anderen Bedingungen gebauten Netzen sollte in jedem Fall Bestandsschutz gewährt werden. Die Übergangsregeln sollten in jedem Fall klar definiert sein.

#### **Industrie/Energiewirtschaft**

Nach Ansicht von drei Konsultationsteilnehmern aus der Industrie sind keine Übergangsregelungen notwendig. Zwei Konsultationsteilnehmer aus der Energiewirtschaft fordern solche Übergangsregeln höchstens im Bereich der Netzzugangsentgelte.

Ein Industrievertreter meint, es sollte den Betreibern der bestehenden Netze jederzeit freigestellt werden, diese nach eigenem Ermessen in den regulierten Betrieb zu überführen oder unreguliert weiter zu betreiben.

#### **Netzbetreiber**

Ein Netzbetreiber hält Übergangsregelungen für bestehende Wasserstoffnetze nur dann für denkbar, wenn die Betreiber der Inselnetze nicht im Verbund mit anderen Netzbetreibern agieren.

#### **Behörden/Ministerien**

Nach Meinung eines Landesministeriums sind neben zeitlichen Übergangsregelungen auch Regelungen für Kundenanlagen und geschlossene Verteilnetze denkbar, die bestehende Netze für einen gewissen Zeitraum (teilweise) von den Regulierungsvorgaben befreien.

### **IV. 7 Sind aus Ihrer Sicht Regelungen für den Übergang von Erdgasnetzen zu reinen Wasserstoffnetzen notwendig? Welche Regelungen wären aus Ihrer Sicht notwendig und welche Gründe sprechen hierfür?**

#### **Netzbetreiber/Energiewirtschaft**

Die Umwidmung bestehender Erdgasnetze/Infrastrukturen und deren Integration in Wasserstoffnetze/Infrastrukturen müsste regulatorisch so berücksichtigt werden, dass sie nicht zu Verlusten/Nachteilen für den Netzbetreiber führe. Umrüstungsinvestitionen sollten angemessen berücksichtigt werden, so ein Netzbetreiber.

Ein Netzbetreiber fordert Übergangsregelungen für Entgeltregelungen, um die Umstellungskosten außerhalb des Effizienzvergleiches angemessen zu berücksichtigen. Es bedürfe Übergangsregelungen, um eine angemessene Berücksichtigung der CAPEX und OPEX für den Umstellungsaufwand herzustellen, die nicht dem Effizienzwert unterliegen dürfen, z.B. dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Zudem seien die Regeln für Nutzungs- und Wegerechte für die öffentliche Daseinsvorsorge, als auch für Konzessionsverträge zu beachten.

Im Fall einer stufenlosen Umwidmung ist es nach Ansicht eines Netzbetreibers notwendig, garantierte Zertifizierungen für die Netze und deren Komponente zu erhalten.

### **Industrie**

Nach Meinung eines Industrieverbandes wäre der Ansatz über das Kartellrecht am Anfang der einfachste Weg - später mache die Erweiterung des EnWG - auch unter Kostenaspekten - am meisten Sinn. Beim Übergang von Erdgasnetzen zu reinen Wasserstoffnetzen sollten keine unzulässigen Zu- bzw. Abschreibungen erfolgen.

Nach mehreren Wirtschafts- und Industrieverbänden aber auch Netzbetreibern bietet sich eine gesetzliche Fiktion an, nach der Leitungs- und Wegrechte sowie Konzessionsverträge, die sich auf Gas und/oder Erdgas beziehen, ebenso Wirkung entfalten, wenn reiner Wasserstoff transportiert, verteilt oder gespeichert wird.

Neben der Anpassung der technischen Regeln (DVGW-Regeln für Erdgas) sollte schnell das bewährte Regulierungsregime weiterentwickelt werden. Die Bedürfnisse der angeschlossenen Erdgas-Kunden müssten angemessen berücksichtigt werden. Das fordern Vertreter der Industrie und ein Forschungsinstitut.

Ein Wirtschaftsverband schlägt vor, dass die Ergebnisse des heutigen NEP Gas in einem gemeinsamen koordinierten NEP Gas inkl. Wasserstoff dargestellt werden könnten.

Der Übergang bzw. die Umwidmung von Erdgasnetzen zu reinen Wasserstoffnetzen betrifft nach Ansicht mehrerer Vertreter der Industrie und der Energiewirtschaft die Vorschriften über die Netzentwicklungsplanung und den Netzausbau.

Beim Übergang von Erdgasnetzen zu reinen Wasserstoffnetzen ist nach Ansicht eines Wirtschaftsverbandes durch eine Umstellung bestehender Leitung der Transferpreis festzulegen, d.h. ob die Leitungen zum Buch- oder Tagesneuwert bewertet würden.

Nach Meinung eines Industrieunternehmens dürften nur solche Leitungen umgestellt werden, die langfristig nicht mehr für den Erdgastransport benötigt würden. Das technische Regelwerk sollte angepasst werden und Netzbetreiber sollten bei der technischen Anpassung und Umrüstung finanziell gefördert werden.

### **Forschungsinstitut**

Ein Forschungsinstitut gibt zu bedenken, dass viele Übergangsregeln notwendig sind: Regelungen zum bedarfsgerechten Ausbau (Umwidmung), Überführung der Leitungsrechte, Nutzungsrechte an Grundstücken, sowie Betriebsgenehmigungen für das neue Transportmittel Wasserstoff. Aber auch die Festlegung von Transferpreisen und die Abbildung künftiger Wasserstoffspeicher im NEP Gas.

Im Rahmen der Übergangsvoraussetzungen sind nach Meinung eines Forschungsinstituts widersprechende Interessen Dritter zu berücksichtigen und die weiterhin gesicherte Lieferung von Erdgas.

### **Umweltverband**

Ein Umweltverband warnt davor, langfristige Kapazitätsbuchungen für zu transportierendes Erdgas könnten zu „Lock-in“-Effekten führen.

Gefordert wird die transparente Darstellung im Gas-NEP, welche Einschränkungen für Netzkunden mit der Umwidmung verbunden sind, die von den verbleibenden Kunden zu zahlen wären. Auch die Ermittlung des Restwerts der umgewidmeten Infrastruktur sei zu regulieren.

### **Speicherbetreiber**

Ein Speicherverband mahnt an, dass es beim Übergang von Erdgasnetzen zu reinen Wasserstoffnetze zu keiner Doppelberücksichtigung von Kosten kommen darf.

## **4.5 Regelungen zu Netzanschluss, Netzzugang und Netzausbau von Wasserstoffnetzen**

Ein **Einspeisevorrang für grünen Wasserstoff** wird von der **knappen Mehrheit der Konsultationsteilnehmer** aus Gründen der Sicherstellung eines zügigen Marktaufbaus und zur Deckung des industriellen Bedarfs **abgelehnt**. Die Einspeisung solle vielmehr diskriminierungsfrei und technologieoffen erfolgen.

### **Argumente gegen Einspeisevorrang des grünen Wasserstoffs**

Aus technischer Sicht könnte ein Anschluss- bzw. Einspeisevorrang in Engpassfällen zwar sinnvoll sein, solche Engpasssituationen seien kurz- bis mittelfristig jedoch nicht zu erwarten. Ebenfalls müsse für Anlagen, die Wasserstoff einspeisen, Investitionssicherheit gewährleistet werden. Dies betreffe insbesondere Anlagen, für die bereits Kapazitätsbuchungen bzw. Einspeisegenehmigungen vorliegen. Dennoch betont eine Vielzahl der Konsultationsteilnehmer, die unter den jetzigen Bedingungen einen Einspeisevorrang grünen Wasserstoffs ablehnt, dass langfristig ein Einspeisevorrang gegenüber den anderen Wasserstoffarten sinnvoll sei. Hier sollte vor allem die CO<sub>2</sub>-Bilanz und nicht das Herstellungsverfahren Zielkriterium sein. Denkbar sei eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung - verbunden mit Ursprungs- und Herkunftszertifikaten - und ein Stufenverhältnis nach dem jeweiligen Grad der Dekarbonisierung (bestenfalls ein „europäisches Zertifizierungssystem“).

### **Für einen Einspeisevorrang**

Nach dieser Auffassung, die ebenfalls von einer großen Anzahl der Teilnehmenden vertreten wird, müsse grünem Wasserstoff im Interesse der Energiewende unmittelbar Vorrang eingeräumt werden. Im Hinblick auf industrielle Anlagen sollten Ausnahmen jenseits des Bestandsschutzes nur bei technischer Notwendigkeit und wirtschaftlicher Unzumutbarkeit gewährt werden und die Beweislast beim Leitungsbetreiber liegen.

### **Kapazitätsmodell**

Das Kapazitätsmodell aus dem Gasbereich in geeigneter Form auf Wasserstoff zu übertragen, scheint für viele Stellungnehmende sinnvoll. Auch eine Orientierung an den Netznutzungs- und Entgeltmodellen für Erdgasnetze ist für die meisten nachvollziehbar.

### **Bilanzkreis für Wasserstoff**

Die meisten Akteure sprechen sich für einen Bilanzkreis für Wasserstoff aus. Bei der Frage der Separierung von Bilanzkreisen für jede Wasserstoffart (grün, blau, etc.) zeigt sich ein geteiltes Meinungsbild: die eine Hälfte bevorzugt separate Bilanzkreise, die andere spricht sich zwecks Liquidität und Technologieneutralität dagegen aus. Stattdessen sollten Herkunftsnachweise oder Zertifikate die Beschaffenheit regeln.

### **Allokation von Wasserstoffherzeugern und -abnehmern**

Ebenfalls ein geteiltes Meinungsbild besteht bei der Frage, ob die Allokation von Wasserstoffherzeugern und -abnehmern beeinflusst werden sollte. Auf der einen Seite wird eine Beeinflussung insbesondere aus netzdienlichen Aspekten als sinnvoll erachtet. Auf der anderen Seite wird die Einschätzung geteilt, dass der Markt die Sinnhaftigkeit der Standortfrage selbst lösen und keine Beeinflussung benötigen wird.

### **Infrastrukturplanung**

Bei der Frage der Infrastrukturplanung ergibt sich ein sehr heterogenes Bild. Viele sprechen sich für die

Verbindung des Erdgas-NEP und eines Wasserstoff-NEP aus, andere dagegen halten einen separaten Wasserstoff-NEP für sinnvoller, wieder andere halten eine Aussage dazu für verfrüht. Deutlich wird, dass die überwiegende Mehrheit eine Notwendigkeit zur integrierten Netzplanung von Strom, Erdgas und Wasserstoff oder teils sogar von Wärme sieht. Ein gemeinsamer Szenariorahmen könnte, nach Ansicht einiger, dies auch erfüllen. Uneinig sind sich die Stellungnehmenden auch, ob die Verteilnetzbetreiber in die Planung einbezogen oder aus Gründen der Komplexität nur über Bedarfsmeldungen im Fernleitungsnetz berücksichtigt werden sollen.

### **Rolle der Speicher**

Hinsichtlich der (zukünftigen) Rolle der Speicher wird übereinstimmend betont, dass diese auch im CO<sub>2</sub>-neutralen Gasmarkt notwendig sein werden, um Schwankungen zwischen Produktion, Import und Bedarf auszugleichen, und mit zunehmender Wasserstoffproduktion mehr Speicher benötigt werden. Zusätzlich könnten sie zur langfristigen Speicherung überschüssiger Energie genutzt werden. Überwiegend spricht man sich dafür aus, diese regulatorisch wie Erdgasspeicheranlagen zu behandeln. Es wird jedoch auch darauf hingewiesen, dass durch eine etwaige Regulierung der Speicherbetrieb gefördert und nicht verhindert werden sollte.

### **V. 1 Sollte bei den Regelungen über den Netzanschluss und -zugang von Wasserstoffherstellungsanlagen ein Einspeisevorrang nach Erzeugungsart (z.B. „grüner“ oder „blauer“ Wasserstoff) erfolgen? Wenn ja, nach welchen Kriterien?**

Ein Einspeisevorrang für grünen Wasserstoff wird von der knappen Mehrheit der Konsultationsteilnehmer aus Gründen der Sicherstellung eines zügigen Marktaufbaus und zur Deckung des industriellen Bedarfs abgelehnt. Die Einspeisung solle vielmehr diskriminierungsfrei und technologieoffen erfolgen. Herausforderung bei Wasserstoffleitungen sei gerade in den frühen Phasen des Markthochlaufs, die erforderlichen Mengen und Kapazitäten unter hoher Unsicherheit bereitstellen zu können.

In diesem Zusammenhang wird betont, dass aus technischer Sicht ein Anschluss- bzw. Einspeisevorrang in Engpassfällen sinnvoll sein könne, wenn die Transport- und Speicherfähigkeit nicht ausreichen, um den grünen Wasserstoff jederzeit zu transportieren bzw. aufzunehmen. Solche Engpasssituationen seien nach Auffassung einiger Stellungnehmenden kurz- bis mittelfristig jedoch nicht zu erwarten, weshalb die Frage nach einer Privilegierung zu einem späteren Zeitpunkt zu erörtern sei, nämlich dann, wenn sich die Notwendigkeit ergebe. Vorgeschlagen wird für den Fall gasseitiger Netzengpässe ein Einspeisevorrang für die Beimischung ins Erdgasnetz lediglich für die Dauer des Markthochlaufs. Stromseitig könnten Elektrolyseure bei Netzengpässen die Abregelung erneuerbarer Energie vermeiden, weshalb sie bei einer Einspeisung gasseitig zu bevorzugen wären. Für reine Wasserstoffverteilnetze, außerhalb des Stromnetzengpassbetriebs von Elektrolyseuren, sollten jedoch der Markt bzw. die Nachfrage über die „Farben“ entscheiden dürfen.

Hervorgehoben wird, dass für Anlagen, die Wasserstoff einspeisen, Investitionssicherheit gewährleistet werden müsse. Dies betrifft insbesondere Anlagen, für die bereits Kapazitätsbuchungen bzw. Einspeisegenehmigungen vorliegen. Dennoch betont eine Vielzahl der Stellungnehmenden, die zwar zum jetzigen Zeitpunkt einen Einspeisevorrang für grünen Wasserstoff ablehnt, dass langfristig ein Einspeisevorrang sinnvoll sei. Hier sollte vor allem die CO<sub>2</sub>-Bilanz (CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten) und nicht das Herstellungsverfahren Zielkriterium sein. Denkbar sei eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung oder eine THG-

Minderungsquote, verbunden mit Ursprungs- und Herkunftszertifikaten, sowie ein Stufenverhältnis nach dem jeweiligen Grad der Dekarbonisierung (im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Handel idealerweise ein „europäisches Standardisierungsverfahren und Zertifizierungssystem“). Die Zertifikate könnten zu den europäischen und nationalen CO<sub>2</sub>-Minderungszielen außerhalb des EU ETS oder zur Erfüllung von Quoten beitragen.

Vertreten wird ebenfalls die Ansicht, dass der Wettbewerbsprozess in einem entwickelten Wasserstoffmarkt zu einer Substitution einzelner Wasserstoffprodukte führen werde. Nach einer weiteren Meinung werde der Markt die kostengünstigsten Bereitstellungsoptionen zuerst nachfragen und die gewünschten Ziele verfolgen, wenn als „Leitwährung der Energiewende“ die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten Anwendung fänden.

Ein Stellungnehmender ist der Ansicht, dass die Reihenfolge für die übrigen „Farben“ des Wasserstoffs anhand deren Gesamtbilanz festgelegt werden sollte. Die hierzu erforderliche Abschätzung zum Klimaschutzbeitrag, Transportaufwand, Vorkettenverlusten, Produktions- und Bedarfsentwicklung usw. falle ohne präzise Grundlagen zurzeit noch schwer. Blauer Wasserstoff könnte nach dieser Auffassung unter Umständen übergangsweise berücksichtigt werden. Nicht zielführend sei aber die Nutzung von Wasserstoff, der mit nuklearer Stromerzeugung hergestellt wurde.

Betont wird ebenfalls, dass beim Netzanschluss und -zugang von Wasserstoffherstellungsanlagen vor allem die technischen Regelungen, die Berücksichtigung der Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit der Maßnahme maßgeblich seien. Wenn dennoch konkurrierende Anschluss- bzw. Zugangssituationen von Wasserstoffherstellungsanlagen in einem Gasnetz entstehen, sollte grünem Wasserstoff Vorrang eingeräumt werden. Hierdurch könnte der Netzausbau verringert werden, wenn der Elektrolyseur erzeugungsnah gebaut und somit verbrauchsnah grüner Wasserstoff erzeugt werde; zudem würde der EE-Zubau im Süden von Deutschland gefördert. Entsprechende Regelungen für die Gasnetzbetreiber sollten möglichst schlank ausfallen. Für eine kostengünstige Technologieentwicklung in einem planungssicheren Investitionsumfeld dürften die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen wie z.B. die CO<sub>2</sub>-Bepreisung in den Non-ETS-Sektoren perspektivisch jedoch nicht ausreichen, um marktgetrieben verstärkt Grüngasmengen aufzubauen. Deshalb sei eine gesicherte Nachfrage in Form einer ansteigenden Grüngasquote für die Nicht-ETS-Sektoren ein geeignetes Förderinstrument. Hierbei würden Gaslieferanten dazu verpflichtet, ihrem Produkt einem bestimmten Anteil Grüngas beizumischen.

Nach der gegenteiligen Auffassung, die ebenfalls von einer großen Anzahl von Stellungnehmenden vertreten wird, müsse grünem Wasserstoff im Interesse der Energiewende unmittelbar Vorrang eingeräumt werden. Nur grüner Wasserstoff trage aufgrund seiner minimalen CO<sub>2</sub>-Bilanz zu einem effektiven Klimaschutz bei. Eine Privilegierung des Netzanschlusses und -zugangs zu Wasserstoffleitungen für grüne Wasserstoffprojekte hätte ein enormes, kurzfristiges Treibhausgaseinsparpotenzial, da auf diese Weise grauer, fossiler Wasserstoff direkt verdrängt würde. Projekte, durch die grüner Wasserstoff erzeugt wird, sollten demnach bevorzugt an das Netz angeschlossen werden und ebenfalls einen Einspeisevorrang in das Wasserstoffnetz erhalten. Dies sei gerade in Regionen mit hohem Wind- und Solarstromaufkommen geboten und könnte dafür sorgen, dass bestehende Netzinfrastruktur bestmöglich für erneuerbare Energie zur Verfügung steht. Der Verzicht auf eine Privilegierung sei auch deshalb nicht zweckmäßig, da Netzengpässe Investitionen in Elektrolyseure gegenüber Dampfreformern benachteiligen würden. Teilweise wird auch der bestehende Einspeisevorrang für Biogas als Rechtfertigung der Beschränkung des Einspeisevorrangs auf grünen Wasserstoff genannt.

Vorgeschlagen wird von einigen Befürwortern des Einspeisevorrangs für grünen Wasserstoff, diesen zentral und technologie-neutral im EnWG zu verankern und sicherzustellen, dass grüner Wasserstoff nicht durch anderen Wasserstoff verdrängt wird. Bei fehlenden Netzkapazitäten müsse zudem geklärt werden, wie der Anspruch auf vorrangige Einspeisung zu verwirklichen sei, wenn mehrere Einspeiser von (grünen) Gasen miteinander konkurrieren.

Vereinzelt wird gefordert, auch mittelbar aus Abwärme und Abfällen erzeugten Wasserstoff grünem Wasserstoff gleichzustellen.

Im Hinblick auf mögliche Regelungen wird von einigen Konsultationsteilnehmern eine Unterscheidung zwischen Netzanschluss, bei dem keine Erzeugungsart benachteiligt werden sollte, und der Netzeinspeisung vorgenommen: Im Rahmen der Netzeinspeisung könnten Regelungen angelehnt an die Biogaseinspeisung getroffen werden, um grünen Wasserstoff zusätzlich zu fördern (96 Prozent Verfügbarkeit, Netzanschlussbegehren, erweiterter Bilanzierungszeitraum, ...). Um grünen Wasserstoff gegenüber allen anderen Wasserstoffarten am Markt zu stützen, wird in diesem Zusammenhang eine finanzielle Förderung analog zur Biogaseinspeisung empfohlen.

Vorgeschlagen wird auch, die Kostenübernahme für den Netzanschluss von Biogasanlagen durch den Netzbetreiber für Erzeugungsanlagen von grünem Wasserstoff zu adaptieren bzw. die Kosten für den Netzanschluss zwischen Netzbetreiber und dem Einspeisenden von grünem Wasserstoff angemessen aufzuteilen.

Auch zwischen einem Einspeisevorrang und einer Abnahmepflicht von CO<sub>2</sub>-freiem Wasserstoff sollte unterschieden werden: Letztere sei abzulehnen, da sowohl für Betreiber von reinen Wasserstoffnetzen als auch von Mischnetzen die Gefahr einer wirtschaftlichen Unzumutbarkeit in Verbindung mit betriebshinderlichen Auswirkungen auf die Gasbeschaffenheit zu erwarten ist. Die Wasserstoffkonzentration bei einigen Gasanwendungen, vor allem im industriellen und gewerblichen Bereich, sei nach dieser Ansicht zu begrenzen. Eine Überwachung der Wasserstoffkonzentration müsse technisch analog der Brennwertverfolgung beim Netzbetreiber erfolgen. Dabei spiele die Herkunft bzw. der Erzeugungsprozess des Wasserstoffes netztechnisch keine Rolle. Die brenntechnischen Eigenschaften von Gasen der zweiten (Erdgas, SNG, Biogas) und fünften Gasfamilie (Wasserstoff Gruppe A und D) seien entsprechend des DVGW-Arbeitsblattes G 260 (Gasbeschaffenheit) einzuhalten. Weil sich Restriktionen primär durch den zulässigen Wasserstoffanteil im Methan-Wasserstoff-Gemisch ergäben, schlägt eine weitere Stellungnahme vor, die Beimischungsgrenze für Wasserstoff auf bis zu 20 Prozent zu erhöhen.

Nur vereinzelt wird vertreten, dass die Art der Erzeugung auch langfristig keinen Einspeisevorrang schaffen sollte. Nach dieser Mindermeinung sollten die Regelungen über den Netzanschluss und den Zugang von Wasserstoffherstellungsanlagen für alle Netznutzer gleich sein. Es sollte keine technologiespezifische Unterstützung, Ausnahmen innerhalb der Transportregulierung oder der Marktregeln in Bezug auf die Wasserstoffherzeugungstechnologie geben. Die derzeit bestehenden Biogasregeln würden zu einem weniger transparenten und vorhersehbaren Markt führen und gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien verhindern. Anreize für Investitionen sollten nur über eine effektive Bepreisung von Kohlenstoffemissionen erfolgen.

## **V.2 Sollte auch ein Einspeisevorrang für bestimmte Erzeugungsarten von Wasserstoff bei den heute bereits bestehenden industriellen Wasserstoffleitungen geschaffen werden? Oder sollte es hier Ausnahmeregelungen geben?**

Im Rahmen der Beantwortung der Frage V.2 wurde von einer Vielzahl der Stellungnehmenden auf die geleisteten Antworten zur Frage V.1 verwiesen.

Nach Ansicht der Stellungnehmenden, die entsprechende Ausnahmeregelungen ablehnen, sollten industrielle Wasserstoffleitungen weiterhin durch den Markt gesteuert werden. Bestehende Netze sollten aufgrund von Bestandsschutz (noch) nicht der Regulierung unterworfen werden, weshalb es auch keinen Einspeisevorrang geben könne. Ausnahmen jenseits des Bestandsschutzes sollten nur bei technischer Notwendigkeit und wirtschaftlicher Unzumutbarkeit gewährt werden, wobei die Beweislast beim Leitungsbetreiber liegen sollte. Bestehende industrielle Wasserstoffleitungen sollten bis zu dem Zeitpunkt ihrer Amortisation von einem etwaigen Einspeisevorrang für grünen und/oder blauen Wasserstoff ausgenommen sein.

- Im Fall einer künftigen Regulierung sollte ein Einspeisevorrang für bestimmte Erzeugungsarten von Wasserstoff auch bei den heute bereits bestehenden industriellen Wasserstoffleitungen geschaffen werden, wobei jedoch darauf hingewiesen wird, dass zeitlich befristete Ausnahmeregelungen in Betracht gezogen werden sollten.
- Alle Regelungen für den Wasserstoffmarkt bzw. für die Nutzung der Gasinfrastruktur müssten generell die Rolle des grünen Wasserstoffs in der Sektorenkopplung stärken und zugleich grauen und blauen Wasserstoff möglichst rasch aus dem Mix verdrängen. Grüner Wasserstoff sollte Vorrang haben, ggf. über eine anwachsende Quote.
- Denkbar sei ein Einspeisevorrang für CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff bei bestehenden industriellen Wasserstoffleitungen als Alternative zu einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung - verbunden mit Ursprungs- und Herkunftszertifikaten - bei Vorliegen der entsprechenden technischen Vorschriften. Ob dies ein probates Mittel zur Reduzierung von Emissionen im Industriesektor darstelle, müsse jedoch im Dialog mit dem Industriesektor und den Leitungsbetreibern eruiert werden.
- Eine konsequente CO<sub>2</sub>-Bepreisung verbunden mit Herkunftsnachweisen auch bei industriellen Wasserstoffleitungen würde eine indirekte Lenkungswirkung schaffen.
- Vorgeschlagen wird ebenfalls, dass grüner Wasserstoff bevorzugt eingespeist werden sollte, sobald die vorhandenen Netze öffentlich zugänglich sind und nicht in privater Hand liegen bzw. sobald industrielle Wasserstoffleitungen an Netzbetreiber übergangen.
- Betreiber der bestehenden Wasserstoffleitungen sollten grundsätzlich selbst über die Einspeisung in ihr Netz entscheiden dürfen. Wenn die Leitungen in den regulierten Betrieb überführt würden, sollten jedoch die gleichen Einspeiseprivilegien wie bei anderen Leitungen gelten.
- Der Einspeisevorrang für bestimmte Wasserstoffarten in bestehende industrielle Wasserstoffnetze erfordere eine Aufnahme dieser in eine zukünftige Regulierung, weil ansonsten direkt in das Geschäftsmodell der jeweiligen Betreiberunternehmen eingegriffen würde. Falls es zu einer Regulierung käme, gebe es keinen Grund für Ausnahmeregelungen oder unterschiedliche Behandlung industrieller Wasserstoffleitungen gegenüber auf Wasserstoff umgestellten, ehemaligen Erdgasleitungen oder neu gebauten Wasserstoffleitungen.

### V.3 Sind weitere differenzierende Regeln zur Privilegierung unterschiedlicher Wasserstoffarten notwendig? Wenn ja, nach welchen Kriterien?

Auch bei Frage V.3 hat ein Großteil der Stellungnehmenden auf die Antworten betreffend die Frage V.1 verwiesen. Teilweise wurden zudem die Argumente, die bereits unter V.1 und V.2 genannt wurden, wiederholt.

Betont wird erneut, dass sich die **Privilegierung an Klimarelevanz und Nachhaltigkeitskriterien orientieren** sollte, allerdings ein **gesichertes und kostengünstiges Hochlaufen der Wasserstoffinfrastruktur** zunächst **wichtiger** sei. Der Markthochlauf werde umso teurer, je stärker differenziert würde. Um Wasserstoff zum Erfolg zu führen, müssten jedoch die Kosten reduziert, also die Differenzierung begrenzt werden. Ein Stellungnehmer weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass sich die Wertigkeit der verschiedenen Herstellungsprozesse durch eine konsequente CO<sub>2</sub>-Bepreisung definiere. Eine zusätzliche Bewertung und Priorisierung durch entsprechende Regulierungen sei im Hinblick auf einen schnellen Markthochlauf kontraproduktiv.

Hervorgehoben wird erneut, dass zumindest in der Anfangs-/Übergangszeit neben der Einspeisung von grünem Wasserstoff auch die Einspeisung von blauem oder türkischem Wasserstoff erforderlich sei, um ausreichend große Mengen von klimaneutralem Wasserstoff in den Markt zu bringen. Privilegierungsregelungen auf Netzebene (z.B. Einspeisevorrang) dürften dem nicht entgegenstehen. Eine Privilegierung sollte vorzugsweise nur im Handels- bzw. Endanwendungsbereich erfolgen, z.B. durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung bzw. durch eine Differenzierung im Herkunftsnachweissystem. Zur bedarfsgerechten und nachhaltigen Verknüpfung von Erzeugung und Verbrauch sei es zudem sinnvoll, die volatile Einspeisung von grünem Wasserstoff mit einem kontinuierlichen Gasfluss aus der Produktion von blauem oder türkischem Wasserstoff zu kombinieren. Dies gelte vor allem für die frühe Phase der Wasserstoffnetzentwicklung, in der auf diese Art mit wenig Einspeisung eine bedarfsgerechte und sichere Versorgung ermöglicht werde.

Es könnte die Privilegierung von regional erzeugtem Wasserstoff erwogen werden, wenn daraus keine Transportprobleme für erneuerbaren Strom resultierten, so eine weitere Meinung.

Im Hinblick auf die sukzessive Dekarbonisierung wird betont, dass die Geschwindigkeit des Prozesses vom Ausbau der Erneuerbaren Energien und deren Integrierbarkeit in das Stromsystem bestimmt werde.

Grundsätzlich sollte grüner Wasserstoff privilegiert werden, so eine weitere Stellungnahme. Jedoch dürfte grüner Wasserstoff, der über das Pipelinesystem transportiert wird, regulatorisch nicht schlechter gestellt werden als grüner Wasserstoff, der am Ort der Erzeugung direkt genutzt wird. Dieses gelte in Bezug auf die erneuerbare Eigenschaft und die Privilegien für die Erzeugung des Wasserstoffs, wie z.B. die besondere Ausgleichsregelung nach dem EEG.

Zudem wird vorgetragen, dass die Pflichten zum unverzüglichen Netzanschluss in Anlehnung an die Regelungen für EE-Erzeugungsanlagen bestimmt werden könnten. Denkbar seien Ausnahmen von der Pflicht, Kapazitäten zu buchen. Daneben könnten Sonderregelungen für die Bewirtschaftung der Bilanzkreise und Umlagen zur Kostenverteilung treten. Rabatte bzw. Ausnahmen von den Baukostenzuschüssen



erscheinen ebenfalls denk- und umsetzbar. Diese Privilegien sollten sich jedoch nur auf grünen Wasserstoff beziehen.

Betont wird ebenfalls, dass die Kriterien für die Einstufung auf europäischer Ebene festgelegt werden müssten. Die Privilegierung und die Förderung der Erzeugung von grünem Wasserstoff sei im Hinblick auf die Dekarbonisierung der Gaswirtschaft zu begrüßen. Die Erzeugung sollte aber vom Netzbetrieb getrennt werden. Ein Stellungnehmender sieht künftig die Pyrolyse auf VNB-Ebene als wichtige, stabile Erzeugungsform in Ergänzung zur Elektrolyse an, weil erneuerbarer Strom vor allem im Winter entweder sehr fluktuierend oder gar nicht vorhanden sei. Ferner seien erneuerbare Erzeugungskapazitäten im Süden eher begrenzt und HGÜ-Leitungen fehlten. Aktuell würden unterschiedliche Technologien entwickelt, zum Beispiel die Pyrolyse aus Müll und Abwasser oder die klassische Pyrolyse, die u.a. mit Biomethan und erneuerbarem Strom betrieben werden könne. Der Wasserstoff aus diesen Anlagen sei damit zumindest teilweise oder weitgehend erneuerbar. Nach Auffassung eines weiteren Stellungnehmenden erfüllt durch zuvor erzeugtes Rohbiogas (per Hydrolyse) oder Biomethan (per Dampfreformierung) hergestellter Wasserstoff das Kriterium „ausschließlich aus erneuerbaren Energien“, was bei der Privilegierung berücksichtigt werden sollte.

Ein weiterer Vorschlag sieht hinsichtlich des Einspeisevorrangs die Implementierung eines Stufenverhältnisses nach dem Grad der Dekarbonisierung des erzeugten Wasserstoffs vor (Elektrolyse, CCS, Methanpyrolyse). Auch hierfür sei ein Herkunftsnachweis-System sinnvoll.

Weitere Stellungnehmende plädieren für die Entwicklung eines (EU-weiten) Standards für die Bemessung der CO<sub>2</sub>-Bilanz von Wasserstoff aus verschiedenen Erzeugungsanlagen; die Privilegierung sollte dann nach dem möglichst geringen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck erfolgen. Grüner, blauer und türkiser Wasserstoff sollten gleichberechtigt als CO<sub>2</sub>-neutrale Herstellungsoption anerkannt und als solche ebenso gleichberechtigt in Verkehr gebracht werden können. Es sollte Vorgaben für den Herkunftsnachweis aller gasförmigen Energieformen (Erdgas, Biogas, Wasserstoff und deren Mischformen), aber auch für Kälte und Wärme gemacht werden.

Bei einer differenzierten Privilegierung sollten diese entsprechenden Privilegien immer nur für die klimafreundlichste Lösung gewährt werden. Grundsätzlich sollten die Emissionen der Erzeugung mit bedacht werden, bei grauem Wasserstoff sei entsprechend die gesamte austretende CO<sub>2</sub>-Menge einzupreisen, „idealerweise bereits beim Bezug und Transport des Erdgases (Stichwörter: Fracking, Methanschlupf)“. Nach dieser Ansicht müsste – u.a. im Hinblick auf die Endlagerproblematik – bei blauem Wasserstoff über einen festgesetzten Zeitraum zusätzlich nachgewiesen werden, dass die verpressten Mengen Gas nicht wieder entweichen, ansonsten sei die Begrifflichkeit CO<sub>2</sub>-frei nicht tragfähig.

Bezüglich differenzierender Regelungen zur Privilegierung wird ebenfalls vorgetragen, dass solche Regelungen, die einen schnelleren Wasserstoffmarkthochlauf begünstigen können, angegangen werden könnten. Allerdings seien nach dieser Ansicht weitere Regelungen aufgrund der geringen Relevanz zur Privilegierung vermutlich nicht notwendig. Privilegierungen sollten eher durch marktliche Anreize geregelt werden.

Andere Stellungnahmen wollen Anreizsysteme wie z.B. Rabattierungen bei Ein- oder Ausspeisenetzentgelten auf grünen Wasserstoff begrenzen.

**Frage V.4 Ist beim Transport von Wasserstoff ein Kapazitätsmodell notwendig? Wenn ja, wie sollte dieses ausgestaltet sein? Sollten sich die Netznutzungs- und Entgeltmodelle an denen für Erdgas- oder für Stromnetze orientieren?**

Das Kapazitätsmodell aus dem Gasbereich, in geeigneter Form auf Wasserstoff zu übertragen scheint für viele Stellungnehmer sinnvoll. Auch eine Orientierung an den Netznutzungs- und Entgeltmodellen für Erdgasnetze ist für die meisten nachvollziehbar. Andere sind in der Zeitachse zurückhaltender und meinen, dass eine Kopplung der Buchung von Ein- und Ausspeisekapazitäten (analog Entry/Exit-Modell) erst als zwingend geboten erscheint, sobald die Komplexität der Netzinfrastrukturen, insbesondere bei den Ein- und Ausspeisestrukturen, zunimmt. Dies wird erst ab Szenario II wahrscheinlich.

**Kapazitätsmodell**

Die meisten der 37 Teilnehmer, die sich zu dieser Frage äußerten, sind der Meinung, dass das Kapazitätsmodell aus dem Gasbereich in geeigneter Form auf Wasserstoff übertragen werden sollte. Andere sind in der Zeitachse zurückhaltender und finden, dass eine Kopplung der Buchung von Ein- und Ausspeisekapazitäten (analog Entry/Exit-Modell) erst dann als zwingend geboten erscheint, wenn die Komplexität der Netzinfrastrukturen - insbesondere bei den Ein- und Ausspeisestrukturen - zunimmt. Dies wird ab Szenario II wahrscheinlich.

**Netznutzungs- und Entgeltmodelle**

Ebenso viele Teilnehmer sprechen sich dafür aus, die Netznutzungs- und Entgeltmodelle an denen für Erdgasnetze zu orientieren. Als Vorbild für die Regulierung von Wasserstoffnetzen sollten die Erfahrungen aus dem Gasmarkt genutzt werden und als wichtiger Impulsgeber für die Entwicklung der Wasserstoffnetzregulierung dienen. Eine grundlegend unterschiedliche Behandlung beider Commodities wäre schwer zu begründen, insbesondere, wenn sich der Wasserstoffmarkt aus und in den bestehenden Gasnetzen entwickelt. Industrievertreter sprechen sich dafür aus, dass aus Gründen der Einheitlichkeit und wegen des ähnlichen technischen Aufbaus von Erdgas- und reinen H<sub>2</sub>-Netzen, die Entgeltsysteme für reine H<sub>2</sub>-Netze wie die aktuellen Entgeltsysteme im Bereich Erdgas gestaltet sein sollten.

Insbesondere Teilnehmer der Energiewirtschaft sind der Meinung, dass bei einem Marktmodell auch die Bepreisung (und Förderung) auf Grundlage von Kapazitäten erfolgen und möglichst verursachungsgerecht sein sollte. Dies hätte das Ziel, klare Ausbausignale zu erhalten. Die Modelle für das Stromnetz wären dagegen dysfunktional (Umverteilungsmechanismus mit Fehlanreizen).

Die Verursachungsgerechtigkeit im zukünftigen Entgeltmodell nimmt auch bei Industrievertretern und Speicherbetreibern eine wichtige Rolle ein: Einige lehnen ein Entgeltmodell ab, das über die Grenzen der Commodity Wasserstoff hinaus den Erdgasmarkt einseitig belastet. Andere halten die Frage zwar für relevant, zum gegenwärtigen Zeitpunkt jedoch nicht abschließend zu beantworten.

Einige relativieren ihre Aussage dazu und bringen vor, dass für reine Wasserstoffnetze auch eigenständige Regelungen erforderlich wären, die sich zum Teil in das Netzzugangsmodell für Erdgas einfügen, zum Teil jedoch auch anderen Regelungen ableiten lassen. Regulatorisch sei es daher erforderlich, eine

gassortenspezifische Verordnung für den Zugang zu (reinen) Wasserstoffnetzen zu erlassen, die u. a. ein Netzzugangsmodell festlegt, das z. B. die Prinzipien des bekannten Zweivertragsmodells aufgreift.

Einige Speicherbetreiber und Händler halten ein Kapazitätsmodell erst ab dem Szenario III - also ein vermaschtes Netz - für erforderlich. Die Verursachungsgerechtigkeit wird auch hier hervorgehoben. Eine Anlehnung an das Gassystem scheint aufgrund der Nähe beider Energieträger zwar sinnvoll, kann jedoch nur als Impuls für die Entwicklung eines neuen Modells angesehen werden. Nur eine verursachungsgerechte Netzentgeltsystematik kann auch zur stärkeren Integration der Sektoren (Strom, Erdgas, Wasserstoff) beitragen, da nicht bei jedem Sektorübergang kostenseitig die volle Infrastrukturlast getragen werden muss.

### **Kritik an Netznutzungs- und Entgeltmodellen**

Wenige Stellungnahmen kritisieren, dass vieles an den bestehenden Netznutzungs- und Entgeltmodellen nicht zukunftstauglich sei und daher nicht unmittelbar für die Regulierung der Wasserstoffnetze gewählt werden sollten, sondern Modelle die für das avisierte zukünftige Energiesystem geeignet sind. Auch Händler mahnen an, dass nicht allein statische Interessen der Netzbetreiber berücksichtigt werden sollten, sondern auch dynamische Aspekte mit dem Anreiz zu Verhaltensänderungen.

### **Smartes Modell**

Smart wären geographische Preissignale, die Netzengpässe und unterschiedliche Transportkosten zwischen Strom und Gasen berücksichtigen. Damit könnte marktlich effizient entschieden werden, wo sich z.B. ein Elektrolyseur anschließt oder wo eine Wärmepumpe sinnvoll ist. Wichtig bei solchen Anreizen ist, dass sie über die Zeit veränderte Bedingungen abbilden, aber trotzdem Investoren eine gewisse Verlässlichkeit ermöglichen. Auch sollte ein solches System möglichst übersichtlich bleiben, was über die Bildung von Zonen umgesetzt werden könnte. Standortindividuelle Entgelte lehnt der Teilnehmer als zu komplex ab. Die Entgeltbildung sollte die Interoperabilität zwischen Wasserstoff, Strom und (Erd-)Gas nicht behindern.

Ein anderer Konsultationsbeitrag unterstützt die Idee eines smarten Modells, das die Kosten innerhalb des Erdgas- oder Wasserstoffnetzes, das mit dem Backup der schwankenden Stromproduktion verbunden sind, widerspiegelt. Ein Argument ist, dass heute die von den Kraftwerken verursachten Kosten im Transportnetz durch unzureichende Transportbuchungen nicht ausreichend vergütet werden. In den derzeitigen getrennten Tarifmodellen verbleiben diese Kosten innerhalb des Erdgassektors, während sie auf der Grundlage der Kostenreflexion von den Stromkunden getragen werden sollten. Eine solche Kostenregulierung könnte auch die Kostenverteilung für Wasserstoffnetze verbessern.

### **V.5 Welche Bilanzierungsregeln sollten für Wasserstoff angewendet werden? Müsste ein eigener Wasserstoffbilanzkreis eingeführt werden? Bedarf es jeweils separater Bilanzkreise für jede Wasserstoffart („grünen“, „blauen“ Wasserstoff, etc.), vergleichbar mit Biogasbilanzkreisen und EEG-Bilanzkreisen? Wie kann ein Regel- und Ausgleichensystem aussehen?**

Die meisten Akteure sprechen sich für einen **Bilanzkreis für Wasserstoff** aus. Bei der Frage der **Separierung von Bilanzkreisen für jede Wasserstoffart** (grün, blau, etc.) zeigt sich **ein geteiltes Meinungsbild**: Die eine Hälfte bevorzugt eigene Bilanzkreise, die andere spricht sich zwecks Liquidität und Technologieneutralität dagegen aus. Stattdessen sollten Herkunftsnachweise oder Zertifikate die Beschaffenheit regeln.

### **Wasserstoffbilanzkreis (grundsätzlich)**

- Ein eigener Wasserstoffbilanzkreis sei sinnvoll - dies vertritt ein Großteil der Konsultationsteilnehmer (32).
- Vier weitere Teilnehmer meinen auch, dass ein eigener Wasserstoffbilanzkreis sinnvoll sein könnte. Dies hänge jedoch von der Angebots- und Nachfragesituation ab ("wenn es mehr als einen Erzeuger & Lieferanten gibt, dann ja, sonst nein"), und ob Wasserstoff ins Erdgasnetz beigemischt werde (dann ja).
- Ob Wasserstoff grundsätzlich einer eigenen Bilanzierung bedarf, müsste noch diskutiert werden, meinen zwei Marktakteure.

### **Wasserstoffbilanzkreis je nach Beschaffenheit**

- Für die verschiedenen Arten von Wasserstoff (blau, grün, grau, etc.) sollte es eigene Bilanzkreise geben (12).
- Nicht jede Wasserstoffart benötige einen separaten Bilanzkreis (15). Die Beschaffenheit sollte über Herkunftsnachweise oder Zertifikate geregelt werden. Ziel eines Wasserstoffmarktes seien hohe Liquidität und viele Akteure für Angebot und Nachfrage. Dies spräche für einen großen Bilanzkreis.
- Ein separater Bilanzkreis für jede Wasserstoffart sei nur sinnvoll, wenn die Arten unterschiedlich abgewickelt werden sollten (1).
- Neben eigenen Bilanzkreisen je Wasserstoffart sollte zusätzlich noch ein eindeutiges Zertifikatesystem geschaffen werden (1).
- Ein Verband meint, separate Bilanzkreise je Wasserstoffart könnten sinnvoll sein. Dann aber müsste die Bilanzkreisverantwortung stärker bei Nutzern verbleiben und nicht beim Netzbetreiber angesiedelt sein.

### **Grenzüberschreitender Austausch**

Die Bilanzierungsregeln sollten europäisch harmonisiert werden, um den grenzüberschreitenden Aufbau liquider Wasserstoffhandelsmärkte und grenzüberschreitende Transporte zu ermöglichen, argumentieren 7 Stellungnehmende.

### **Wasserstoffbilanzierung**

- Wie im Gas könne ein Marktgebietsverantwortlicher die Bilanzierung und Abwicklung des Handels am VHP übernehmen und einen börslichen Regelenenergiehandel organisieren (2).
- Die etablierten Regeln des Erdgasmarktes könnten als Vorbild dienen (1)
- Die Bilanzierungsregeln sollten Privilegierungen für die Erzeugung und die Nutzung von grünem Wasserstoff ermöglichen (1).
- Für bestimmte Technologien wie z.B. Biomethan oder grünen Wasserstoff sollte es keine Ausnahmen geben. Korrekte Preissignale seien wichtig für Flexibilität (1).

- Da Wasserstoff als Flexibilitätsquelle für den Stromsektor eine bedeutende Rolle spielen wird, sollte mindestens eine Stundenbilanzierung eingeführt werden (2).

### **Regel- und Ausgleichsenergie**

Da Wasserstoff perspektivisch Erdgas ersetzen soll, scheine ein Regel- und Ausgleichsenergiesystem nach dem Vorbild des heutigen Erdgasmarkts sinnvoll (2).

Das Regel- und Ausgleichsenergiesystem im Wasserstoff könne ähnlich dem aktuellen Erdgassystem konzipiert werden (1). Dabei sei zu beachten, dass der Bedarf der Netzbetreiber nach Regelenergie in Abhängigkeit von gesetzten Bilanzierungszeiträumen und -ausgleichen variere: Je länger ein Bilanzierungszeitraum sei (z.B. jährlicher Bilanzausgleich), desto mehr Flexibilität erlange der Transportkunde in Bezug auf sein Ein- bzw. Ausspeiseverhalten und desto mehr Regelenergie benötige ein Netzbetreiber grundsätzlich. Insbesondere in der anfänglichen Marktaufbauphase sei die Verfügbarkeit von Regelenergie für Wasserstoff begrenzt.

Angesichts eines notwendigen Markthochlaufs seien eventuell Flexibilisierungsvorschriften bei der Bilanzierung und bei der Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie notwendig (1). Nach erfolgreichem Markthochlauf sollten jedoch auch hier etwaige Ausnahmen und Flexibilisierungen weitestgehend abgebaut werden.

Bei der Gestaltung des zukünftigen Regel- und Ausgleichsenergiesystems müsse berücksichtigt werden, dass eine Überspeisung und Konvertierung zwischen methanhaltigen Gasnetzen und Wasserstoffnetzen auf der Fernleitungsnetzebene nur begrenzt möglich sei, meint ein Verband. Zudem müsste ausgeschlossen sein, dass Marktteilnehmer fehlende Wasserstoffmengen bilanziell mit preiswertem fossilem Erdgas ausgleichen.

### **Beimischung ins Gasnetz**

- Eine Nominierung von Wasserstoff in Erdgasbilanzkreise sollte möglich sein, um die Beimischung auch bilanziell zu ermöglichen, so ein Verband.
- Um die Trennung von Methan und Wasserstoff bilanziell bestimmen zu können, seien auch bei einer Beimischung separate Bilanzkreise sinnvoll, wird in einer Stellungnahme begründet. Es sei aber davon auszugehen, dass die Netzbetreiber dies allein schon wegen der Brennwertbestimmung tun müssten (analog zu L- und H-Gas).
- Im Falle der Beimischung in Erdgasnetze kann die Bilanzierung von grünem Wasserstoff analog zu den Regelungen für Biogas erfolgen (1).
- Im Verlauf der Umstellung des Erdgastransports unter Hinzunahme wachsender Anteile von Wasserstoff werden noch zahlreiche Detailfragen zu klären sein, kommentiert ein Verband. Ggf. könnten zunächst Ansätze genutzt werden, die sich bereits mit Bezug auf die Bilanzierung von Biogas bewährt hätten.
- Für ins Erdgasnetz beigemischten Wasserstoff fänden sich im Leitfaden Bilanzkreismanagement Gas erste Regeln zur Bilanzierung. Diese Regelungen müssten für die Beimischungen von Wasserstoff in größeren Mengen zu gegebener Zeit weiterentwickelt werden (2).
- Die Kooperationsvereinbarung Gas (KoV Gas) könnte Wasserstoffbilanzkreise mitregeln (1).

## V.6 Bedarf es eines virtuellen Handelspunktes für Wasserstoff?

Von der Mehrzahl der Teilnehmenden wird das **Erfordernis eines virtuellen Handelspunktes (VHP) für Wasserstoff bejaht**. Demnach sollte für die Marktteilnehmer ein getrennter Handel von Commodity und Eigenschaft möglich sein. Vertreten wird die Ansicht, dass der Wasserstoffmarkt mit einem einzigen VHP starten müsse; ein Handel an physischen Punkten sei ein Rückschritt. Die Fehler aus der Liberalisierung des Gasmarktes mit 19 Marktgebieten sollte man beim Zusammenschluss der Wasserstoffinseln nicht wiederholen. Hingewiesen wird zudem darauf, dass sich die Preisbildung zwischen Wasserstoff und Erdgas derzeit und künftig „fundamental unterscheiden“ werde, weshalb es ein eigenständiges Marktsignal geben sollte, das dann auch Basis für weitere Prozesse (Bilanzierung, Mehr- und Mindermengenabrechnung) sein sollte.

### Differenzierte Auswertung

Einige Stellungnehmende weisen auf die sukzessive Entwicklung des Wasserstoffmarktes und -transports hin: Es sei fraglich, ob bereits jetzt ausreichende Mengen an Wasserstoff zur Verfügung stehen, daher könnte ein VHP gegebenenfalls erst später eingerichtet werden, wenn die Markteinführungsphase abgeschlossen und der Markt hochgelaufen ist. Wenn sich die Wasserstoffnetze künftig zu Netzen der allgemeinen Versorgung entwickeln, ist eine zunehmende Vermaschung und eine Vielzahl an Netzen zu erwarten. Ein VHP sei dann sinnvoll, um entfernungsunabhängige Transaktionen zu erleichtern und um eine Zwei-Vertragsmodell-Abwicklung wie beim Erdgas zu ermöglichen.

Weitere Stellungnehmende weisen darauf hin, dass das Erfordernis der Etablierung eines VHP (zunächst) von den Handelsaktivitäten und der Entwicklung einer flächendeckenden Infrastruktur abhängt: Wahrscheinlich benötige man zunächst keinen VHP. Anfangs dürften eher lokale Cluster bzw. eine geringe Kundenanzahl und wenig bilaterale Verträge bestehen. Ein VHP sei erst bei einem hinreichend vernetzten Marktgebiet zweckmäßig, um die Ausbildung eines liquiden Handelsmarktes für Wasserstoff zu unterstützen. Auch von diesen Teilnehmenden wird jedoch betont, dass ein VHP mittel – bis langfristig zur Förderung der Handelsaktivitäten sinnvoll sei. Bemerkte wurde vereinzelt, dass zu Beginn des Markthochlaufs VHP auf Cluster-/Valley-Ebene sinnvoll seien, die nach und nach integriert werden könnten. Vereinzelt wird diesbezüglich skizziert, dass die Einrichtung eines VHPs erst mit Szenario III sinnvoll bzw. notwendig sei, wobei sich aber der Etablierung schrittweise schon in Szenario II genähert werden sollte.

Vereinzelt wird für eine zeitnahe Etablierung eines VHP plädiert. Voraussetzung hierfür sei nach Auffassung eines Stellungnehmenden „ein Mindestmaß an physischen Verbindungsmöglichkeiten zwischen den Clustern“. Nach Ansicht eines weiteren Stellungnehmenden bedarf es der sofortigen Einführung eines oder weniger VHP. Vorgeschlagen wird, dass diese(r) durch einen deutschlandweiten Marktgebietsverantwortlichen zum Aufbau, zur Bilanzierung und zur Abwicklung von Handelsgeschäften wasserstoffnetzübergreifend bewirtschaftet werden. Da zu Beginn des Markthochlaufs noch kein deutschlandweites oder europäisches Wasserstoffnetz existieren werde, könne der Wasserstoffhandel zunächst über einen oder mehrere regionale VHP, beispielsweise auf Cluster- bzw. Valleyebene, abgewickelt werden. Getrennt vom Wasserstoffhandel am VHP solle ein Herkunftsnachweis oder Zertifikatehandel stattfinden.

Betont wird vereinzelt, dass man Wasserstoff über die derzeit verfügbaren Handelspunkte mithandeln könnte.

Ein weiterer Stellungnehmender ist der Ansicht, dass ein VHP ohne Handel in einem PPP-System mit staatlicher Zuteilung nicht sinnvoll sei.

**V.7 Bedarf es zur Ermittlung des nötigen Wasserstoffinfrastrukturnetzes eines separaten Wasserstoffnetzentwicklungsplans? Welche Schnittstellen bieten sich zum Netzentwicklungsplan Strom und Erdgas genau an? Sollte ein Wasserstoff-NEP sowohl die Verteiler- als auch die Fernleitungsnetzbetreiberebene umfassen?**

Bei der Frage der Infrastrukturplanung ergibt sich ein sehr heterogenes Bild. Viele sprechen sich für die Verbindung des Erdgas-NEP und eines Wasserstoff-NEP aus, andere dagegen halten einen separaten Wasserstoff-NEP für sinnvoller, wieder andere halten eine Aussage dazu zu verfrüht. **Deutlich wird, dass die überwiegende Mehrheit eine Notwendigkeit zur integrierten Netzplanung von Strom, Erdgas und Wasserstoff oder teils sogar von Wärme sieht.** Ein gemeinsamer Szenariorahmen könne nach Ansicht einiger dies auch erfüllen. Uneinig sind sich die Stellungnehmenden, ob die Verteilnetzbetreiber in die Planung einbezogen oder aus Komplexitätsgründen nur über Bedarfsmeldungen im Fernleitungsnetz berücksichtigt werden sollen.

**Gemeinsame Netzentwicklungsplanung Erdgas und Wasserstoff**

Ungefähr die Hälfte der 40 Teilnehmer, die sich zu dieser Frage geäußert haben, sind der Meinung, dass ein Wasserstoffnetz im Rahmen des NEP für Erdgas geplant werden kann und in diesem Rahmen eine immer stärkere Rolle einnehmen sollte. Um die volkswirtschaftlichen Kosten einer Wasserstoffinfrastruktur möglichst gering zu halten, sollte so weit wie möglich die bestehende Erdgasinfrastruktur verwendet und Neuinvestitionen so gering wie möglich gehalten werden. In einem Plan könne sachgerecht geprüft werden, welche Leitungen des bestehenden Fernleitungsnetzes von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können (Teil der Erdgasmodellierung). Weder die Beimischung noch der Transport von reinem Wasserstoff sollte gesondert behandelt und abgebildet werden. Zudem sollten von Beginn an Speicher bei der Dimensionierung der Netzkapazitäten berücksichtigt werden, um einen effizienten Netzbetrieb zu gewährleisten. Einige Teilnehmer plädieren konkret dazu die gesetzliche Grundlage über eine Anpassung des §15a EnWG schnellstmöglich umzusetzen, um schon im laufenden NEP Gas Verfahren die notwendige Entscheidungsgrundlage für eine Berücksichtigung von Wasserstoffnetzen zu schaffen.

**Integrierte Planung Erdgas, Strom, Wasserstoff**

Grundsätzlich sollte die Planung integriert erfolgen. Diese Ansicht wird in den meisten Stellungnahmen vertreten. Die Schnittstellen zwischen Gas-NEP und der Strom-NEP sollten zeitlich abgestimmt sein, damit sie in Bezug auf Wasserstoff auf einheitlichen Annahmen für P2G-Kapazitäten beruhen. In diesem Zusammenhang wird auf die Vorteile der umfangreichen Datenbank im Gas-NEP hingewiesen, die bereits heute viele wichtige Faktoren für Projektentwickler von Großelektrolyseuren bereithält und die Markttransparenz fördert. Um die Schnittstellen zwischen dem Gas-NEP und dem Strom-NEP deutlicher zu machen, sollten die Daten durch die max. Leitungskapazität bei Druckstufe in GWh oder Tonnen H<sub>2</sub> pro Stunde ergänzt werden. Eine integrierte Strom- und Gasnetzplanung könnte auch berücksichtigen, dass durch den Bau von Elektrolyseuren der Stromnetzausbau ggf. an bestimmten Stellen reduziert werden kann. Ein integrierter NEP für alle Gase wird als sinnvoll erachtet, eine weitere Trennung sei dagegen nicht sinnvoll.

Wenige Teilnehmer geben zu bedenken, dass die individuellen Infrastrukturplanungsprozesse separat fortgeführt werden und nur auf einem gemeinsamen sektorenübergreifenden Szenariorahmen (SR) aufbauen sollten.

### **Integrierte Planung über Netzebenen VNB, FNB und Dritte**

Weitere Argumente betreffen sowohl die vertikale FNB-VNB als auch sektorale Strom-Gas-Integration. Dies sei bereits in der europäischen Regulierung angedacht (siehe Projekt Interlinked Model). Die Rolle der Strom-VNB hat sich im Clean Energy Package wesentlich verändert, für Gas steht dies noch aus. Durch die lokale Erzeugung von Gas benötigen FNB mehr Daten von den VNB, um ihre eigene Planung darauf aufzusetzen. Einige Teilnehmer weiten die Forderung der die Planung der integrierten Energieinfrastruktur aus und fordern neben Strom-, Gas- und zukünftigen Wasserstoffnetzen auch eine Betrachtung der Wärmenetze in einem sektoren-übergreifenden Systementwicklungsplan.

Über den Einbezug der VNB herrscht jedoch Uneinigkeit. Einige Teilnehmer befürworten einen Wasserstoff-NEP (zusammen mit Gas-NEP) zunächst nur auf die Fernleitungsebene. Für die VNB-Ebene böte es sich dagegen an, vergleichbar der Netzausbauplanung für VNB im Strom nach § 14 Abs. 1a und 1b EnWG, eine Planungspflicht zu etablieren und die Netzbetreiber zu verpflichten, einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und der Bundesnetzagentur auf Verlangen vorzulegen. Andere wiederum halten es für sinnvoll, die Planung einer künftigen Wasserstoffinfrastruktur analog zum heutigen Vorgehen über die (Gas- bzw. H<sub>2</sub>-)VNB im Rahmen von Langfristprognosen zu berücksichtigen.

Weniger Teilnehmer sehen einen separaten Netzentwicklungsplan für Wasserstoff zweckmäßig. Diese müsse allerdings in seiner Entwicklung eng mit den Netzentwicklungsplänen Strom und Erdgas koordiniert werden. Dieser eigenständige Wasserstoff-NEP soll auch Gasspeicher (d. h. Wasserstoffspeicher) einzubeziehen, um eine kosteneffiziente Netzentwicklung zu gewährleisten. Andere Teilnehmer wiederum sprechen sich dafür aus, dass der Wasserstoff-NEP als ein Vorplanungsteil des übrigen NEP angesehen werden sollte. Ziel der Wasserstoffinfrastruktur ist nicht bloß der Aufbau einer parallelen, zusätzlichen Gasversorgung, sondern die Dekarbonisierung auch durch Substitution und damit Rückgang der bestehenden Erdgasversorgung. Mithin sind auch Umwidmungen im NEP zu erfassen.

Kritiker an einer gemeinsamen Netzplanung geben zu bedenken, dass es gerade am Anfang der Marktentwicklung nicht ausreichend ist, nur diejenigen Projekte in den NEP aufzunehmen, die ein Projekt eingereicht haben, sondern vielmehr eine Potenzialanalyse anhand der gegenwärtigen und zukünftigen Erneuerbaren Erzeugung zugrunde zu legen. Nur politische Weichenstellungen für grünen Wasserstoff könnten zudem die Klimaziele im Gasbereich erreichen. Der NEP Gas oder Szenariorahmen können dies aktuell nicht leisten.

**V.8 Welche Rolle spielt in solch einem Plan die Allokation von Anlagen zur Produktion bzw. zur Abnahme von Wasserstoff? Sollten bspw. die H<sub>2</sub>-Produktionsanlagen in der Nähe der Stromerzeugungsanlagen (EE) oder in der Nähe der industriellen Wasserstoffabnehmer allokiert werden? Welche Auswirkungen haben solche Entscheidungen Ihrer Ansicht nach auf die Strom- bzw. Gasinfrastruktur?**

Siehe unten bei V.9.



**V.9 Halten Sie einen aktiven Allokationsanreiz zur Errichtung von z.B. Elektrolyseuren in Gebieten mit viel EE-Strom für geeignet? Könnten diese Allokationsanreize auch die Ansiedlung neuer Abnehmer von Wasserstoff (Tankstellen, Industrie etc.) umfassen? Wenn ja, welche Allokationsanreize sind konkret vorstellbar? Beschreiben Sie bitte detailliert die Art und Weise der Ausgestaltung, und für welche Marktteilnehmer diese anwendbar sein sollten.**

Die Fragen V.8 und V.9 wurden von den Teilnehmern oft zusammen beantwortet, weshalb die Zusammenfassung ebenfalls gemeinsam erfolgt. Insbesondere die Frage der Allokation wurde von den Konsultationsteilnehmern kontrovers diskutiert. Die Meinungen sind sehr heterogen und ein klares Meinungsbild lässt sich nicht ablesen. Die Beiträge lassen sich folgendermaßen grob umreißen: Ein Teil befürwortet die gezielte Beeinflussung der Allokation, wohingegen der andere Teil jegliche Festlegungen ablehnt.

Vielfach wurde die Meinung vertreten, der Markt alleine solle über die Allokation von Elektrolyseuren und Wasserstoffabnehmer entscheiden. Die Netzausbauplanung müsste diese marktlich entstehenden Standorte anschließend in der Planung berücksichtigen, jedoch selber keine Standorte vorgeben. Darüber hinaus könnte eine Vorabfestlegung in der Netzplanung sogar zu einer Verzerrung des Ausbaus führen. Ergänzend dazu fordern einige Beiträge, dass eine mögliche Förderung von Anlagen netzdienlichen Grundsätzen folgen sollte. Industrievertreter geben zu bedenken, dass die Lenkungswirkung von Allokationsanreizen im Industriebereich durch bestehende Industriestandorte sehr begrenzt ist. Ein Verband geht dabei einen Schritt weiter und spricht davon, dass bei Allokationsanreizen ein erhebliches Risiko von Fehlallokationen bestehe.

Dem entgegen steht die ebenfalls vielfach geäußerte Meinung, dass die Anreizung einer stromerzeugungsnahen Allokation von Elektrolyseuren zu unterstützen sei. So könne der Bedarf für über den NEP-Strom hinausgehenden Stromnetzausbau reduziert werden. Einige Beiträge geben jedoch zu bedenken, dass die Möglichkeit zum Transport des Wasserstoffs gegeben sein müsse.

Ein Verband fordert darüber hinaus, dass eine Anschlusspflicht von Elektrolyseuren an Industriestandorten durch die ÜNB verhindert werden müsse. Dies könne für die Unternehmen zwar die günstigste Lösung sein, würde systematisch betrachtet jedoch zu Mehrkosten und ggf. mehr Netzausbau führen.

Zur Netzkosteneffizienz sei es zwingend erforderlich, verursachungsgerechte Netzentgelte zu definieren, wird von diversen Teilnehmer angemerkt. Eine ähnliche Forderung kommt von einem Energieversorger, der die Meinung vertritt, bei Allokationsentscheidungen sollte netzdienliches Verhalten gefördert werden. Diverse Stakeholder regen an, die gesamte Strom-Netzentgeltsystematik weiter zu entwickeln.

Technologieoffenheit der Förderung und die Möglichkeit für Anlagen auch ohne Förderung am Markt teilzunehmen sind weitere Punkte die in diesem Zusammenhang von Konsultationsteilnehmern genannt werden.

Als weitere zu bevorzugende Allokation wird von Netzgesellschaften und einem Landesministerium die Ansiedlung in der Nähe von Kavernenspeichern genannt, da so aus volatiler Wasserstoffproduktion eine Grundlast geschaffen werden könne.

Ein Energieversorger ist der Meinung, dass bei kleinen Anlagen eine regionale Verortung der Elektrolyseure mit kurzen Wasserstofftransportwegen vorzuziehen sei. Dem zustimmend ergänzt ein Verband, dass großskalige Elektrolyseure möglicherweise in der Nähe von Offshore-Windparks angesiedelt werden könnten. Eine Aufteilung der Allokation von kleineren Elektrolyseuren in Verbrauchsnähe und großen Elektrolyseuren in Erzeugungsnähe wird auch von einem Industrieunternehmen als sinnvoll erachtet.

Vielfach wurde ebenfalls die Möglichkeit einer gesamtsystemischen Optimierung genannt, die die volkswirtschaftlichen Kosten möglichst geringhält. Das Zusammenspiel von Netzausbau (Strom und Gas), H<sub>2</sub>-Transportbedarf und EE-Erzeugung müsse gemeinsam betrachtet werden, auch im Hinblick auf den CO<sub>2</sub>-Ausstoß.

Weitere Konsultationsteilnehmer geben den zeitlichen Anlauf der Technologie zu bedenken. Zu Beginn sei keine Allokation vorzugeben, um die Investitionshemmnisse so gering wie möglich zu halten. Auch könne sich die bestmögliche Allokation mit der Zeit verändern, merken wenige Stellungnahmen an. Zu Beginn könne es sinnvoller sein, den Wasserstoff dort zu erzeugen wo er verbraucht wird, wenn die Wasserstoffinfrastruktur jedoch ausgebaut wird, könne eine erzeugungsnahe Wasserstoffelektrolyse sinnvoll sein. In einem Beitrag wurde vorgeschlagen, dass zwischen Transport und Vorortterzeugung unter Berücksichtigung vorhandener Netzengpässe eine Abwägung erfolgen sollte.

#### **V.10 Welche Rolle spielen Speicher in der Wasserstoffinfrastruktur und wie sollten sie regulatorisch behandelt werden?**

Hinsichtlich der (zukünftigen) Rolle der Speicher wird insbesondere betont, dass diese auch im CO<sub>2</sub>-neutralen Gasmarkt notwendig sein werden, um Schwankungen zwischen Produktion, Import und Bedarf auszugleichen und dass **mit zunehmender Wasserstoffproduktion mehr Speicher benötigt** werden. Zusätzlich könnten sie zur langfristigen Speicherung überschüssiger Energie genutzt werden. Überwiegend spricht man sich dafür aus, diese regulatorisch wie Erdgasspeicheranlagen zu behandeln. Hingewiesen wird u.a. ebenfalls darauf, dass durch eine etwaige Regulierung der Betrieb von Speichern gefördert, nicht aber verhindert werden solle.

#### **Differenzierte Auswertung**

Viele Teilnehmer betonen die Relevanz von Speichern in der (Wasserstoff-)Infrastruktur. Künftig würden sich Energieangebot und -nachfrage nicht nur örtlich (Transportbedarf), sondern auch zeitlich (Speicherbedarf) unterscheiden. Das Energiesystem müsse daher mit **Flexibilität ausgestattet** werden, um dem Transport- und Speicherbedarf gerecht zu werden. Speicher würden künftig vermehrt gebraucht und spielen gerade in der Übergangsphase in Bezug auf Versorgungssicherheit und Nutzerschutz (Stichwort Gasqualität) eine wichtige Rolle. Speicher werden dabei als wertvolle Flexibilitätsquelle verstanden. Neben der Sicherung der Verfügbarkeit von Leistung steige nicht nur die **Versorgungssicherheit** des Energiesystems an, sondern es könnten zudem die Kosten des Netzausbaus gesenkt bzw. die Notwendigkeit des Netzausbaus transparent analysiert werden. Hinsichtlich ihrer regulatorischen Behandlung vertritt eine Vielzahl an Stellungnehmenden die Ansicht, dass sich eine **regulatorische Analogie zu Erdgasspeichern** anbiete.

Betont wird, dass Deutschland auf seine ausgebaute Erdgasspeicherinfrastruktur und das geologische Potenzial für weitere Kavernen zurückgreifen könne. Die Betreiber von vorhandenen Kavernenspeichern sollten dabei unterstützt werden, diese für die gasförmige Speicherung zu modifizieren. Bestehende Regularien sollten auf eine hinreichende Berücksichtigung der Speicher geprüft werden.

Soweit auf die sehr volatile „Erzeugungsseite“ hingewiesen wird, wird dies teilweise zum Anlass genommen, den Speichern im Wasserstoffmarkt noch mehr Bedeutung für die Versorgungssicherheit als im aktuellen Erdgasmarkt zuzuschreiben. Speicher, insbesondere Kavernenspeicher, seien für das Gelingen der europäischen Klimaziele unverzichtbar. Durch Kavernenspeicher könnten Verbraucher trotz voraussichtlich volatiliterer Wasserstoffproduktion dargebotsunabhängig (und damit sicher) beliefert werden.

Damit Speicher diese wichtige Rolle wahrnehmen können, ist nach Auffassung einiger Stellungnehmenden zunächst die **Anpassung des ordnungspolitischen Rahmens** wichtig. Umfasst sei davon sowohl die Prüfung der Wirtschaftlichkeit der Ertüchtigung von bestehenden bzw. neu zu errichtenden Speichern für Wasserstoff, als auch die angemessene Einbettung dieser Speicher in einen zukünftigen regulatorischen Rahmen der Netze im Hinblick auf die Netzzugangs- und Entgeltsystematik. Mit dem Hinweis auf die bestehende Volatilität wird ebenfalls vorgetragen, dass die Flexibilität, die die Speicher dem Energiesystem lieferten, ausreichend vergütet werden müsse. Transporttarife und Regeln für Flexibilität auf allen Märkten (Strom, Erdgas und Wasserstoff) sollten die Speicher unterstützen, um ein nachhaltiges Geschäftsmodell zu ermöglichen.

Wenn der „Systemwert“ von Speichern nicht ausreichend gewürdigt werde, könnten von potenziellen Betreibern die notwendigen Entscheidungen für Neuinvestitionen in Wasserstoffspeicher - angesichts der erhöhten wirtschaftlichen Risiken - gar nicht erst getroffen werden. Der **systemdienliche Einsatz**, den Speicher zur Netzstabilität und hinsichtlich kostenreduzierter Neuinvestitionen erbringen, müsse demnach hinreichend honoriert werden: Einerseits durch eine Befreiung von Netzentgelten und zusätzlich über eine Entlohnung der Systemdienstleistung. Eine andere Stellungnahme schlägt diesbezüglich die Bildung verursachungsgerechter Netzentgelte vor und betont, dass bei netzentlastender und damit ausbauvermeidender Netznutzung die Netzentgelte auch negativ sein dürften.

Hinsichtlich Beimischungen in das Erdgasnetz wird darauf hingewiesen, dass Wasserstoffspeicher zur Erzielung einer **geregeltten Zumischrate zum Schutz sensibler Verbraucher erforderlich** seien. Analog zum NEP Gas sollten **Speicherdimensionierungen** von Anfang an evaluiert und erforderlichenfalls vorgeschrieben werden. Da Speicher den erforderlichen Netzausbau reduzierten und so die Kosten der Netzentwicklung optimierten, sei eine Berücksichtigung der Speicher in Form einer Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung zwingend. Geboten sei die **parallele Entwicklung von Wasserstoffnetz und Speichern**. Laut einiger Stellungnehmender komme zudem die Umwidmung mancher Gasspeicher in Betracht: Geplant sei die Umstellung von Erdgas-Kavernenspeichern auf Wasserstoffbeimischung beziehungsweise auf reinen Wasserstoff. Vorgeschlagen wird in diesem Zusammenhang, das **Unbundling von Netz und Speichern** analog zum Gasnetz **beizubehalten** bzw. die gleichen Regelungen wie für Erdgaskavernenspeicher gelten zu lassen.

Vorgetragen wird ebenfalls, dass **Speicher möglichst auf Fernleitungsebene** verortet werden sollten, da sie im Gegensatz zu Speichern im Verteilnetz eine höhere Reichweite aufweisen könnten und somit Aufwand und Kosten geringer ausfielen. Auf Fernleitungsebene sollte der Marktgebietsverantwortliche über den Regelenergiemarkt eine konstante Beimischungsquote gewährleisten können.

Eine weitere Ansicht verfolgt eine differenzierte Betrachtung mit Hinweis darauf, dass Wasserstoff bereits heute mittels technischer Speicherbehälter gespeichert und genutzt werde. Diese müssten dauerhaft von einer Regulierung ausgenommen werden. Sofern den heutigen Gasspeichern (Kavernen-/Porenspeicher) vergleichbare Wasserstoffspeicher zur Verfügung stünden, biete sich auch nach dieser Ansicht eine regulatorische Analogie zur Erdgasspeichern an.

Auch im Hinblick auf eine potenziell dezentralisierte Wasserstoffproduktion auf der Basis von Erdgas (Methanpyrolyse) könnte Erdgasspeichern langfristig eine Rolle zukommen. Ob ein Speicher von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden sollte, müsste sich nach den Bedürfnissen des Marktes und der Versorgungssicherheit - sowohl bei Erdgas als auch bei Wasserstoff - richten. Die Verortung von neuen Speicherprojekten und die Umstellung bestehender Speicher von Erdgas auf Wasserstoff sollten Ergebnis einer **abgestimmten Planung der Infrastruktursysteme Strom und Gas (inkl. Wasserstoff)** sein. Speicherbetreiber sollten aber nicht zu einer Umstellung verpflichtet werden; die Entscheidung, ob Speicher umgestellt werden, müsse freiwillig erfolgen.

Zur „Entwicklung“ von Wasserstoffspeichern in einem entflochtenen Wirtschaftsrahmen sei ein **diskriminierungsfreier Netzzugang** für Speicher ebenso erforderlich wie eine **Anreizsetzung und staatliche Förderung der Anbindungs- und Umstellungsinvestitionen**. Regulatorisch müssten Anreize für die technische Umrüstung auf Wasserstoff und für die Nutzung der Speicher geschaffen werden. Eine Solidarisierung der Kosten über das Erdgasversorgungssystem sollte vermieden werden.

Nach einer Auffassung müsse die diskriminierungsfreie Zugangsmöglichkeit für Anwender gesichert sein, damit die **Speicherinfrastruktur nicht nur vom Speicherinhaber genutzt** werden kann. Ein weiterer Stellungnehmender plädiert für einen Speicherbetrieb durch nicht regulierte Marktteilnehmer. Andere sind der Auffassung, dass der **Betrieb von Speichern durch Netzbetreiber** voraussichtlich notwendig sei, insbesondere um in einem „Mischnetz“ ein konstantes Gemisch aus Erdgas und Wasserstoff an den Kunden liefern zu können.

Eine **Regulierung sei bis ca. zum Jahre 2040 nicht erforderlich**, da aufgrund hoher Markteintrittsbarrieren (genannt werden hohe Transformationskosten) und der Abwesenheit von Fördertatbeständen das Vorliegen von Anbietermärkten zu erwarten ist, so eine weitere Meinung. Erst langfristig sei analog zum Erdgasspeichermarkt von einem Nachfragemarkt auszugehen und damit eine Zugangsregulierung zweckmäßig. Von einer **Entflechtung** könne aufgrund des Wettbewerbsverhältnisses gänzlich abgesehen werden.

Andere Stellungnahmen äußern ebenfalls, dass eine **Regulierung der Gasspeicher in Szenario I nicht erforderlich** sei, da in diesem Szenario weder ein Anbieter- noch einen Nachfragemarkt existiert. Ein missbräuchliches Verhalten vertikal integrierter Unternehmen sei daher nicht zu erwarten. Mit der Förderung von Elektrolyseuren sei in Szenario II und III ein Nachfragemarkt zu erwarten, weshalb dann eine Zugangsregulierung nachvollziehbar sei. Von einer **Entflechtung und einer Entgeltregulierung** könne aufgrund des Wettbewerbsverhältnisses zwischen den Speicherstandorten/Speicherlokationen (analog zum Clustergedanken) **gänzlich abgesehen** werden. Um die Entwicklung von Wasserstoffspeichern zu ermöglichen, sei die frühzeitige finanzielle Unterstützung bei den Anbindungs- und Umstellungsinvestitionen notwendig.

Eine **Zugangsregulierung von Wasserstoffspeichern** sei zum Erreichen eines liquiden Marktes **sinnvoll**, so eine andere Ansicht. Zusätzlich könnten sich positive Effekte auf die Redispatchkosten ergeben, wenn die EE-Stromerzeugung nicht abgeregelt werden müsse und zur Produktion von Wasserstoff zur Einspeicherung genutzt werde.

Hingewiesen wird von weiteren Stellungnehmenden auf folgende **technische Gegebenheiten**: Während die grundsätzliche Eignung von Speichern für die Nutzung mit Wasserstoff in jedem Einzelfall gesondert eruiert werden müsste, sei es wahrscheinlich, dass **Kavernenspeicher bis zu 100 Prozent Wasserstoff** nutzen könnten. Möglich erscheine auch die Speicherung von „Mischgas“ mit beliebigem Wasserstoffanteil im Erdgas nach Anpassung der Obertagetechnik. Bei Kavernenspeichern sei vor allem die Eignung der eingebauten Stahlkomponenten zu prüfen. Bei **Untergrund-Porenspeichern** würden für die **Prüfung einer Wasserstoffverträglichkeit** im Vorfeld geologische und geochemische Untersuchungen erforderlich, auch in Verbindung mit Wasserstoffabtrennung und Methanisierung. Um die Potenziale von Kavernenspeichern für die Speicherung von klimaneutralen Gasen zu nutzen und die Integration in das Energiesystem zu erleichtern, wird in diesem Zusammenhang eine gezielte Förderung von Projekten zur Speicherung von höheren Wasserstoffanteilen bei gleichzeitiger Vereinfachung des regulatorischen Rahmens von Pilotprojekten vorgeschlagen. Durch die zunehmende Beimischung von Wasserstoff werde zudem der Bedarf an Speichern zur Gewährleistung eines möglichst gleichbleibenden Beimischungsanteils insbesondere in den Verteilernetzen zunehmen.

Vorgeschlagen wird, den Netzbetreibern zu gestatten, das Linepack angemessen „aufpuffern“ zu dürfen. Mit Hinblick auf den volumetrisch niedrigeren Energiegehalt von Wasserstoff könne durch den Netzpuffer so die Leistungsfähigkeit gesteigert werden.

Ein weiterer Stellungnehmender plädiert dafür, **Speicher „nicht länger als Verbraucher“ anzusehen** und diese daher auch nicht mit Umlagen etc. zu belasten. Der Aufbau einer effizienten Speichertechnologie sei für die Sektorenkopplung unabdingbar.

Vertreten wird ebenfalls die Auffassung, dass es **Netzbetreibern ermöglicht** werden sollte, **Wasserstoffspeicher** und im Sinne der Sektorkopplung auch Stromspeicher **zu betreiben**, um die Netzdienlichkeit der Erneuerbaren Energien sicherzustellen und die Netzstabilität zu gewährleisten.

Denkbar sei ebenfalls, dass das „potente Netz“ als Speichermöglichkeit von umgewandeltem non-dispatchable Strom diene.

Mittelfristig müssten die gleichen Gründe gelten, wie die für die Einführung des Erdölbevorratungsgesetzes vom Januar 2012 einschlägigen (Bevorratung von ca. 300 TWh zur Sicherung von 90 Tagen Ölbedarf). Im Hinblick auf die Dekarbonisierungsziele müssten die Speicherreserven ebenfalls auf erneuerbare Energieträger umgestellt werden. Aus diesem Grunde müsse der Gesetzgeber durch eine entsprechende Regulierung für den Aufbau von mindestens 50 TWh Speicherkapazität bis 2030 und 300 TWh bis 2050 sorgen. Denkbar sei eine analoge Regulierung, wie sie für die Erdölbevorratung gilt.

#### 4.6 Mögliche Finanzierungsvarianten von Wasserstoffnetzen

Aus den Stellungnahmen zu möglichen Finanzierungsvarianten von Wasserstoffnetzen ist erkennbar, dass die Mehrheit der Stellungnehmenden **verursachungsgerechte Entgelte befürwortet**, die **weitgehend frei von Anreizmechanismen zur Steuerung der Wasserstoffnachfrage** sein sollen. Wenn dies bei einer separaten Bepreisung einer neu entstehenden Wasserstoffinfrastruktur zu prohibitiv hohen Entgelten führt, werden anfängliche Rabatte bzw. eine Unterstützung durch staatliche Fördermaßnahmen als Lösung vorgeschlagen. Das Problem prohibitiv hoher Entgelte ist auf den Fall einer separaten Bepreisung der Wasserstoffinfrastruktur beschränkt. Viele Stellungnehmende plädieren deshalb für eine **gemeinsame Bepreisung von Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur auf Basis des bestehenden Regulierungsregimes**, einige fordern sogar ein Entgeltmodell, das sektorübergreifend auch das Stromnetz einbezieht.

Ob das Entgeltmodell zu Beginn der Hochlaufphase anders ausgestaltet werden sollte als später bei einem eingeschwungenen Zustand, wird unterschiedlich gesehen und ist szenarienabhängig. Tendenziell seien anfängliche Sonderregelungen (Rabatte, kein Effizienzvergleich) bei einer separaten Bepreisung der Wasserstoffinfrastruktur eher notwendig als bei einer gemeinsamen Bepreisung von Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur, vor allem Förderungen des Bundes oder der EU werden häufig als notwendig angesehen.

Die Mehrheit der Stellungnehmenden hält die **Gesamtkosten** einer Transformation der gasgebundenen Energieversorgung hin zu einer reinen Wasserstoffversorgung derzeit **nicht für abschätzbar**. Erste Berechnungen durch FNB und DVGW seien Ergebnis vieler Annahmen und deshalb kritisch zu hinterfragen. Als verlässliches Ergebnis sei aber festzuhalten, dass die Gesamtkosten maßgeblich davon abhängen, in welchem Umfang bestehende Erdgasleitungen einer Folgenutzung durch Wasserstoff zugeführt werden können. Eine möglichst umfangreiche Folgenutzung sehen viele Stellungnehmenden als geeignete Maßnahme zur Vermeidung von Sonderabschreibungen an, die dann drohen, wenn Erdgasinfrastruktur nicht mehr benötigt und für Wasserstoff eine parallele Infrastruktur errichtet wird. Der Umfang der Folgenutzung hängt davon ab, welche Sektoren zukünftig mit Wasserstoff versorgt werden sollen (bedeutend ist der Wärmemarkt) und ob eventuell technische Restriktionen bestehen, was derzeit intensiv untersucht wird.

Bezüglich der **Anwendung der ARegV** ist das Meinungsbild eher heterogen. Zwar sprechen sich einige Stellungnehmende für die ARegV aus. Als Kontrapunkt wird jedoch das Argument vorgebracht, dass die ARegV kein adäquates Regulierungsinstrument für neu zu schaffende Infrastrukturen sei, da es für Bestandsnetze konzipiert wurde, es biete sich eher perspektivisch an. Die Anwendung eines Effizienzvergleichs wird von einem Teil der Konsultationsteilnehmer zumindest auf lange Sicht als sinnvoll erachtet. Bezüglich der Anwendung einer Cost-Plus-Regulierung ist das Antwortspektrum wiederum heterogen. Eine Yardstick-Regulierung wird eher als wenig zielführend gesehen.

#### VI.1 Wer sollte die Kosten der Infrastruktur tragen, z.B. alle Abnehmer von Strom und Gas, alle Erdgaskunden, oder nur die Nutzer von Wasserstoff? Was wären jeweils die jeweiligen Vor- und Nachteile?

##### Gemeinsame Finanzierung

Die Mehrheit der 51 Stellungnehmenden spricht sich dafür aus, dass **die Wasserstoffinfrastruktur gemeinsam durch die Wasserstoff- und Gasabnehmer finanziert** wird. Unterstützung findet diese Position

insbesondere unter den Netzbetreibern und Vertretern der Industrie sowie NGOs. Auch Vertreter der Landespolitik gehören zu den Befürwortern.

In einer Vielzahl der Stellungnahmen wird argumentiert, dass durch eine gemeinsame Finanzierung zu Beginn des Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur die aus dieser folgende Zusatzbelastung auf eine größere Gruppe verteilt und somit je Abnehmer begrenzt werden könne. **Separate Wasserstoffentgelte** würden hingegen aufgrund der zunächst geringen transportierten Wasserstoffmengen bei hohem Investitionsbedarf **sehr hoch oder sogar prohibitiv ausfallen**. In späteren Jahren könnten die aufgrund sinkender Gasabnahmemengen steigenden spezifischen Entgelte im Gasbereich dann ebenfalls auf eine größere Gruppe verteilt und begrenzt werden. Dies ermögliche einerseits den zeitnahen und effektiven Ausbau der Wasserstoffwirtschaft und verhindere andererseits eine Überlastung der Gaskunden in der Zukunft.

Einige Befürworter einer gemeinsamen Finanzierung sehen im Wasserstoff den Energieträger, der Erdgas zukünftig in allen Anwendungsbereichen - auch im Wärmemarkt - ablösen wird. Daher müssten Erdgasabnehmer als zukünftige Nutzer die Wasserstoffinfrastruktur diese mitfinanzieren. In diesem Falle könne von einer **verursachungsgerechten Kostentragung** gesprochen werden.

Eine Kostentrennung sei schon aus dem Grund nicht sachgerecht, weil sich die Wasserstoffinfrastruktur zu einem Großteil aus der bestehenden Erdgasinfrastruktur entwickeln würde, so ein Verband.

Ein weiteres Einzelargument verweist darauf, dass auch in Zukunft zur stofflichen Nutzung eine Nachfrage nach Methan bestehen bleibe, die momentan noch aus dem Erdgasnetz gedeckt wird. Die **Methannutzer** müssten in Zukunft zu einem Großteil aus synthetisches Methan aus Wasserstoff zurückgreifen und sollten deshalb **an der Infrastrukturfinanzierung beteiligt** werden.

Auch unter den Stellungnehmenden, die eine gemeinsame Finanzierung durch Wasserstoff- und Gasabnehmer befürworten, wird insbesondere in der **Anfangsphase eine staatliche Förderung** oder eine zusätzliche Finanzierung über eine Umlage gefordert. Eine solche sei aufgrund der gesamtgesellschaftlichen Aufgabe der Dekarbonisierung gerechtfertigt.

Einige Teilnehmende gehen sogar über die Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur durch Wasserstoff- und Gasabnehmer hinaus und sprechen sich **für eine Einbeziehung der Stromkunden** aus. Es wird angeführt, dass die Wasserstoffinfrastruktur durch alle finanziert werden soll, die von ihr profitieren. Neben den Wasserstoff- und Gasnetznutzern seien dies mittelbar auch die Stromkunden. Kernargument ist, dass die Stromkunden von der Sektorenkopplung und der Möglichkeit profitieren, die Wasserstoffinfrastruktur über PtX zum Energietransport bzw. zur Speicherung von Strom zu nutzen. Der Stromnetzausbaubedarf und der Bedarf für Redispatch würden sinken und damit auch die Kosten für die Stromkunden. Eine Beteiligung sei somit sachgerecht.

Zwei Konsultationsteilnehmende zeigen grundsätzlich Unterstützung für eine gemeinsame Finanzierung, lehnen diese jedoch explizit ab, wenn der Einsatz von Wasserstoff in einzelnen Sektoren (gesetzlich) eingeschränkt würde. Andere Stellungnehmende sehen zwar in einer gemeinsamen Finanzierung ebenfalls eine **Verletzung des Prinzips der Verursachungsgerechtigkeit**, sehen allerdings volkswirtschaftliche Vorteile, die überwiegen.

### Getrennte Finanzierung

Eine geringere, aber dennoch relevante Anzahl von Stellungnehmenden befürwortet eine getrennte bzw. separate Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur durch die Wasserstoffnetznutzer. Insbesondere Vertreter der nicht regulierten Bereiche der Energiewirtschaft, des Energiehandels und der Speicherbranche sind hier zu finden. Das am häufigste genannte Argument ist auch hier das der Verursachungsgerechtigkeit. Es wird angeführt, dass die Kosten durch diejenigen zu tragen seien, die die Infrastruktur nutzen. Dies würde Marktverzerrungen verhindern und dazu führen, dass bereits zu Beginn des Infrastrukturaufbaus das Prinzip der Kosteneffizienz maßgeblich wäre.

Auch würde eine Mitfinanzierung durch die Gaskunden dazu führen, dass die Commodity Gas gegenüber anderen fossilen Brennstoffen weniger wettbewerbsfähig würde und dadurch z.B. ein Fuel-Switch von Kohle zu Gas erschwert werde.

Als problematisch werden auch bei den Fürsprechern einer getrennten Finanzierung die anfänglich sehr hohen Kosten gesehen, die nicht durch Gaskunden quersubventioniert werden können. Daher spricht sich eine Mehrzahl für eine zumindest **anfängliche staatliche Förderung** aus Haushaltsmitteln aus. Hierfür könnten beispielsweise Mittel aus der Nationalen Wasserstoffstrategie, dem Corona-Konjunkturprogramm oder der CO<sub>2</sub>-Bepreisung genutzt werden.

### VI.2 Ist zu befürchten, dass reine Netzentgelte für Nutzer der Wasserstoffinfrastruktur, insbesondere in der Anfangsphase (i.e. bei möglicherweise nur geringen Wasserstoffmengen), zu prohibitiv hohen Endkundenpreisen führen?

Zu dieser Frage sind 40 Antworten eingegangen. Rund 90 Prozent der Teilnehmenden sehen die Gefahr prohibitiver, mindestens aber sehr hoher Entgelte als wahrscheinlich an. Dies würde ein Hemmnis bezüglich der anfänglichen Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft bzw. Wasserstoffinfrastruktur darstellen. Als Lösung für das Problem prohibitiv hoher Entgelte sehen die meisten Teilnehmenden (etwa 65 Prozent) **staatliche Fördermittel und/oder eine gemeinsame Betrachtung der Kosten von Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur** an. Insbesondere Netzbetreiber und einige Verbände priorisieren dabei die gemeinsame Kostenbetrachtung. Zum Teil werden als unterstützende Maßnahme zusätzlich staatliche Fördermitteln genannt. In rund 10 Prozent der Konsultationsbeiträge wird ein sektorübergreifender Ansatz vorgeschlagen, der neben Erdgas und Wasserstoff auch Strom einschließt. Einige Stellungnahmen weisen ergänzend darauf hin, dass bei einer gemeinsamen Kostenbetrachtung eine Quersubventionierung zulasten der Erdgaskunden in Richtung der Wasserstoffkunden erfolgt. Dies könne aber gerechtfertigt sein, da bei einem zukünftigen Auslaufen der Erdgasnutzung, höhere spezifische Entgelte im Erdgasbereich zu erwarten sind, dieser Anstieg aber durch eine gemeinsame Betrachtung mit dem Wasserstoffbereich abgedeckt werde. Die Richtung der Quersubventionierung würde sich also umkehren und so für einen Ausgleich sorgen.

Vereinzelt fordern Teilnehmende explizit, eine solche gemeinsame Kostenbetrachtung nicht vorzunehmen. Zum einen wird argumentiert, dass es unverfälschter Preissignale bedarf, um effiziente Wasserstoffprojekte identifizieren zu können. Zum anderen könne eine Überbelastung schon existierender Infrastruktur Fehlanreize generieren.

Aus vier Antworten ist mittelbar ablesbar, dass **hohe Entgelte als wahrscheinlich** angesehen werden. Zwei Teilnehmende sehen die Gefahr aber als gebannt an, da sie mit der Implementierung staatlicher Fördermittel rechnen und den damit verbundenen entgeltensenkenden Effekt bereits antizipieren. Ein Teilnehmender stellt



fest, dass es zu Beginn des Hochlaufs Großabnehmer brauchen wird, die über langfristige Nutzungsverträge die Basis der Finanzierung absichern. Ein anderer beruft sich auf eine Studie des DVGW, in der dargestellt ist, dass die Kosten für den Aufbau einer wasserstoffgeeigneten Infrastruktur umso höher sein werden je später mit dem Umbau begonnen wird, und fordert, dass möglichst zeitnah eine Umlagefähigkeit der Kosten auf die Gasnetze geschaffen wird, damit die Netzbetreiber hinsichtlich des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur kurzfristig handlungsfähig sind.

Ein Teilnehmer vertritt die Meinung, dass zu Beginn vor allem kommerziell effiziente Projekte realisiert werden. Im weiteren Verlauf wäre ein Tarifmodell notwendig, das sektorübergreifend den Nutzen der Wasserstoffinfrastruktur auch auf die Stromnetze berücksichtigt und dann die Kosten dorthin allokiert werden. Dies würde dazu beitragen, die Kosten des Wasserstofftransports nachhaltig zu senken.

### **VI.3 Wie groß schätzen Sie den Umfang der zukünftigen Notwendigkeit von Sonderabschreibungen aufgrund nicht mehr benötigter Erdgasleitungen ein?**

Zu dieser Frage sind 34 Antworten eingegangen. Im Allgemeinen wird erwartet, dass derzeit für Erdgas genutzte **Infrastrukturen für die Folgenutzung durch Wasserstoff geeignet** sind. Nur vereinzelt wird angedeutet, dass diesbezüglich noch Prüfungsbedarf besteht. Etwa zwei Drittel der Teilnehmenden sehen die **Notwendigkeit von Sonderabschreibungen**, wobei gut die Hälfte davon den Umfang der Sonderabschreibungen derzeit für nicht quantifizierbar hält. Als maßgebliche Determinante, die den Umfang der Sonderabschreibungen beeinflusst, wird die Möglichkeit der Folgenutzung derzeitiger Erdgasinfrastrukturen durch Wasserstoff genannt. Je umfangreicher die Folgenutzung möglich ist, desto geringer sei der Bedarf an Sonderabschreibungen. Mehrere Teilnehmer messen daher dem Wärmemarkt eine große Relevanz bei.

Acht Beiträge sehen bei entsprechend umfangreicher Folgenutzung gar keinen Bedarf für Sonderabschreibungen.

In sechs Antworten wird Bezug auf regulatorische Rahmenbedingungen genommen. Die Bandbreite reicht dabei von der Aussage, dass der Umfang der Sonderabschreibungen u.a. von der kalkulatorischen Behandlung abhängig sei, bis zur konkreten Forderung, dass Kosten im Zusammenhang mit der frühzeitigen Stilllegung von Teilen der Infrastruktur regulatorisch anerkannt werden müssen. Einige Teilnehmende weisen auch darauf hin, dass verkürzte Abschreibungsdauern - insbesondere im Verteilnetzbereich - den Buchwert der in Zukunft stillzulegenden Infrastrukturen reduzieren und damit auch der Umfang von Sonderabschreibungen verringert werden könnte. Dazwischen reihen sich Antworten ein, in denen eine regulatorische Begleitung gefordert wird oder Hinweise auf den langfristigen regulatorischen Planungshorizont erfolgen, auf den sich Investoren verlassen hätten.

Zwei Teilnehmende stellen fest, dass die in der Bestandsaufnahme der Bundesnetzagentur skizzierten Szenarien allesamt zu massiven Sonderabschreibungen führen, da diese zu einer Abschaffung der Gasverteilnetze führten. Grundsätzlich sei jedoch bei einer großflächigen Umstellung und Umrüstung der bestehenden Gasnetzinfrastuktur der Bedarf an Sonderabschreibungen vergleichsweise gering.

#### VI.4 Wäre die Abfrage oder Einschätzung der Zahlungsbereitschaften verschiedener Nutzergruppen (Wasserstoffkunden, Erdgaskunden, Stromkunden etc.) sinnvoll? Wie könnte man dies gegebenenfalls umsetzen?

Zu dieser Frage sind 31 Antworten eingegangen. In mehr als der Hälfte der Antworten wird die **Abfrage der Zahlungsbereitschaft als nicht sinnvoll oder nicht erforderlich** erachtet bzw. es wird infrage gestellt, ob Kosten und Nutzen einer derartigen Abfrage in einem günstigen Verhältnis zueinanderstehen. Die kritische Haltung zur Abfrage der Zahlungsbereitschaft erstreckt sich dabei über alle Konsultationsteilnehmer und ist nicht einer bestimmten Gruppe zuzuordnen. Wenn die kritische Haltung begründet wird, wird meist die geringe Belastbarkeit der Aussagen angeführt, die wiederum mit der derzeit noch unzureichenden Informationslage in Zusammenhang steht.

Zwei Teilnehmende sehen einen Nutzen in der Abfrage der Zahlungsbereitschaft. Ein Teilnehmer begründet seinen Standpunkt mit der auf diese Weise **möglichen Identifikation sog. "first mover"**, denen eine hohe Zahlungsbereitschaft attestiert wird. Ein anderer Teilnehmer erhofft sich Informationen, um etwaige Wechselprozesse zwischen den Energieträgern besser prognostizieren zu können.

Mehrere Teilnehmende haben die Frage nach der Zahlungsbereitschaft genutzt, um ihren generellen Standpunkt zu Teilaspekten eines möglichen Marktdesigns kund zu tun. Eine Stellungnahme fordert eine **Entkopplung des Marktes für grünen Wasserstoff von einer physischen Verbindung zur Wasserstoffinfrastruktur**. Grüner Wasserstoff könne so bilanziell gehandelt werden. Auf diese Weise ergäbe sich ein größeres Marktvolumen und ein aussagekräftiger Marktpreis. Ein weiterer Beitrag verweist darauf, dass sich eine realistische Nachfrage nach Wasserstofftransporten zwischen den Akteuren auf dem Wasserstoffmarkt herausbilden muss. Eine Antwort beinhaltet die Forderung nach einer **Reform der Steuern, Abgaben und Umlagen** mit dem Ziel, die Steuern, Abgaben und Umlagen zukünftig CO<sub>2</sub>-basiert zu ermitteln. Verwiesen wird auch auf das übergeordnete Ziel der Dekarbonisierung, dessen Erreichung politisch ermöglicht werden muss. Dies beinhaltet eine Anpassung zu hoher Marktpreise.

Darüber hinaus erfolgen allgemeine Hinweise darauf, dass Entgelte möglichst verursachungsgerecht zu bilden seien und Erkenntnisse aus bestehenden und zukünftigen Forschungsprojekten berücksichtigt werden sollten.

#### VI.5 Welche anderen Finanzierungsmodelle (Steuern, Umlagen, etc.) wären denkbar? Wer würde die Kosten in diesen Modellen tragen? Was wären jeweils die jeweiligen Vor- und Nachteile?

34 Stellungnehmende haben sich zur Frage nach alternativen Finanzierungsoptionen geäußert. Es zeigt sich, dass diese meist als Ergänzung zu einer primären Finanzierungsquelle, insbesondere einer Netzentgeltfinanzierung, gesehen werden.

20 Konsultationsteilnehmende schlagen eine alternative **Finanzierung über staatliche Haushaltsmittel** vor. Diese könnten im Sinne einer Anschubfinanzierung wirken und den Markthochlauf kurzfristig unterstützen. Eine langfristige Finanzierung aus Haushaltsmitteln wird von niemanden vorgeschlagen. Als **Finanzierungsquelle** wird meist der **Bundshaushalt** genannt. Neben Mitteln aus den europäischen und/oder deutschen CO<sub>2</sub>-Bepreisungssystemen können die Budgets der Nationalen Wasserstoffstrategie und des

Corona-Konjunkturprogramms genutzt werden. Darüber hinaus können auch Landesmittel oder EU-Gelder herangezogen werden.

In vielen Stellungnahmen wird argumentiert, dass die Dekarbonisierung ein politisches und gesellschaftliches Ziel ist und daher für die Wasserstoffinfrastruktur eine (Teil-)Finanzierung durch alle Bürgerinnen und Bürger über staatliche Haushaltsmittel gerechtfertigt sei. Eine Verteilung der Kosten auf eine begrenzte Gruppe sei nicht sachgerecht.

Oft wird angeführt, dass eine ergänzende Finanzierung notwendig sei, um hohe oder prohibitive Preise des anfänglichen Ausbaus der Wasserstoffinfrastruktur abzufedern und den Markthochlauf nicht zu gefährden.

Weiter wird argumentiert, eine Haushaltsfinanzierung greife weniger stark in Marktprozesse ein und wirke deshalb weniger verzerrend als Alternativmodelle.

Eine signifikante Anzahl an Teilnehmenden befürwortet jedoch anstelle einer Haushaltsfinanzierung eine **Umlagefinanzierung**. Diese kann entweder so ausgestaltet werden, dass nur Gaskunden betroffen sind oder aber alle Bürgerinnen und Bürger.

Erstere Ausgestaltung wird von der deutlich größeren Gruppe unterstützt. Eine solche **Umlage auf Gaskunden** könnte sich an den bestehenden Instrumenten der Biogas- oder Marktraumumstellungsumlage orientieren. Letztere könne langfristig durch die „Wasserstoffumlage“ abgelöst werden. Eine deutschlandweite Umlage würde die Belastung des einzelnen Endkunden minimieren. Auch käme es so zu keiner Standortbenachteiligung von Regionen, die massiv in die Wasserstoffversorgung investieren. Zudem wird vereinzelt argumentiert, dass heutige Gaskunden in Zukunft von der Wasserstoffinfrastruktur profitierten und daher an der Finanzierung beteiligt werden sollten.

Ein Verband und ein Energieunternehmen stellen hingegen **europäische Förderprogramme** und hier insbesondere die Anerkennung von Wasserstoffprojekten als „Projects of Common Interest“ im Rahmen der Bestimmungen der TEN-E-Verordnung als ergänzende Finanzierungsquelle neben Netzentgelten in den Vordergrund.

Ein Netzbetreiber sieht auch die Möglichkeit einer **abgestuften Finanzierung**, bei der zunächst eine vollständige Finanzierung über Haushaltsmittel oder eine Umlage und erst bei entsprechender Nachfrage eine Umstellung auf eine Netzentgeltfinanzierung erfolgt.

Ein anderer Netzbetreiber spricht sich für die Integration von Wasserstoffprojekten in die EEG-Förderung und einer **Finanzierung über die EEG-Umlage** aus. Argumentiert wird, dass der vermiedene Bedarf von Netzausbau für Erneuerbare Energien (durch eine Sektorkopplung und Nutzung von Gasnetzen) auf diese Weise umgelegt werden könne.

Ein Industrieunternehmen sieht hingegen keine Vorteile einer alternativen Finanzierung gegenüber einer entgeltbasierten Finanzierung durch alle Gaskunden.

Eine Stellungnahme spricht sich für eine **grundsätzlich marktbasierter Finanzierung** und damit auch gegen eine Entgeltfinanzierung aus. Höchstens zu Beginn seien Fördermaßnahmen denkbar. Ergänzt wird dieses Argument durch einen Verband, der primär Anpassungen der marktlichen Rahmenbedingungen für

Wasserstoff fordert. Konkrete alternative Finanzierungsinstrumente schlägt er nicht vor. Ebenfalls spricht ein Netzbetreiber davon, dass zunächst Investitionssicherheit in einem regulierten System geschaffen werden müsse, z.B. über ein Instrument wie den Kapitalkostenabgleich. Eine Finanzierung außerhalb des regulierten Entgeltsystems wird nicht vorgeschlagen.

**VI.6 Welche Gesamtkosten erwarten Sie für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur (mittel- und langfristig (z.B. für 2030 und 2050) und welche Effekte auf die Gasnetzentgelte hätte die Einführung einer Entgeltregulierung für Wasserstoffinfrastruktur? Wie würden sich die Effekte auf die Regionen und Verbrauchergruppen verteilen (z.B. Industriekunden u. Haushaltskunden)?**

Zu dieser Frage sind 29 Antworten eingegangen, wovon die Hälfte angibt, dass eine **zuverlässige Einschätzung der Kosten derzeit nicht möglich** sei. Dennoch verweisen einige der Teilnehmenden, die eine zuverlässige Kostenabschätzung für nicht machbar erachten, auf schon bestehende Veröffentlichungen (Ergebnisse aus dem DVGW-Forschungsvorhaben „Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21“, Studie „European Hydrogen Backbone“, BBH-Gutachten "Eckpunkte der Regulierung deutscher Wasserstoffnetze" und die Grüngasvariante der deutschen FNB, die im Rahmen des NEP-Verfahrens 2020 erarbeitet wurde).

Fünf Beiträge verweisen direkt auf eine oder mehrere der o.g. Quellen. Ein Verband nennt eigene Zahlen für den Zeitraum bis 2050 und prognostiziert, dass die **Entgelte im VNB-Bereich nicht steigen werden**, da der Rückbau von Erdgasleitungen zu ähnlichen Kosten wie deren Umrüstung führen würde. Voraussetzung ist eine gemeinsame Entgeltbildung unter Berücksichtigung von Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur.

Ein Teilnehmender ergänzt seinen Verweis auf die Studie „European Hydrogen Backbone“ mit dem Hinweis, dass die Kosten für Wasserstoffinfrastruktur über den Plankostenansätzen des NEP 2018 liegen.

Etwa 30 Prozent der Stellungnahmen nutzen diese Frage, um erneut für die gemeinsame Betrachtung der Kosten von Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur zu werben.

**VI. 7 Welche Gründe sprechen aus Ihrer Sicht für und welche gegen eine Anwendung der Anreizregulierungsverordnung? Sofern Sie eine vollständige Anwendung der Anreizregulierungsverordnung nicht für notwendig erachten: Welche Ausgestaltung sollte eine vereinfachte Anreizregulierung aus Ihrer Sicht haben? Können sämtliche Instrumente der ARegV wie Kapitalkostenaufschlag oder Investitionsmaßnahmen, Effizienzvergleich etc. auf Wasserstoffnetze angewandt werden?**

**Netzbetreiber**

Eine Mehrzahl der Netzbetreiber spricht sich grundsätzlich **für eine Anwendung der Anreizregulierungsverordnung** aus. Allerdings wird darauf hingewiesen, dass sich die ARegV auf einen eingeschwungenen Markt bezieht - für die Regulierung von (neu aufzubauenden) Wasserstoffnetzen seien ggf. zusätzliche Instrumente, etwa H2-spezifische Parameter oder Instrumente zur Förderung von Innovationen

bzw. weitere Fördermöglichkeiten vonnöten. Für neue Inselnetze könne ggf. auf eine Regulierung verzichtet werden.

Ein Netzbetreiber vertritt die Auffassung, die Systematik der Anreizregulierung sei für Bestandsnetze konzipiert und damit **für gänzlich neu zu schaffende Infrastrukturen ungeeignet**. Zu überlegen sei auch, wer die Initialkosten für den Aufbau neuer Netze zu tragen habe, diskussionswürdig sei auch eine sektorübergreifende Kostentragung.

Ein Netzbetreiberverband hält einen **jährlichen Kapitalkostenaufschlag** beim Aufbau der reinen Wasserstoffnetze für dringend erforderlich. Ohne Effizienzvorgaben könne aber auch erwogen werden, eine jährliche Kostenkalkulation nach dem Prinzip der Netzentgeltverordnung durchzuführen. Dies resultiere allerdings in einem deutlich höheren Verwaltungsaufwand und fehlenden Anreizen aufwandsgleiche Kosten nicht übermäßig zu steigern.

Solange **keine genügend große Zahl an vergleichbaren Netzbetreibern** vorhanden ist, sollte **keine Anreizregulierung** eingeführt werden, so die Auffassung eines anderen Netzbetreiberverbandes. Später bei einer genügend großen Anzahl vergleichbarer Netzbetreiber sei es sinnvoll, alle Erfahrungen und Methoden aus der bestehenden Anreizregulierung für Wasserstoffnetze zu übernehmen, da der Regulierungsrahmen von Wasserstoff- und Erdgasnetzen möglichst einheitlich ausgestaltet werden sollte. Zu prüfen sei, inwieweit einzelne Regelungen im Hinblick auf mögliche Besonderheiten von Wasserstoffnetzen anzupassen wären.

### **Energiewirtschaft**

Eine Gruppe von energiewirtschaftlichen Unternehmen spricht sich **grundsätzlich für eine Anwendung der ARegV** aus. Ein Unternehmen fordert diesbezüglich die Privilegierung von Wasserstoffkosten als dnbK und separate Parameter im Effizienzvergleich. Ein anderes Unternehmen weist auf die Herausforderung hin, Bestandsnetze und neue Netze nach dem gleichen Regulierungsansatz zu regulieren.

Eine andere Gruppe von energiewirtschaftlichen Unternehmen zeigt sich eher verhalten und sieht die Anwendung der ARegV insbesondere **in der Anfangsphase** des Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur als **nicht zielführend** an. Ein Unternehmen sieht jedoch eine befristete Anwendung einer vereinfachten Anreizregulierung speziell für Wasserstoffnetze als vorstellbar an.

Auch seitens der energiewirtschaftlichen Verbände ist das Antwortspektrum heterogen. Ein Verband weist darauf hin, dass der Fokus beim Aufbau der H<sub>2</sub>-Netze zunächst auf Investitionen, aber auch auf Kosteneffizienz liegen müsse. Daher scheine eine 1:1-Übertragung bestehender Regulierungsvorgaben zum Anfang eines Wasserstoffnetzes - insbesondere aufgrund einer möglichen schwierigen Vergleichbarkeit - nicht zwingend angezeigt.

Ein anderer Verband vertritt hingegen die Auffassung, dass die Anreizregulierung im Grundsatz auch auf Wasserstoffnetze ausgedehnt werden könne. Die Anforderungen, die sich aus der Ertüchtigung der Netze für die Aufnahme von Wasserstoff ergäben, und die voraussichtlich gerade auch in der Aufbauphase unterschiedliche Betroffenheit der Netzbetreiber sollten sachgerecht berücksichtigt werden.

### **Industrie**

Die Frage wurde von dieser Gruppe nicht en detail beantwortet. Ein Stakeholder äußert, dass die Anwendung ARegV-ähnlicher Regelungen sinnvoll erscheine. Eine Gruppe von Verbänden sieht demgegenüber eine 1:1 Übertragung bestehender Regulierungsvorgaben auf Wasserstoffnetze nicht zwingend als sinnvoll an.

### Behörden/Ministerien

Auch einzelne Landesministerien haben sich zu dieser Frage geäußert. Ein Ministerium regt an, für die sich im **Aufbau befindliche Infrastruktur** zunächst mit **Instrumenten außerhalb der ARegV** zu agieren. Hierfür biete sich die Regelung des § 23a EnWG an. Nach einer gewissen Anlaufphase dürfte sich dann ein Übergang in die ARegV unter Anwendung bestimmter Instrumente (zunächst einheitlicher Effizienzwert) anbieten. Andere Instrumente der ARegV, wie beispielsweise das Kapitalkostenabgleichsmodell/die Investitionsmaßnahme oder auch das Regulierungskonto dürften nach einer Anlaufphase auch im Bereich Wasserstoffnetze sinnvolle Anwendung finden können. Bei einer entsprechenden Anzahl von Vergleichsmöglichkeiten wäre die Durchführung eines Effizienzvergleichs zweckmäßig.

Ein anderes Ministerium ist der Auffassung, dass die Anwendung der ARegV die Transformation des Erdgasnetzes zu einem Wasserstoffnetz erleichtern würde. Die **Instrumente der ARegV könnten grundsätzlich allesamt auf Wasserstoffleitungen angewandt** werden. Es könne zudem die bestehende Entgeltsystematik übernommen werden. Die einheitliche EK-Verzinsung könne hinreichend attraktive Investitionsbedingungen für Wasserstoffnetze bieten.

**VI. 8 Halten Sie die Einführung eines Effizienzvergleichs für Betreiber von regulierten Wasserstoffnetzen für sinnvoll? Wie könnte er sinnvoll umgesetzt werden? Sollte ein Effizienzvergleich aus Ihrer Sicht nicht möglich sein, wie sollten Effizianreize dann sinnvoll und wirksam gesetzt werden?**

### Netzbetreiber

Eine Gruppe von Netzbetreibern hält die **Einführung eines Effizienzvergleichs grundsätzlich für denkbar**. Allerdings komme es darauf an, dass ein Modell angewandt wird, das allein schon mittels der ausgewählten Parameter die tatsächliche Effizienz des Netzbetreibers hinreichend genau und sachgerecht bestimmen kann.

Demgegenüber gibt es auch Netzbetreiber, die sich kurzfristig und besonders in der Netzaufbauphase **gegen einen Effizienzvergleich** für Wasserstoffnetze aussprechen. Zu einem späteren Zeitpunkt sei die Einführung eines Effizienzvergleichs jedoch denkbar. Bei der Ausgestaltung sei zu berücksichtigen, dass ein Effizienzvergleich mit einer zu kleinen Grundgesamtheit hoch risikobehaftet und extrem abhängig von den gewählten Parameter-Varianten und den Modellspezifikationen sei und daher kein robustes Ergebnis liefere.

Seitens der Netzbetreiberverbände sind die Stimmen zum Effizienzvergleich eher verhalten. Eine belastbare Messung der Effizienz werde mit den bisher verwendeten Methoden zu Beginn kaum möglich sein (Unklarheit bzgl. der Anzahl der Netzbetreiber/statistische Belastbarkeit von Strukturunterschieden). Die **Einführung eines Effizienzvergleichs sei erst dann sinnvoll, wenn eine ausreichend große Zahl an vergleichbaren Wasserstoffnetzbetreibern existiere und es einen eingeschwungenen Zustand gebe**. Zudem bedürfe es einer validen Datenbasis, die zu Beginn einer Regulierung von Wasserstoffnetzen noch nicht vorliege. Auch müssten energiewirtschaftliche Kennzahlen genau definiert werden, messbar und klar

identifizierbar sein. Aufgrund der Monopolstellung der reinen Wasserstoffnetzbetreiber werde ein Effizienzvergleich langfristig jedoch notwendig sein. Zielführend sei es, zusätzliche Wasserstoffparameter im Rahmen des Effizienzvergleichs Gas abzufragen und anschließend eine **Kostentreiberanalyse** vorzunehmen.

### **Energiewirtschaft**

Mehrere Unternehmen der Energiewirtschaft und ihre Verbände sprechen sich im Grundsatz bzw. perspektivisch **für die Anwendung eines Effizienzvergleichs** aus. Allerdings sei dafür eine gewisse Marktgröße mit einer ausreichenden Anzahl an Netzbetreibern erforderlich. Die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber müsste durch die Output-Parameter die besser erfassen werden. Ein Unternehmen sieht den Effizienzvergleich bei der sich im Aufbau befindlichen Wasserstoffinfrastruktur als wenig sinnvoll an.

Ein Verband geht davon aus, dass der Aufbau von Wasserstoffnetzen im Wesentlichen durch eine Umnutzung bestehender Erdgasnetze realisiert werde. Damit dürfte es möglich sein, die Kosten- und Leistungsstrukturen von Netzbetreibern, die sowohl reine Wasserstoff und Erdgasnetze als auch Gasnetze mit Beimischung von Wasserstoff betreiben, im bestehenden Effizienzvergleich grundsätzlich gemeinsam zu betrachten.

### **Industrie**

Die Industrieverbände sind der Auffassung, dass ein **Effizienzvergleich mittelfristig sinnvoll** sein könnte, **in der Anfangsphase jedoch ggf. problematisch**. Ähnlich sind auch unternehmensseitige Äußerungen, es bedürfe einer ausreichenden Zahl an Netzbetreibern für die Durchführung eines Effizienzvergleichs. Ein Stakeholder weist darauf hin, dass die Parameter zur Beschreibung des Outputs im Rahmen des Effizienzvergleichs die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber besser erfassen müssten. Insgesamt war die Anzahl der Antworten zu dieser Frage seitens der Industrievertreter jedoch gering.

### **Behörden/Ministerien**

Zu Beginn einer Regulierung erscheine die Durchführung eines Effizienzvergleichs aufgrund von wenig zu erwartenden Vergleichsmöglichkeiten nicht sinnvoll, so die Auffassung eines Ministeriums. Ein anderes Ministerium hält die Einführung eines Effizienzvergleichs für Wasserstoffnetzbetreiber jedoch für sinnvoll. Bei einer **gemeinsamen EOG für Erdgas und Wasserstoff** müsse an den bestehenden Effizienzvergleich angeknüpft werden. In einer Übergangszeit könne durch Ausnahmen einzelner Kostenpositionen vom Effizienzvergleich oder über eine Parameteranpassung eine Einschränkung des Effizienzvergleichs den Aufbau der Infrastruktur erleichtern.

## **VI 9. Welche Gründe sprechen aus Ihrer Sicht für und welche gegen eine Cost Plus- oder Yardstick-Regulierung?**

### **Netzbetreiber**

Eine Gruppe von Netzbetreibern sieht **Vorteile bei einer Cost-Plus-Regulierung**. Diese könne ggf. zu Beginn wegen der fehlenden Effizienzreize Innovationen und Investitionen fördern und sei beim Aufbau neuer Netze eine denkbare Option. Fehlende Effizienzreize führten aber auch zu höheren volkswirtschaftlichen Kosten. Allerdings gibt es bei der Cost-Plus-Regulierung zugeneigter Netzbetreiber zu bedenken: Würde Wasserstoff sukzessive das Erdgas ersetzen und diese Transformation hauptsächlich durch die Beimischung

von Wasserstoff im Erdgasnetz erfolgen, sei es zweckmäßig, die **Anreizregulierung** mit den etablierten Elementen grundsätzlich **fortzuführen**.

Ein Netzbetreiber spricht sich eindeutig **gegen eine Cost-Plus-Regulierung** aus: Diese könne dem zukünftig entstehenden Gasnetz aufgrund der bereits vorliegenden Kostenstrukturen nicht gerecht werden, da kein Anreiz zur Kostensenkung bestehe.

Zu einer **Yardstick-Regulierung** sind die Meinungsäußerungen einer Gruppe von Netzbetreibern eher verhalten bis negativ, da dieses Regulierungssystem in Deutschland bisher nicht praktiziert werde und **von einem hohen Komplexitätsgrad geprägt** sei. Einige Netzbetreiber halten eine Beantwortung der Frage für verfrüht.

Demgegenüber finden andere Netzbetreiber die Anwendung einer Yardstick-Regulierung **eindeutig ungeeignet**. Ein Argument lautet: Diese Regulierung sei mit noch wesentlich größeren Unsicherheiten und Risiken behaftet als die derzeitige Anreizregulierung.

Ein Netzbetreiberverband sieht bei einer Cost-Plus-Regulierung den **Nachteil**, dass **keine Anreize zur Kostensenkung** für den Netzbetreiber bestünden. Daher könne dieser Ansatz nicht dauerhaft empfohlen werden. Für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur hält der Verband jedoch auch eine Yardstick-Regulierung nicht für zielführend.

Ein anderer Netzbetreiberverband sieht die Cost Plus-Regulierung als ein **methodisch einfaches, nachvollziehbares und bewährtes Verfahren** an. Aufgrund der Heterogenität der Netzbetreiber könnten die Voraussetzungen für eine Yardstick-Regulierung demgegenüber nicht erfüllt werden.

### **Energiewirtschaft**

Einige Unternehmen sehen eher **Vorteile bei einer Cost-Plus-Regulierung**. Diese sei **risikolos und für im Aufbau befindliche Infrastrukturen geeignet**. Andere Stakeholder sehen die Yardstick-Regulierung als nicht zielführend an, da sie **zu komplex** und an nicht erfüllbare Voraussetzungen geknüpft sei.

Seitens der Verbände wird eine Cost Plus-Regulierung - insbesondere **in der Anfangsphase** des Aufbaus der H2-Infrastruktur und **ergänzt um Vergleichsinstrumente** - als **sinnvoll** erachtet. Eine Anreizregulierung allein auf Basis von Effizienzvergleichen macht nach Auffassung eines Verbandes wohl erst zu einem späteren Zeitpunkt Sinn. Ein Verband sieht eine Yardstick-Regulierung für Wasserstoffnetze als ungeeignet an. Insgesamt gab es zu dieser Frage eher wenige Antworten von dieser Stakeholdergruppe.

### **Industrie**

Verbandsseitig wird die Auffassung vertreten, dass in der Anfangsphase wegen des notwendigen Aufbaus der H2-Infrastruktur eher eine Cost-plus-Regulierung, ergänzt um Vergleichsinstrumente, sinnvoll scheine. Eine Anreizregulierung allein auf Basis eines Effizienzvergleichs mache erst zu einem späteren Zeitpunkt Sinn, auch weil die Basis für einen Effizienzvergleich noch zu klein sei. Insgesamt gab es zu dieser Frage sehr wenige Antworten aus der Industrie.

### **Behörden/Ministerien**

Ein Ministerium hält eine **Yardstick-Regulierung** für den Bereich von Wasserstoff derzeit für **nicht zweckmäßig**. Eine Cost-Plus-Regulierung oder aber auch eine Anwendung des derzeitigen § 23a EnWG für



den Bereich Wasserstoffnetze über einen längeren Zeitraum erscheine aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit diesen Instrumenten als sinnvoll.

Nach Auffassung eines anderen Ministeriums wäre eine **Cost-Plus-Regulierung in der Umsetzung einfacher**, würde aber **auf branchenweite Anreize und Effizienzgewinne verzichten**. Dies könnte für einen Übergangszeitraum die Investitionsbereitschaft erhöhen, es bestehe aber die Gefahr einer Überkapitalisierung. Eine **Yardstick-Regulierung** eigne sich dagegen wesentlich besser für die **Anreizsetzung** und Entkoppelung der unternehmensindividuellen Kosten durch ein Benchmarking.

**VI.10 Unter der Prämisse, dass es eine reine Wasserstoffinfrastruktur mit Wasserstoffnetzentgelten geben sollte, mit welchem System sollen die Kosten auf die Entgelte umgelegt werden? Das heißt können das im Bereich der Gas-VNB genutzte Netzpartizipationsmodell und das Briefmarkenmodell im FNB-Bereich auch für Wasserstoff Anwendung finden?**

Zu dieser Frage sind 28 Antworten eingegangen. In der Mehrzahl (18) wird die **grundsätzliche Eignung der derzeitigen Entgeltbildung auf FNB-Ebene** auch für den Einsatz bei einer Wasserstoffinfrastruktur bejaht. Allerdings wird gelegentlich darauf hingewiesen, dass im Detail Anpassungen notwendig werden könnten oder Sonderregelungen für die Hochlaufphase getroffen werden sollten. In 14 Antworten wird die **grundsätzliche Übertragbarkeit des Entgeltmodells auch im VNB-Bereich** angenommen.

Ein Teilnehmender erachtet das im **FNB-Bereich angewendete Briefmarkenmodell** für die Ermittlung von reinen Wasserstoffnetzentgelten **als ungeeignet**, weil dieses Modell aufgrund der wesentlich geringeren Vermaschung des Netzes nicht zu verursachungsgerechten Entgelten führt.

Zwei Stellungnahmen befürworten die **Ausweitung des Entry-Exit-Modells** mit kapazitätsbasierten Entgelten auch auf die VNB-Ebene, wobei eine sich gegen eine Differenzierung zwischen VNB und FNB ausspricht. Vorteilhaft an einem Entry-Exit-Modell wäre, dass auch die Einspeiser angemessen an der Finanzierung des Transports beteiligt würden. Auch sei der Kapazitätsbedarf die wesentliche Steuerungsgröße in den Energienetzen. Die **Aufgabe der Differenzierung zwischen VNB und FNB** wird von einem weiteren Teilnehmenden unterstützt.

Einige Beiträge nutzen diese Frage erneut, um ihre **Forderung nach möglichst verursachungsgerechten Entgelten oder nach einer gemeinsamen Entgeltbildung** (entweder Erdgas- und Wasserstoff betrachtend oder auch sektorübergreifend inklusive dem Strombereich) zu wiederholen.

**VI.11: Wäre es sinnvoll, bestimmte Lenkungsstrukturen zur Steuerung der Wasserstoffnachfrage in die Entgeltsysteme zu implementieren? Welche Ansätze sehen Sie dafür? Mögliche Stellschrauben könnten die Art der Entgelte (Kapazitätsentgelte, Leistungsentgelte, Arbeitsentgelte) oder bestimmte Rabattregelungen sein.**

Zu dieser Frage sind 28 Antworten eingegangen. Die überwiegende Mehrheit (20) sieht die Implementierung von **Lenkungsstrukturen in der Entgeltsystematik kritisch oder lehnt diese grundsätzlich ab**. Vielmehr solle ein Entgeltmodell etabliert werden, das **möglichst verursachungsgerechte Entgelte** ergibt. Was unter

Verursachungsgerechtigkeit verstanden wird, wird häufig nicht ausgeführt. Drei Teilnehmende verknüpfen Verursachungsgerechtigkeit mit einer umfassenden Sektorkopplung.

Fünf Teilnehmer sehen **Rabatte als ein Steuerungsinstrument**, schränken den Einsatz aber dahingehend ein, dass dieses **nur bei Netzdienlichkeit** zum Einsatz kommen dürfe (3) oder nur für grünen Wasserstoff gelten (2) bzw. punktuell zur Nachfragestimulierung eingesetzt werden solle (1). Das Vorliegen von **Netzdienlichkeit und die Förderung grünen Wasserstoffs** werden von jeweils einem weiteren Teilnehmenden als Voraussetzungen genannt, unter denen eine Steuerung der Nachfrage denkbar wäre.

Andere fordern, dass eine Steuerung der Nachfrage von politischer Seite **über marktliche Mechanismen** erfolgen solle (4). Ein Teilnehmender ergänzt, dass dies **transparent und technologieneutral** erfolgen müsse.

Zwei Teilnehmende weisen darauf hin, dass die **Bepreisung/Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Emissionen** die richtigen Anreize setze.

Um die Wasserstoffnachfrage zu steuern/erhöhen oder um den Ausbau des Wasserstoffnetzes gezielt zu steuern, müssten **grundsätzlich Anreize gesetzt** werden (3).

Die **Einführung individueller Entgelte** wäre ein Steuerungsinstrument zur Beeinflussung des Abnahmeverhaltens von Letztverbrauchern (1).

Für den VNB-Bereich wären Pönalen für gebuchte, aber nicht genutzte Transportkapazitäten geeignete Steuerungsinstrumente (1).

Gelegentlich erfolgt **ergänzend der Hinweis**, dass bei **reinen Wasserstoffentgelten**, eine Senkung der Entgelte für einen begrenzten Kundenkreis unweigerlich zu einer **Mehrbelastung anderer Wasserstoffkunden** führt. Dies sei nicht zielführend oder setze sogar falsche Anreize dahingehend, dass sich potenziell benachteiligte Kunden gegen einen Umstieg auf Wasserstoff entscheiden könnten.

## **VI.12 Müssten evtl. Parameter wie Nutzungsdauern etc. oder Anlageklassen der Gasinfrastruktur für Wasserstoffnetze angepasst werden?**

Zu dieser Frage sind 22 Antworten eingegangen. Etwas mehr als die Hälfte der Teilnehmenden geht davon aus, dass die **bestehenden Parameter auch für Wasserstoffinfrastrukturen angewendet** werden können. Sie weisen jedoch darauf hin, dass dies nicht unbedingt für alle Anlageklassen gleichermaßen wahrscheinlich ist und neue Erkenntnisse diesbezüglich zu berücksichtigen sind. Der Verweis auf derzeit laufende Untersuchungen zu Besonderheiten des Wasserstofftransportes erfolgt in allen Stellungnahmen mit Ausnahme der eines Verbandes, der sowohl die bestehende Bandbreite der Nutzungsdauern als auch das Portfolio der Anlageklassen als ausreichend ansieht.

Ein Teilnehmender bezieht sich nicht auf die bestehenden Werte, sondern erwartet hinsichtlich der Nutzungsdauern eine Orientierung an den technisch-/wirtschaftlichen Lebenserwartungen der Anlagenkomponenten und rechnet hinsichtlich der Anlageklassen mit einer Erweiterung.

**VI.13 Sehen Sie Unterschiede bei der Anwendung der Entgeltregulierungsvorschriften z. B. zwischen der Anlaufphase und einem späteren Zeitpunkt mit einem weiter entwickelten Wasserstoffnetz? Sofern Sie sich für eine stufenweise Einführung aussprechen, legen Sie bitte dar, welche Instrumente Sie für die jeweiligen Phasen als angemessen ansehen.**

Zu dieser Frage sind 26 Antworten eingegangen. Etwa die Hälfte der Teilnehmenden sieht **Bedarf für eine sukzessive Entwicklung der Entgeltregulierung** angepasst an die Phasen der sich entwickelnden Wasserstoffinfrastruktur. Mehrheitlich wird in der **Anfangsphase ein Cost-Plus-Ansatz befürwortet**, da dieser für im Aufbau befindliche Infrastrukturen besser geeignet sei als der derzeitige Ansatz. Als Beispiel für ein **zu Beginn nicht erforderliches Regulierungsinstrument** wird Mehrheitlich der **Effizienzvergleich** genannt. Dieser sei mangels einer ausreichenden Anzahl von Netzbetreibern anfänglich nicht praktikabel. Einige Teilnehmende, insbesondere aus dem Bereich der Netzbetreiber, vertreten den Standpunkt, dass es **keiner zeitlichen Differenzierung der Entgeltregulierung** bedarf (8). Meistgenanntes Argument ist, dass Kosten aus Wasserstoff- und Erdgastransport gemeinsam nach den Maßgaben der derzeitigen Regulierung betrachtet werden sollten. Ergänzt wird der Standpunkt mit Hinweisen auf ein flankierendes, variables System der staatlichen Förderung bzw. Rabatte, die zur Vermeidung anfänglich prohibitiv hoher Entgelte notwendig sein können (2).

Weitere Stellungnahmen:

- Anfänglich sei ein **verhandelter Netzzugang ausreichend** und der Bedarf für eine Entgeltregulierung ergebe sich erst bei Vorliegen eines deutschlandweit entwickelten Netzes (1).
- Eine Entgeltregulierung sei erst ab Szenario 3 erforderlich, davor sei eine **marktwirtschaftliche Preisbildung der Netzentgelte** unter Beachtung der Vorgaben des GWB ausreichend (1).
- Eine sich **stufenweise entwickelnde Entgeltregulierung** sei grundsätzlich nötig, ergebe aber zwei **wesentliche Probleme**: Investoren könnten verunsichert werden und die Stufen werden zeitlich nicht zu definieren sein. Daher sei ein schneller Wasserstoff-Ausbau nur mit PPP-Regelungen machbar. Später müsse dieses Konstrukt in eine übergreifende, regulierte Netzgesellschaft überführbar sein. (1) Sollte die Entwicklung der Wasserstoffversorgung nicht über das Studium lokal begrenzter Inselnetze hinauskommen, wäre **grundsätzlich eine Regulierung in Frage zu stellen** (1).
- Man sollte **zwischen einer separaten Bepreisung des Wasserstofftransports**, wo für den Markthochlauf Sonderregelungen im Vergleich zur Phase nach dem Markthochlauf notwendig seien, **und einer gemeinsamen Bepreisung von Wasserstoff- und Erdgastransport**, wo bestehende Regelungen weitestgehend beibehalten werden könnten, **differenzieren** (3). Zwei dieser drei Stellungnahmen sehen die **bestehende Anreizregulierung als einen geeigneten Ausgangspunkt** für den Großteil der bestehenden Netzstrukturszenarien, mahnen aber an, dass fallbezogene Regelungen sehr wahrscheinlich notwendig werden könnten.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kategorien der Stellungnehmenden.....	7
Abbildung 2: Unterteilung der Stellungnehmenden .....	8
Abbildung 3: Anzahl der Antworten pro Frage.....	8

## Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BBH	Becker Büttner Held
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
CAPEX	Capital expenditure (Investitionsausgaben)
CCS	Carbon capture and storage (Kohlendioxidabscheidung und -Speicherung)
CCU	Carbon capture and utilization (Kohlendioxidabscheidung und -Nutzung)
DIHK	Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V.
DnbK	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOG	Erlösobergrenze
EU ETS	EU emissions trading system (EU Emissionshandelssystem)
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FNB Gas	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GDRM-Technik	Gasdruckregel- und Messanlagen
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
H-Gas	high calorific gas (hochkalorisches Erdgas)

HGÜ-Leitungen	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen
IGV	Industriegasverband e.V.
INES	Initiative Erdgasspeicher
KoV Gas	Kooperationsvereinbarung Gas
L-Gas	low calorific gas (niedrigkalorisches Erdgas)
LOHC	liquid organic hydrogen carriers (flüssige organische Wasserstoffträger)
NEP	Netzentwicklungsplan
NGO	Non-governmental organisation (Nichtregierungsorganisation)
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
OPEX	operational expenditure (Betriebskosten)
P2G	Power to Gas
PtG	Power to Gas
PtX	Power to X
PV	Photovoltaik
SNG	Synthetic Natural Gas (synthetisches Erdgas)
SR	Szenariorahmen
TEN-E-Verordnung	Trans-European Networks for Energy-Verordnung
THG-Minderungsquote	Treibhausgasminderungsquote
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VCI	Verband der Chemischen Industrie e.V.
VHP	Virtueller Handelspunkt
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VNB	Verteilernetzbetreiber

## **Impressum**

### **Herausgeber**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

### **Bezugsquelle | Ansprechpartner**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn  
wasserstoff@bnetza.de  
www.bundesnetzagentur.de

### **Stand**

November 2020

### **Text**

Abteilung 6

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: +49 228 14-0

Telefax: +49 228 14-8872

E-Mail: [info@bnetza.de](mailto:info@bnetza.de)

[www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)