



**EFET Deutschland**  
Verband Deutscher Energiehändler e.V.  
Schiffbauerdamm 40  
10117 Berlin  
Tel: +49 30 2655 78 24  
Fax: +49 30 2655 78 25  
[www.efet-d.org](http://www.efet-d.org)  
[de@efet.org](mailto:de@efet.org)

EFET Deutschland, Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin

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

**Eingereicht über das Online Formular der BNetzA**

**04.09.2020**

---

**Stellungnahme von EFET Deutschland zur BNetzA-Marktkonsultation zur Regulierung von Wasserstoffnetzen**

---

Sehr geehrte Damen und Herren,

EFET Deutschland begrüßt die Möglichkeit, zur Konsultation zur Regulierung von Wasserstoffnetzen Stellung zu nehmen. Aus Sicht von EFET Deutschland sollte Ziel des zukünftigen Regulierungsrahmens insbesondere die Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Zugangs zur zukünftigen Infrastruktur und die Voraussetzungen für einen liquiden, wettbewerblichen, technologieoffenen und grenzüberschreitenden Handel darstellen. Hierzu möchten folgende Grundsätze zur zukünftigen Regulierung von Wasserstoffnetzen vorweg stellen:

- **Dynamische, anpassungsgerechte Regulierung:** Grundsätzlich bietet die Regulierungserfahrung aus dem Gasbereich einen guten Ansatzpunkt für die Regulierung von Wasserstoff. Hier sollten analoge Regelungen angestrebt werden. Allerdings muss dieser Markt erst hochgefahren werden. Aus diesem Grund sollte ein dynamischer, lernender Regulierungsansatz gewählt werden. In der Anfangsphase des Markthochlaufs einer Wasserstoffwirtschaft sollte sich die Regulierungsaufsicht auf einige besonders elementare Aspekte fokussieren, um den diskriminierungsfreien Transport und Handel und Kostentransparenz bei Wasserstoffnetzen zu ermöglichen. Der Regulierungsumfang und die Regulierungstiefe sollten dann im Zeitablauf schrittweise gemäß der Marktentwicklung angepasst werden. Hierfür könnte sich die Implementierung eines strukturierten Monitoringprozesses anbieten. Bei jeder möglichen Anpassung der Regulierung sollte überprüft werden, ob für diesen Bereich ein „natürliches Monopol“ vorliegt und aufgrund der damit verbundenen Gefahr eines missbräuchlichen Verhaltens des/der Monopolisten ein expliziter Regulierungseingriff erforderlich ist oder ob eine mildere Maßnahme (bspw. ex-post-Wettbewerbsaufsicht) ausreichend ist.
- **Striktes Unbundling:** Eine zentrale Bedingung ist, dass Wasserstoff-Netzbetreiber keine Aufgaben in der Erzeugung, der Speicherung, der Verbrauchssteuerung oder der Belieferung von Kunden übernehmen dürfen, also das Unbundling strikt eingehalten wird. In diesem Zusammenhang weist EFET auf seine vorherige Position hin, die bestehende De Minimis-Regelung grundsätzlich zu überprüfen.

Elektrolyseure und Speicher dürfen entsprechend nicht von heutigen bzw. potenziellen Wasserstoff-Netzbetreibern gebaut und betrieben werden. Das Eingreifen der Netzbetreiber aus einem regulierten und damit vor Wettbewerb geschützten Geschäftsmodell heraus birgt das Risiko, dass die wettbewerblichen Märkte für Strom, Erdgas, Wasserstoff und auch der für CO<sub>2</sub>-Zertifikate beeinträchtigt werden und sich ein Preis für Flexibilität nicht adäquat bilden kann. Neue Akteure sollten als neue Netzbetreiber möglich sein, müssen dann aber auch den Entflechtungsanforderungen genügen. Für Anlagen, die sich möglicherweise an das Konzept der Kundenanlage bzw. an der Definition des Objektnetzes anlehnen, könnte es in der anfänglichen Aufbauphase u.U. Ausnahmen (ggfs. zeitlich begrenzt) geben. Die Grundsätze der Regulierung, wie z.B. der diskriminierungsfreie Netzzugang, sollen jedoch davon unberührt bleiben.

- **Diskriminierungsfreier Zugang zur H<sub>2</sub>-Infrastruktur:** Um einen liquiden Markt für Wasserstoff hochzufahren, ist der diskriminierungsfreie Zugang der Marktteilnehmer zur Wasserstoffinfrastruktur die unbedingte Voraussetzung. Dieser muss bereits ab Beginn des Aufbaus des Wasserstoffmarktes gewährleistet werden. Der Aufbau einer Wasserstofftransportinfrastruktur sollte bedarfsgerecht erfolgen.
- **Grenzüberschreitende Kompatibilität:** Die internationale Ausrichtung - sowohl bei der Erzeugung, der Logistik als auch beim Handel - wird zu Recht betont, da eine verordnete Energieautarkie unvereinbar mit einem kosteneffizienten System wäre. Um die internationale Ausrichtung zu gewährleisten und einen grenzüberschreitenden Handel zu ermöglichen, ist eine europäische Abstimmung erforderlich, etwa im Hinblick auf Qualitätsaspekte (u.a. Beimischungsanteile von H<sub>2</sub> im Erdgas) und handelbare Zertifikate (s. dazu nächster Punkt).
- **Handel: Trennung von Commodity und Eigenschaft:** Um einen liquiden grenzüberschreitenden Wasserstoffmarkt zu etablieren, sollte das Commodity von der Eigenschaft getrennt werden. Dazu werden ein EU-weites einheitliches Standardisierungsverfahren und kompatible Zertifikate benötigt, die alle Arten von Wasserstoff umfassen. Nur so kann ein grenzüberschreitender Handel gewährleistet werden. In einem solchen freiwilligen Zertifikatemarkt erwirbt der Käufer neben der Energie zusätzlich oder parallel auch Zertifikate, die ihm eine CO<sub>2</sub>-freie oder CO<sub>2</sub>-arme Produktionsquelle garantieren. Die Zertifikate könnten zu den europäischen und nationalen CO<sub>2</sub>-Minderungszielen außerhalb des EU ETS oder zur Erfüllung von Quoten beitragen. Leitkriterium bei der Zertifizierung sollte der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck der Wasserstoffherstellung sein. In einem vereinfachten System wäre die tatsächliche CO<sub>2</sub>-Intensität des Brennstoffs das alleinige Messkriterium. In einer komplexeren Variante würde die CO<sub>2</sub>-intensität auf Grundlage einer Lebenszyklusanalyse und allgemeinen Nachhaltigkeitsinformationen basieren.
- **Keine Kostensozialisierung der Erdgasnutzer:** Grundsätzlich sollte die Kostentragung für den Aufbau des H<sub>2</sub>-Netzes verursachungsgerecht erfolgen, d.h. von den an das H<sub>2</sub>-Netz angeschlossenen Ein- und Auspeisern. Es sollten daher keine gemeinsamen Erlösobergrenzen des Gas- und eines reinen Wasserstoffnetzes geben. Die Kosten sollten vielmehr klar voneinander getrennt werden und Quersubventionierungen vermieden werden, sofern es nicht überzeugende Hinweise dafür gibt, dass eine partielle Beteiligung der Erdgaskunden an der Finanzierung des H<sub>2</sub>-Netzes (speziell im Fall von Umwidmungen von Leitungsabschnitten) zu deutlich niedrigeren Kosten für die Gesellschaft führen würde. Um prohibitiv hohe Netzentgelte für den Hochlauf des Wasserstoffmarktes zu vermeiden, sollten die zum Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur erforderlichen Netzkosten aus nationalen oder europäischen Haushaltsmitteln unterstützt werden.

- **Rechts- und Investitionssicherheit:** Der Aufbau des Wasserstoffmarktes erfordert signifikante Investitionen. Investoren erfordern einen einschätzbaren Rechtsrahmen. Es sollte daher klar beschrieben werden, wie eine weitere Entwicklung aussehen kann und unter welchen Bedingungen sich der Rechtsrahmen ändern könnte.
- **Sukzessive Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur:** Die Herausforderung ist, in Europa das erste (wettbewerbsneutrale) Netz in einem liberalisierten Marktverständnis, außerhalb von Gebietsmonopolen von einer sehr kleinen Basis ausgehend, zu entwickeln. Die EFET-Perspektive auf die Entwicklung eines Wasserstoffnetzes ist, dass sowohl von der Nachfrage- als auch von der Erzeugungsseite zunächst Inselnetze aufgebaut werden, die sukzessive überregional vernetzt werden, um einen Markt für Wasserstoff entwickeln zu können. Unabhängig davon, wie sich eine solche Wasserstoffinfrastruktur tatsächlich entwickeln wird, ist für die zukünftige Regulierung essenziell, dass Unbundling eingehalten wird und ein echter Wettbewerb zwischen den unterschiedlichen Produktionsquellen und die europäische Kompatibilität gewährleistet werden.

Dies vorangestellt möchten wir zu den einzelnen Punkten wie folgt Stellung nehmen:

## **1 Regelungen zur Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze**

### **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?**

Es wird sich auf Fernleitungsebene vermutlich zunächst eher ein reines H<sub>2</sub>-Netz entwickeln, das anfangs parallel zum bestehenden Erdgasnetz verläuft (v.a. durch Umwidmungen bestehender Erdgasleitungen). Die Trennung der commodities ist nicht nur aus technischen Gründen für die Industrie relevant, auch werden sich die Preise der beiden Commodities unterscheiden. So ist zu erwarten, dass reines H<sub>2</sub> einen höheren Wert aufweisen wird als H<sub>2</sub> als Beimischung zu Erdgas.

Parallel dazu wird die Beimischung in der Anfangsphase insbesondere im Verteilnetz erfolgen. Hier sollte der verantwortliche Netzbetreiber gemäß den sensiblen Anschlussnehmern und den geographischen Gegebenheiten im Rahmen der vorgegebenen maximal zulässigen Beimischungsanteile den technisch möglichen Beimischungsanteil definieren.

Eine allgemein verpflichtende physische Beimischungsquote durch den Netzbetreiber wird von EFET abgelehnt. Der tatsächliche Beimischungsanteil wird sich vielmehr - im Rahmen der technischen Beschränkungen des Netzbetreibers – durch das Marktgeschehen ergeben. Zudem ist die Einführung eines funktionierenden Zertifikatehandelssystems essenziell, um die grünen Aspekte handeln zu können.

### **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?**

Siehe auch Antwort zu 1. Im Rahmen der technischen Möglichkeiten sollte eine Ausweitung der Grenzen untersucht werden. Im Hinblick auf die Ermöglichung eines grenzüberschreitenden physikalischen Handels sind europaweit harmonisierte Standards zu einer Beimischungsquote anzustreben.

Zu beachten sind dabei nicht nur die Belange der Erdgasleitungen, sondern auch anderer Bestandteile der Wasserstoffkette (Gasspeicher, Gaschromatographen, Verbrauchsaggregate etc.). Insbesondere wirken sich schnelle Schwankungen der Erdgasbeschaffenheit störend auf sensible Prozesse aus.

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

Wie bereits heute sollte sich das Regelwerk an den sensibelsten Verbrauchern orientieren.

**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?**

EFET sieht großen Anpassungsbedarf bei den derzeit existierenden Regelungen zur Einspeisung von Wasserstoff:

Erstens sollten die Regelungen technologie-neutral sein. Die Definition von Wasserstoff in § 3 Nr. 10c und 19a EnWG sollte entsprechend technologieoffen ausgestaltet werden. Eine Fokussierung der Wasserstofferzeugung auf die Wasserelektrolyse schließt von vornherein andere CO<sub>2</sub>-arme Wasserstofferzeugungspotenziale aus. Langfristig muss jegliche Technologie, die sich zur treibhausgasarmen Darstellung von Wasserstoff eignet, Berücksichtigung finden (z.B. Chlor-Alkali-Elektrolyse, Biomethanreformierung, Wasserstoff aus Reformierung von Erdgas mit CCS, Methanpyrolyse). Die großen, künftig benötigten Wasserstoffmengen verbieten den Ausschluss geeigneter Technologien. Grundsätzlich sind langfristig durchweg technologieoffene Ansätze zu wählen, auch um künftige technologische Entwicklungen nicht zu blockieren.

Zweitens sollten Regeln bzw. Tarife verursachungsgerecht sein. Anreize für einzelne Technologien sollten nicht über die Netzregulierung, sondern, wenn dies politisch gewünscht ist, durch spezielle Politikinstrumente erfolgen, etwa über eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung oder über eine Förderung direkt aus dem öffentlichen Haushalt. Privilegierung einzelner Technologien z.B. bei Bilanzierung oder Netzentgelten wie heute bei Biomethan führen zu Quersubventionen und Intransparenz. Dies führt zu Marktverzerrungen, ggf. falschen Anreizen und somit Unsicherheit über künftige regulatorische Änderungen. So wird die Energiewende erschwert.

Zudem sollte die Regulierung dynamisch die Marktentwicklung begleiten: Für einen schnellen Start sollten neben den Netzinvestitionen auch Investitionen auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite mit berechenbaren regulatorischen Rahmenbedingungen geschützt werden.

Die Anpassung des technischen Regelwerks sollte anhand des technisch Möglichen auf Seiten von Netzbetreibern und Anwendern erfolgen.

## **2 Ausweitung der Nutzung von Wasserstoff in der Wirtschaft**

**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 Wasserstofferzeugung? 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.**

EFET stellt die in den einzelnen Szenarien beschriebenen Parameter, wie z.B. „einzelne lange Transportleitungen“ oder „flächendeckende Verteilernetz“, in Frage. Für EFET sind diese Parameter nicht zwingend. Der Übergang von einem Szenario zu einem anderen soll durch die Marktnachfrage gesteuert und zwingend durchlaufen werden. Die Regulierung ist entsprechend dieser Schritte anzupassen. Dabei sollte darauf geachtet werden, dass der regulatorische Rahmen keinen Sektor, z.B. den Wärmemarkt, ausschließt.

Bei technologie- und sektoreneutraler Darstellung wären diese drei Szenarien aus Sicht von EFET durchaus wahrscheinlich. Allerdings muss es keine zwingende Sequenzierung der Szenarien sein. Einzelne Szenarien könnten sich zeitlich auch parallel entwickeln. Zunächst wird überwiegend die Gründung bzw. Erweiterung von Inselnetzen wahrscheinlich sein. Während „Grüne Aspekte“ auch von Wasserstoff gut über ein Zertifikatehandelssystem handelbar sind, ist für den physischen Handel des „Commodity Wasserstoff“ eine Verbindung der Inselnetze über Leitungen, wie in Szenario II skizziert, die wichtigste Voraussetzung. Für den effizienten Übergang von Szenario I zu II bedarf es klarer Nachfragesignale für den entsprechenden Transport von Wasserstoff zwischen Clustern und damit für Netzausbau/Umwidmung. Dieser wird sich auch durch eine entsprechende Zahlungsbereitschaft ausdrücken. Als Diskussionsplattform ist der Netzentwicklungsplan Gas eine gute Ausgangsgrundlage. Allerdings stehen aus Sicht von EFET die aktuell konsultierten Ausbauten für ein Wasserstoffnetz gerade nicht auf einer ausreichend fundierten Nachfrage nach Transportdienstleistung (s. Antwort 5.7).

Hauptinstrument zum Anreiz von Bedarf bzw. Angebot nach Wasserstoff sollte die CO<sub>2</sub>-Bepreisung sein. Dort, wo die daraus resultierende Umstellungsgeschwindigkeit als nicht ausreichend angesehen wird, könnte sie durch direkt staatlich induzierte Fördermaßnahmen ergänzt werden, um keine Marktverzerrung zu verursachen. Die Transparenz und relativ gute Vorhersagbarkeit dürfte dazu geeignet sein, keine nachhaltige Dominanz auf Nachfrager- oder Anbieterseite aufkommen zu lassen. Langfristig ist eine Weiterentwicklung zu Szenario III dort zu erwarten, wobei die Transportebene sich dann vermutlich nicht auf „einzelne lange Leitungen“ beschränkt, sondern auch hier eine gewisse Vermaschung erfolgt (Aspekt der Versorgungssicherheit). Dazu wird auch eine entsprechende Nachfrage benötigt.

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

Transportleitungen sind Verbindung zwischen Erzeugung und Verbrauch, aber auch vertikal zwischen besonderen Verbrauchszentren. Anfänglich wird auf der Ebene der Fernleitung der sortenreine Transport von H<sub>2</sub> von/zu Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten (und Verteilernetzen) sowie Anbindung von Speichern wahrscheinlich sein. Im Verteilernetz ist grundsätzlich eine Beimischung möglich, sofern dies in der konkreten Situation sinnvoll ist, aber auch hier sind reine H<sub>2</sub>-Leitungen möglich – dies ist abhängig von der Situation vor Ort (Bedarf bestehender Verbraucher, Entwicklung neuer Gebiete). Beispielsweise wird an Industriestandorten auch im Verteilernetz zunächst weiterhin ein Bedarf an parallelen H<sub>2</sub>- und Erdgasnetzen gegeben sein aufgrund der Qualitätsanforderungen der ansässigen Verbraucher, die entweder reinen Wasserstoff oder reines Erdgas benötigen. Die an solchen Standorten bereits heute bestehende Parallelität zwischen H<sub>2</sub>- und Erdgasnetzen dürfte bestehen bleiben, allerdings können sich

die Bedarfe ändern (Shift der Mengen in Richtung H<sub>2</sub>). Damit ist auch der Bedarf an einer Anbindung an H<sub>2</sub>-Netze auf Verteil- oder Fernleitungsnetze außerhalb des entsprechenden Industriestandortes verbunden (vorgelagerte Netze).

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

Für den Aufbau einer H<sub>2</sub>-Wirtschaft und eines H<sub>2</sub>-Marktes sind spätestens ab Szenario II auch grenzüberschreitende Netze für Wasserstoff wahrscheinlich. Auch für einen grenzüberschreitenden Wasserstofftransport und damit physisch international verbundenen H<sub>2</sub>-Markt gilt, dass eine entsprechend fundierte Nachfrage nach Wasserstofftransport mit entsprechender Zahlungsbereitschaft gegeben sein muss. Gegebenenfalls gibt es sogar gleich von Anfang an grenzüberschreitenden Transport, wenn lokale Cluster grenzüberschreitend angelegt sind.

Auch der Aufbau von Verteilnetzen sollte grenzüberschreitend z.B. in Clustern möglich sein und sich eher an physischen Notwendigkeiten, potenziellem Angebot und potenzieller Nachfrage orientieren, weniger an Grenzen. Gerade um einen europäischen Markt für Wasserstoff zu ermöglichen, wird eine europäische Harmonisierung bezüglich der Wasserstoffqualität nötig.

**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 H<sub>2</sub> wie PtGANlagenbetreiber oder Nachfrager nach H<sub>2</sub>)?**

Die Antwort auf diese Frage hängt sehr stark von den regulatorischen bzw. gesetzlichen Vorgaben ab. EFET sieht die Marktnachfrage als Treiber für den bedarfsgerechten Aufbau eines Wasserstofftransportnetzes. Bei einer vollständigen Regulierung von H<sub>2</sub>-Netzen in Analogie heutiger Erdgasnetze werden jedoch die Netzbetreiber von Beginn an die treibenden Akteure sein. Gegebenenfalls hängt die Aktivität dann noch vom Level an zugelassener Quersubventionierung aus dem Gasnetz ab (z.B. abhängig von der Frage, ob es separate Erlösobergrenzen für Wasserstoff und Erdgas gibt). Eine solche zugelassene Quersubventionierung und die regulatorisch bedingte Reduktion auf Netzbetreiber als Hauptakteure sieht EFET kritisch.

Während in einem entwickelten, leitungsgebundenen Wasserstoffmarkt vieles dafür spricht, die Netze vollständig zu regulieren, möchte EFET die BNetzA ermutigen, im Hochlauf ernsthaft die im Begleitdokument zu den Konsultationsfragen skizzierten Alternativen zu prüfen, entsprechende Vorschläge zu unterbreiten und die Marktteilnehmer zu konsultieren. Gerade in der anfänglichen Aufbauphase können gewisse Freiheitsgrade die unternehmerischen Möglichkeiten erhöhen, Ausnahmen (ggf. zeitlich begrenzt) Kooperationen erleichtern, die sich möglicherweise an das Konzept der Kundenanlage bzw. an der Definition des Objektnetzes anlehnen. Dennoch müssen einige grundsätzliche regulatorische Vorgaben bereits in der Anfangsphase einer Wasserstoffwirtschaft beachtet werden (insb. diskriminierungsfreier Netzzugang). Akteure sollten darüber hinaus Klarheit über die längerfristige Entwicklung (ab welchem Entwicklungsstadium ggf. welche zusätzliche Regulierung angedacht ist etc.) haben. Aus Sicht von EFET erlaubt dieser Pfad einen marktwirtschaftlichen, flexibleren und somit volkswirtschaftlich effizienteren Hochlauf für Wasserstoff.

Um einen Zusammenschluss von Inselnetzen zu vereinfachen, sollten bereits frühzeitig einheitliche Regeln für Bilanzierung sowie Regel- und Engpassmanagement gelten. Diese könnten aus dem Erdgasmarkt übernommen werden. Des Weiteren sollte bei einem Zusammenschluss der Grundsatz gelten, dass dann

auch der VHP und damit der Markt zusammengeschlossen werden soll, um die Entwicklung eines liquiden Wasserstoffmarktes zu fördern.

Neben den oben genannten Akteuren ist auch der Handel als verbindendes Element zwischen Angebot und Nachfrage sowie als Plattform für Systemdienstleistungen relevant. Zukünftige H<sub>2</sub>-Kavernen- und Porenspeicherbetreiber sowie Betreiber von Anlandeterminals für Wasserstoff werden insbesondere in Bezug auf die Bereitstellung von Flexibilitätsquellen hier relevant werden.

**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?**

Unter Klimagesichtspunkten ist nicht die Erzeugungstechnologie relevant, sondern der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck. Deshalb sollte der CO<sub>2</sub>-Preis und der jeweilige CO<sub>2</sub>-Fußabdruck langfristig die einzige Leitwährung darstellen. Bezüglich der Wasserstoff-Erzeugungstechnologien sollte Technologieoffenheit gewahrt werden (s. Antwort zu Frage 1.4.). Alle Technologien haben ihre Berechtigung. Gerade weil es in der Energiewende um Kosteneffizienz geht und viele Aspekte der weiteren – technologischen, marktlichen – Entwicklung unsicher sind, sollte von der Politik ein Rahmen geschaffen werden, wo die einzelnen Technologien ihre Vorteile nutzen können. Erdgas wird deshalb im Rahmen des verbleibenden CO<sub>2</sub>-Budgets weiterhin zum Einsatz kommen.

### **3 Einführung einer Regulierung für reine Wasserstoffnetze**

**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?**

Grundsätzlich teilt EFET die Prämisse. Wie in Frage 2.4 dargestellt, sind Ausnahmen in der Anfangszeit bei Inselnetzen i.S.v. Objektnetzen mit Ausnahme von der Regulierung denkbar.

Da für einen Wasserstoffhochlauf und eine Integration der Märkte viele bestehende Regeln sowieso verändert werden müssen oder Regeln aus dem Erdgas schlicht nicht passen, sollte von Anfang an geprüft werden, welche Änderungen ggf. auch in regulierten H<sub>2</sub> Netzen übernommen werden sollten, die sich ggf. eher an einer Ergasregulierung orientieren. Grundsätzlich spricht sich EFET dafür aus, die Ansätze der BNetzA einer flexibleren Regulierung weiter zu verfolgen. Da es sich auch bei Wasserstoffnetzen um natürliche Monopole handelt, sollten Instrumente zur Verfügung stehen, die einer potenziellen Diskriminierung beim Netzzugang entgegenwirken. (siehe 2.a)

**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?**

**a. 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 Zugangsregulierung wäre in den geschilderten Fällen notwendig, da ohne diskriminierungsfreien Netzzugang der Aufbau eines wettbewerblichen H<sub>2</sub>-Marktes nicht möglich sein wird. Eine

Netzzugangsregulierung sollte dabei an die bestehende Zugangsregulierung der Erdgasnetze angelehnt sein. Hinsichtlich einzelner Detailregelungen sollte allerdings die Marktentwicklung den Ausschlag für die Ausgestaltung wasserstoffspezifischer Vorgaben geben.

Grundsätzlich gilt diese Vorgabe aus unserer Sicht sowohl für die Verteil- als auch die Fernleitungsnetzebene.

**b. 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?**

Ja, die Gefahr sehen wir und würden uns für eine Entgeltregulierung für die Verteil- und Fernleitungsnetzebene aussprechen. In diesem Zusammenhang wäre insbesondere die Kostentransparenz ein erster wichtiger Schritt für eine Entgeltregulierung, die einerseits ein Entgeltmissbrauch verhindern kann und andererseits für die Netzbetreiber Anreize schafft, ein neues umfangreiches Netz aufzubauen.

**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).**

Siehe Antwort 3.1 und 3.2

Eine Regulierung könnte helfen, die für Erdgasnetze bestehenden Wegerechte auch nach einer Umwidmung auf den Wasserstofftransport zu erhalten.

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

Bisherige reine H<sub>2</sub>-Infrastrukturen werden von vertikal integrierten Unternehmen betrieben. Der jetzt geplante Hochlauf einer H<sub>2</sub>-Wirtschaft kann die Marktrollen verändern. Bisherige Abnehmer werden ggf. selbst zu Erzeugern in Inselnetzen (und damit zu Konkurrenten des Inselnetzbetreibers auf der Erzeugungs- oder Vertriebs-Stufe). Hier stellt sich die Zugangsfrage deshalb in besonderem Maße, vgl. 3.2a. Sofern Transportkapazitäten in diesen Netzen vorhanden sind, sollte der zu deren Nutzung notwendige Eingriff mit den Kosten eines Netzausbaus an anderer Stelle verglichen werden. Insgesamt erhöht eine Regulierung bzw. ein klarer regulatorischer Entwicklungspfad Planungs- und damit auch Investitionssicherheit. Dafür ist aber Vertrauensschutz für bestehende Verträge ein hohes Gut.

#### **4 Umfang einer möglichen Regulierung für reine Wasserstoffnetze**

**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.**

Die Erfahrungen aus dem Strom- und Gasbereich zeigen, dass eine strikte Trennung der verschiedenen Marktrollen essenziell für einen diskriminierungsfreien Zugang zur Infrastruktur darstellt. Eine Verbindung des Wasserstofftransports mit der Wasserstoffherzeugung bzw. mit den Abnehmern führt inhärent zu Interessenskonflikten. Daher erscheint es sinnvoll, die bestehenden Erfahrungen im Zuge des Markthochlaufes zu berücksichtigen. Eine Regulierung der Wasserstoffnetze würde zudem eine integrierte Netzplanung zwischen Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzen erleichtern. Hier sollte jedoch das Prinzip der „dynamischen Regulierung“ angewendet werden: Regulierung so viel wie notwendig und Anpassungen gemäß den Entwicklungen des Wasserstoffmarktes.

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

Im Grundsatz besteht auf beiden Ebenen eine Regulierungsnotwendigkeit. Die Ausgestaltung könnte sich an die bestehenden Entflechtungsvorschriften der Gas- und Stromnetzbetreiber anlehnen. Wie in der vorherigen Antwort dargestellt, sollte es hierbei eine anpassungsfähige, dynamische Regulierung geben. Auch sollte geprüft werden, inwieweit ein „natürliches Monopol gem. der Frage 3.1.“ im Verteilnetzbereich besteht, d.h. ob u.U. auch alternative Transportoptionen für Wasserstoff vorhanden sind.

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

Grundsätzlich ist bei reinen Wasserstoffnetzen nichts gegen einen Kombi-Netzbetreiber einzuwenden. Die Funktionen und Kosten (Erlösobergrenzen) sollten klar und transparent getrennt sein. Eine Quersubventionierung zwischen Erdgas- und Wasserstoffnetz (und Stromnetz) sollte es nicht geben. Bei Beimischung von Wasserstoff wird es der Gasnetzbetreiber bleiben. Ein Kombi-Netzbetreiber ist dort nicht sinnvoll.

**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?**

Letztlich kommt es auf die inhaltlichen Regelungen an, weniger auf die Verortung. Eine Anpassung im EnWG und den entsprechenden Verordnungen hätte den Vorteil, dass nachgeordnete Normen auf bestehenden Regelungen aufbauen könnten und Wasserstoff als Energieträger neben Strom und Gas zusammen geregelt werden.

Die definitorische Erweiterung des Gasbegriffs sollte jedoch nicht mit einer gemeinsamen Erlösobergrenze des Gas- und Wasserstoffnetzes einhergehen. Die Kosten sollten klar voneinander getrennt werden und Quersubventionierungen vermieden werden. Eine Sozialisierung der Kosten des Wasserstoffnetzes auf die Gasnetznutzer wäre nicht sachgerecht und würde den Fuel-Switch zu Gas u.U. verlangsamen. Um prohibitiv hohe Netzentgelte für den Hochlauf des Wasserstoffmarktes zu vermeiden, sollten die Netzkosten der Wasserstoffinfrastruktur aus nationalen oder europäischen Haushaltsmitteln unterstützt werden. Möglicherweise verringert eine bloße Erweiterung des Gasbegriffes und damit ggf. vollständige Regulierung von Wasserstoffnetzen die notwendige Flexibilität beim Wasserstoffhochlauf bzw. verengt die möglichen Akteure im Wasserstofftransport unnötig auf die heutigen Fernleitungsnetzbetreiber.

**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?**

Für einen schnellen Markthochlauf ist ein schneller Zugang zu existierenden bzw. kurzfristig zu schaffenden H<sub>2</sub>-Netzen erforderlich. Ein Netzzugang (grundsätzlicher Anspruch auf diskriminierungsfreien Zugang Dritter) sollte ebenso kurzfristig möglich sein wie klare Regeln, die einen nachfragegerechten Netzausbau definieren, die Investitionen in den Neubau von H<sub>2</sub>-Leitungen bzw. die Umstellung existierender Erdgas- zu H<sub>2</sub>-Leitungen ermöglichen.

Darüber hinaus sind technische Standards zu definieren und grenzüberschreitend umzusetzen sowie eine EU-weite Standardisierung und Zertifizierung einzuführen. Eine reformierte RED II, die technologieoffen ist, kann den Einsatz von Wasserstofftechnologien absatzorientiert signifikant befördern. Dabei ist darauf zu achten, dass die Umsetzung die europaweit gültigen Quotierungen bei der Produktion von Treibstoffen technologieoffen und auch national besser berücksichtigt.

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

Historisch gewachsene Konstellationen, bestehende Verträge und Vertrauensschutz können Gründe für Übergangsregelungen sein. Diese sollten sich auf das „wie“ der Regulierung beziehen, nicht aber einen diskriminierungsfreien Zugang Dritter grundsätzlich in Frage stellen. Für Anlagen, die sich möglicherweise an das Konzept der Kundenanlage bzw. an der Definition des Objektnetzes anlehnen, könnte es in der anfänglichen Aufbauphase u.U. Ausnahmen geben. Die Grundsätze der Regulierung, wie z.B. der diskriminierungsfreie Netzzugang, sollen jedoch davon unberührt bleiben. Solche Übergangsregelungen sollten auch nicht länger als unbedingt notwendig angewendet werden. Ansonsten besteht die Gefahr eines parallelen Leitungsbaus, der sich im Nachhinein als ineffizient herausstellt und zu gesamtgesellschaftlich höheren Kosten führt.

**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?**

Eine große Herausforderung liegt in einem bedarfsgerechten Aufbau der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur. Es muss zum einen vermieden werden, dass unnötige Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur vorgenommen werden, bei denen kein Bedarf vorliegt. Der Prozess des Szenariorahmens / Netzentwicklungsplans allein eignet sich dazu nur bedingt. Er basiert grundsätzlich auf einem bestehenden, gut entwickelten Netz, in dem Engpässe beseitigt und weitere Infrastrukturen angeschlossen werden soll. Darüber hinaus müssen ggf. auch neue Akteure berücksichtigt werden und es muss über den Netzentwicklungsplan hinaus ein Instrument entwickelt werden, in dem ein bedarfsgerechtes Netz von der „grünen Wiese“ heraus für alle Akteure offen geplant und entwickelt wird. Es erscheint jedoch sinnvoll, die Ergebnisse der Netzentwicklung Gas und Wasserstoff in einem gemeinsamen Netzentwicklungsplan darzustellen.

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

**5 Regelungen zu Netzanschluss, Netzzugang und Netzausbau von Wasserstoffnetzen**

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

EFET spricht sich in diesem Zusammenhang für einen technologieoffenen Ansatz aus. Es ist wichtig, dass Wasserstoff in einer verwendbaren Qualität überregional in einem ausreichenden Maße zur Verfügung steht, wenn Märkte insbesondere auf der Nachfrageseite entwickelt werden müssen. Die Farbe (siehe Farbenlehre des BMBF) ist dabei irrelevant. Wenn als Leitwährung der Energiewende die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten Verwendung finden, wird der Markt die kostengünstigsten Bereitstellungsoptionen zuerst nachfragen und die gewünschten Ziele verfolgen.

Bei dem Einspeisevorrang im Strombereich handelt es sich um ein finanzierungsrelevantes Instrument zur Klärung von Engpässen– solange es nicht nur Erneuerbare oder andere Vorfahrtsberechtigte gibt. Die Herausforderung bei den Wasserstoffleitungen wird jedoch sein, die Kapazität unter hoher Unsicherheit bereitstellen zu können. Mögliche geeignete Engpassinstrumente können zu einem späteren Zeitpunkt im Rahmen der anpassungsgerechten Regulierung erneut erörtert werden.

**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?**

Nein, s. 5.1.

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

Nein, s. 5.1.

**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?**

Ein Kapazitätsmodell ist erst in Szenario III notwendig, wo dann in einem vermaschten Netz Szenarien für die weitere Aufkommens- und Nachfrageentwicklung modelliert werden.

Bei der Entwicklung eines Entgeltmodells sollte die Chance ergriffen werden, von Anfang an stärker den Aspekt der Verursachungsgerechtigkeit von Entgelten in den Vordergrund zu stellen. Für die angestrebte stärkere Integration der Sektoren (Strom, Erdgas und Wasserstoff) ist ein Strom- und Erdgasentgelte umfassendes Entgeltmodell eine wichtige Voraussetzung. Erst in einem integrierten Modell können z.B. die Übergänge (Umwandlungen) zwischen den Sektoren verursachungsgerecht und damit „smart“ bepreist werden. Wenn z.B. Erdgas- oder Wasserstoffnetze die Absicherung volatiler Stromproduktion ermöglichen, so sollte sichergestellt werden, dass die damit zusammenhängenden Netzkosten auch vollständig von den Stromkunden getragen werden, was z.B. über eine „Inter TSO Compensation“ umsetzbar ist. Ist dies nicht der Fall, kommt es zu Marktverzerrungen und falschen Anreizen. Dabei sollten nicht allein statische Interessen der Netzbetreiber berücksichtigt werden, sondern auch dynamische Aspekte mit dem Anreiz zu Verhaltensänderungen. Smart wären auch geographische Preissignale, welche 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 EFET als zu komplex ab.

Die Entgeltbildung sollte die Interoperabilität zwischen Wasserstoff, Strom und (Erd-) Gas nicht behindern.

**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 Bilanzierung von H<sub>2</sub> sollte analog zur Erdgasbilanzierung erfolgen. Wegen der Technologieneutralität sind keine einzelnen „farbigen“ Bilanzkreise zwingend erforderlich. Ein gemeinsamer H<sub>2</sub>-Bilanzkreis reicht aus. Die Eigenschaft wird separat über Zertifikate abgebildet.

Wichtig ist zudem eine europäische Abstimmung der Bilanzkreisprozesse, um grenzüberschreitende Transporte zu ermöglichen.

**6. Bedarf es eines virtuellen Handlungspunktes für Wasserstoff?**

Die Einrichtung eines VHP ist ab Szenario III absolut notwendig bzw. inhärent. Allerdings sollte sich der Etablierung ebenfalls schrittweise schon in Szenario II genähert werden.

**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?**

Generell ist die Verzahnung von Gas- und Stromnetzplanung sinnvoll. Hier sollte dann auch der Einbezug der H<sub>2</sub>-Infrastrukturplanung ggf. in einem separaten NEP erfolgen.

Mögliche Schnittstellen zwischen Netzentwicklungsplänen könnten z.B. wie folgt sein:

- Elektrolysekapazität (ggf. Entlastung für Stromnetz)
- Agglomeration von Nachfrage nach Wasserstoff und Erdgas (z.B. Umwidmung existierender Erdgasleitungen)
- Phase des Wasserstoffhochlaufs (z.B. Beimischung als relevante Einflussgröße auf den Netzausbau)

Wie heute sollte der Netzentwicklungsplan eng mit den VNB abgestimmt werden und könnte anfänglich auch gemeinsam erarbeitet werden. Hier ist jedoch wie unter 4.7 dargestellt noch ein geeignetes Instrument zu definieren, um den Ausbaubedarf bedarfsgerecht zu entwickeln. Die bisherigen Prozesse im Rahmen des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans sind hier unzureichend.

**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?**

Die Standortwahl sollte dem Markt überlassen bleiben, der hier auch politisch-gesetzgeberische Anreize außerhalb des Netzbereichs berücksichtigen kann. Die Netzausbauplanung müsste dann die geplanten Projekte aufnehmen und berücksichtigen, sie sollte selbst aber keine zentrale oder dezentrale H<sub>2</sub>-Erzeugung vorgeben. Bezüglich industrieller Abnahme können die entsprechenden heute existierenden industriellen Standorte herangezogen werden.

Um effizienten Netzausbau über Strom-, Erdgas- und Wasserstoffnetze hinweg anzureizen, sollte dies in Verbindung mit einer übergeordneten Netzentgeltreform (siehe Antwort 5.4) und entsprechen verursachungsgerechten Netzentgelten einhergehen.

Es sollte vermieden werden, dass Netzentwicklungskosten für Wasserstoff einzig dem Wasserstoff- und Gasnetz zugeordnet werden, wenn eine Elektrolyseanlage angeschlossen wird, die hauptsächlich der Beseitigung des Stromengpasses unterliegt.

**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.**

Mit Ausnahme der in 5.4 und 5.8 gemachten Aussagen sollte dies dem Markt überlassen bleiben und damit der individuellen Abwägung des einzelnen potenziellen H<sub>2</sub>-Erzeugers, der zwischen Transport von Strom und Transport von H<sub>2</sub> entscheiden muss. Gerade im Industriebereich (große H<sub>2</sub>-Bedarfe) dürfte die Lenkungswirkung von Allokationssignalen ohnehin sehr begrenzt sein. Hier könnten Allokationssignale sogar eine verbrauchsnahe H<sub>2</sub>-Erzeugung behindern.

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

Hier bietet sich eine regulatorische Analogie zu Erdgasspeichern an.

## **6 Mögliche Finanzierungsvarianten von Wasserstoffnetzen**

**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?**

Grundsätzlich müsste die Kostentragung verursachungsgerecht erfolgen, d.h. von den an das H<sub>2</sub>-Netz angeschlossenen Ein- und Ausspeisepunkten. In jedem Fall ist es nicht zielführend, die Allokationsbasis zu einseitig auf Erdgas zu erweitern und die Kosten auf die Erdgasnutzer umzulegen. Damit werden die Kosten für Erdgas, das in vielen Bereichen im Wettbewerb mit anderen Brennstoffen steht, belastet. In Konsequenz könnte der Fuel Switch von Kohle zu Gas verlangsamt werden. Um jedoch gerade in der Aufbauphase prohibitiv hohe Preise für tendenziell wenige H<sub>2</sub>-Nutzer zu verhindern, sollten die Kosten von europäischen oder nationalen Haushaltsmitteln unterstützt werden. Dies ist aufgrund der gesamtgesellschaftlichen Aufgabe der Energiewende gerechtfertigt. Parallel sollte so schnell wie möglich das in 5.4 und 5.8 erwähnte gemeinsame Entgeltsystem entwickelt werden.

**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?**

Dies ist durchaus wahrscheinlich. In 6.1. sind mögliche Lösungen skizziert.

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

Dies hängt neben den Regelungen zur Umwidmung von heutigen Erdgasnetzen in künftigen Wasserstoffnetzen vor allem von zwei Aspekten ab: Erstens, ob bzw. unter welchen Bedingungen alle Sektoren, die heute Erdgas nutzen in Zukunft auch Wasserstoff nutzen werden. Besonders der Wärmemarkt ist hier entscheidend. Zweitens, ob (bzw. unter welchen Regeln) und bis wann Wasserstoff auf der Basis von Erdgas eine Rolle spielen wird. Da die Dekarbonisierung dann auch verbrauchsnahe erfolgen kann, sind in diesem Umfang auch die Erdgasleitungen weiterhin notwendig.

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

Siehe vorige Antworten zu verursachungsgerechten Netzentgelten und Möglichkeiten, prohibitiv hohe Entgelte (gerade am Anfang) zu verhindern.

**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?**

Eine Umlagefinanzierung ist abzulehnen, da dann ein bestimmter (noch zu bestimmender) Adressatenkreis mit Kosten belegt wird. Mögliche resultierende Probleme: Erforderliche Ausnahmeregelungen (soziale Gründe, Wettbewerbsfähigkeit), fehlende politische (parlamentarische) Kontrolle über Gesamtausgaben, Gefahr der „Verewigung“ der Umlage. Neben der schon erwähnten verursachungsgerechten Ausgestaltung von Entgelten sieht EFET den Aufbau als gesamtgesellschaftliche Aufgabe und eine Steuerfinanzierung bei klarer Begrenzung auf die Anfangsinvestitionen als gerechtfertigt an.

**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)?**

Diese Frage ist heute nicht seriös zu beantworten, da zu viele Parameter einfließen. Die gemachte Aussage, z.B. H<sub>2</sub>-Backbone der FNB können einen ersten Ansatz bieten, sollten jedoch kritisch hinterfragt werden.

**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?**

Die Situation beim Aufbau von H<sub>2</sub>-Netzen ist eine andere als bei der Liberalisierung der Strom- und Erdgasnetze Mitte der 90er Jahre. Damals waren gut ausgebaute Netze vorhanden (auch wenn heute weiterer Netzausbaubedarf besteht). Der Fokus der (Anreiz-)Regulierung lag und liegt auf dem Abschmelzen ineffizienter Kosten beim Netzausbau. Beim Aufbau der H<sub>2</sub>-Netze müsste der Fokus allerdings zunächst auf Investitionen liegen. Hier ist auf kosteneffiziente Lösungen und einen bedarfsgerechten Ausbau zu achten. Daher scheint eine 1:1-Übertragung bestehender

Regulierungsvorgaben zum Anfang eines Wasserstoffnetzes insb. aufgrund einer möglichen schwierigen Vergleichbarkeit nicht zwingend angezeigt.

**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 Effizienzanreize dann sinnvoll und wirksam gesetzt werden?**

Ein Effizienzvergleich erscheint mittelfristig sinnvoll. In der Anfangsphase könnte dies ggf. problematisch sein, vgl. auch Antwort zu Frage 6.9. In jedem Fall müssten die Outputparameter des Vergleiches neben dem Netzausbau auch die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber besser erfassen.

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

In der Anfangsphase des Aufbaus der H<sub>2</sub>-Infrastruktur (Investitionsbedarfe) scheint eher eine Cost-plus-Regulierung, ergänzt um Vergleichsinstrumente, sinnvoll zu sein. Eine Anreizregulierung allein auf Basis von Effizienzvergleichen macht wohl erst zu einem späteren Zeitpunkt Sinn, auch weil die Basis für einen Effizienzvergleich noch zu klein ist.

**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?**

Das ist grundsätzlich denkbar. Der Transport von Wasserstoff ist dem des Erdgases ähnlich, daher ist eine Übertragung der Grundsätze des Entgeltsystems möglich. Wichtiger als das System der Entgelte ist jedoch die z.B. in 5.4 skizzierte verursachungsgerechte Netzentgeltsystematik.

**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.**

Eine verursachungsgerechte Netzentgeltsystematik, auch an den Schnittstellen zwischen den Sektoren Strom, Erdgas und Wasserstoff, würde genau diese Anreizwirkung vor dem Hintergrund des notwendigen Aufbaus eines Wasserstoffsystems von nahe Null anfangend entfalten.

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

--

**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.**

S.o., Fragen 6.7-6.9.

Für Rückfragen und weitere Erläuterungen dieser dargestellten Positionen stehen wir Ihnen jederzeit gern in einem persönlichen Gespräch zur Verfügung.

**EFET Deutschland**

Tel.: +49 (0) 30 2655 7824

[de@efet.org](mailto:de@efet.org)