



Bundesnetzagentur

Regulierung von Wasserstoffnetzen

Bestandsaufnahme



Regulierung von Wasserstoffnetzen

Eine Bestandsaufnahme der Bundesnetzagentur

Stand: Juli 2020

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

Abteilung 6

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: Wasserstoff@bnetza.de

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
I EXECUTIVE SUMMARY.....	7
II HINTERGRUND	11
III STATUS QUO / BESTANDSAUFNAHME	15
A Wasserstoffmarkt.....	16
B Wasserstoffnetze	18
C Wasserstoffprojekte	21
IV RECHTLICHER SACHSTAND UND POSITION DER BUNDESNETZAGENTUR.....	23
A Nationaler Rechtsrahmen.....	24
1. Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, § 3 Nr. 19a, 4. Var. EnWG	24
2. Biogas, § 3 Nr. 19a, 2. Var. EnWG i.V.m. § 3 Nr. 10c EnWG	26
3. Betrieb eines Wasserstoffnetzes durch Betreiber von Energieversorgungsnetzen - Entflechtungsrecht	27
4. Finanzierung von Wasserstoffeinspeisung und -netzen.....	28
5. Berücksichtigung von Wasserstoffleitungen in der Netzentwicklungsplanung gem. § 15a EnWG.....	33
6. Zwischenergebnis.....	34
B Europäischer Rechtsrahmen.....	36
1. Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2009/73/EG	36
2. Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001.....	36
C Bisherige Äußerungen der Bundesnetzagentur	38
D Umgang mit der aktuellen Fragestellung	39
1. Rückmeldung an Projektierer.....	39
2. Betrachtung von Wasserstoff in Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Strom	39
3. Betrachtung von Wasserstoff in Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Gas.....	42
4. Dialogprozess Gas 2030 des BMWi (Erste Bilanz Oktober 2019).....	45
V EINFLUSSFAKTOREN AUF DIE KÜNFTIGE NETZSTRUKTUR.....	47
A Bedarf.....	48
B Erzeugung	54
C Beimischungsgrenzen in Erdgasnetzen.....	57
D Denkbare Wasserstoffnetzstruktur	59

VI	KRITERIEN FÜR DIE REGULIERUNG VON WASSERSTOFFNETZEN	61
A	Sollten Wasserstoffnetze reguliert werden?	62
	1. Marktabgrenzung und Vorliegen eines natürlichen Monopols.....	62
	2. Prüfung der Regulierungsnotwendigkeit	64
	3. Vergleich zu Fernwärmenetzen und Mineralölleitungen	67
	4. Entflechtung versus Zugangs- und Entgeltregulierung?	69
B	Wie könnte ein Zugangsregime aussehen?.....	70
	1. Derzeitige Zugangsregime Biogas und Fernwärme.....	70
	2. Mögliches Zugangsregime Wasserstoff	71
	3. Zugangsregulatorisches Fazit	72
C	Frage der Kostentragung als Grundlage eines Finanzierungssystems für Wasserstofftransport.....	73
D	Wie könnte die Entgeltregulierung aussehen?.....	75
	1. Bestimmung des Regulierungsregimes	76
	2. Bestimmung der Entgelte	78
	3. Prognose bzgl. der Auswirkungen auf die Netzkosten und Netzentgelte	78
	4. Entgeltregulatorisches Fazit	79
VII	SCHLUSSFOLGERUNGEN.....	81
A	Rechtlicher Anpassungsbedarf.....	82
B	Übergangs- und Sonderlösungen für bestehende Netze	84
C	Zeitpunkt der Einführung einer Regulierung	86
	ANHANG.....	87
	Anhang 1: Wasserstoffprojekte.....	88
	Anhang 2: Mineralölleitungen	90
	VERZEICHNISSE	93
	Abbildungsverzeichnis.....	94
	Tabellenverzeichnis	95
	Abkürzungsverzeichnis	96
	Impressum	97

I Executive Summary

Inhalte:

- Derzeit wird Wasserstoff (H₂) vor allem am Ort des Verbrauchs erzeugt, es gibt allerdings einzelne Netze, die von Wasserstoffherzeugern betrieben werden (ein Netz im Ruhrgebiet betrieben von der AirLiquide und ein Netz in Ostdeutschland betrieben von der Linde AG).
- Wasserstoffnetze sind derzeit (mit einer Ausnahme: „Biogas-Wasserstoffverteilernetze“) nicht von der Regulierung nach dem EnWG erfasst. Es existieren lediglich Regelungen für die Einspeisung als Zusatzgas in Erdgasnetze (sog. Beimischung).
- Die Gasnetzbetreiber planen über diese Beimischung hinaus einzelne Gasleitungen in reine Wasserstoffleitungen umzustellen oder sogar neue Wasserstoffleitungen zu errichten.
- Grundsätzlich ist der Betrieb eines Wasserstoffnetzes durch einen (Gas-)Netzbetreiber entflechtungsrechtlich möglich.
- Die Neuerrichtung von Wasserstoffleitungen fällt nicht in den verbindlichen Anwendungsbereich des NEP Gas, die Umwidmung von Leitungen soll in ihm allerdings Berücksichtigung finden. Der NEP Gas könnte (analog zur Marktraumumstellung) als eine Art Transparenzplattform für eine H₂-Infrastruktur genutzt werden, um Transparenz für eine entstehende H₂-Infrastruktur herzustellen, da er den einzigen unmittelbaren Verknüpfungspunkt zur bestehenden Gasinfrastruktur darstellt.
- In der im Oktober 2019 veröffentlichten „ersten Bilanz“ zum Dialogprozess Gas 2030 wird Wasserstoff eine wichtige Rolle für die Energieversorgung der Zukunft zugeschrieben. Damit stehen auch regulatorische Fragestellungen auf der Tagesordnung.
- So ist zu prüfen, ob aus ökonomischer Sicht die Einführung einer Regulierung angezeigt wäre, beispielsweise um Marktmachtmissbrauch zu verhindern.
- Die Einschätzung der Regulierungsbedürftigkeit von reinen Wasserstoffnetzen ist abhängig von der künftigen Netzstruktur, die wiederum von verschiedenen Faktoren beeinflusst wird, dem künftigen Wasserstoffbedarf, der künftigen Wasserstoffherzeugung sowie den Beimischungsgrenzen von Wasserstoff in bestehenden Erdgasnetzen.
- Es ist nicht unwahrscheinlich, dass Wasserstoff zunächst in den Sektoren Industrie und Verkehr zum Einsatz kommen wird. Wasserstoff wird deshalb in naher Zukunft nicht zu einem kompletten Substitut von Erdgas werden.
- Wenn in den Verbrauchszentren nicht genug Wasserstoff erzeugt wird und somit Produktion und Verbrauch des Wasserstoffs räumlich auseinanderfallen, ist dies für die Einschätzung der Regulierungsbedürftigkeit von Wasserstoffnetzen ein relevanter Gesichtspunkt.
- Eine Beimischung von Wasserstoff ins Gasnetz im großen Stil ist unwahrscheinlich. Zum einen sind viele Verbraucher / Endgeräte sensibel bezüglich einer Erhöhung der Wasserstoff-Beimischungsquoten und ein hoher Anpassungsbedarf wäre nötig (im Sinne einer weiteren Marktraumumstellung). Zum anderen besteht bei Verbrauchern auch in Zukunft der Bedarf an reinem Wasserstoff und reinem Erdgas. Vermutlich wird sich daher eine Wasserstoffnetzstruktur parallel zum bestehenden Gasnetz, zu weiten Teilen auf Basis umgewidmeter und umgerüsteter Erdgasleitungen, entwickeln.
- Drei Netzstrukturszenarien sind zukünftig denkbar:

Netzstrukturszenarien

	Netzstruktur	Einflussfaktor
Gilt für alle Szenarien	Parallel zum Gasnetz	- Bedarf an verschiedenen Energieträgern/Rohstoffen (reines Erdgas, reiner Wasserstoff) - Beimischung ins Gasnetz nur in Grenzen
Szenario I	Lokale Inselnetze	- Verbrauch in der Industrie - Erzeugung ausschließlich in den Verbrauchszentren
Szenario II	Lokale Inselnetze, einzelne lange Transportleitungen	- Verbrauch in der Industrie - Erzeugung auch außerhalb der Verbrauchszentren
Szenario III	Engmaschige Verteilernetze, einzelne lange Transportleitungen	- Verbrauch in der Industrie und im Verkehr - Erzeugung aus verschiedenen Standorten

Quelle: Bundesnetzagentur, eigene Darstellung

Tabelle 1: Denkbare Netzstrukturszenarien (Quelle: Bundesnetzagentur, eigene Darstellung)

Positionen:

- Die ökonomische Analyse zur Regulierungsbedürftigkeit von Wasserstoffnetzen steht aufgrund der noch nicht ausreichend vorliegenden Informationen unter dem Vorbehalt einer genaueren Prüfung der zu erwartenden Marktverhältnisse.
- Eine Netzzugangsregulierung scheint in allen drei Szenarien diskussionsfähig. (Begründung s. Kapitel VIA2)
- Eine Netzentgeltregulierung ist in Szenario I diskutabel, in Szenario II zumindest sinnvoll und in Szenario III notwendig. (Begründung s. Kapitel VIA2)
- Während Gasnetzbetreiber ein Interesse an der durch die Regulierung gewonnenen Sicherheit haben, ist fraglich, ob dieses Interesse von den vollintegrierten Betreibern der bereits bestehenden Wasserstoffnetze geteilt wird.
- Je nach Eigenschaft des Wasserstoffs („Grün“, „Blau“ etc.) ist ein privilegierter Zugang zu den Netzen (vergleichbar mit dem Privileg für Biogas) sinnvoll.
- Reine Wasserstoffnetze könnten zukünftig den Vorgaben der Anreiz- und Entgeltregulierung für Gasnetze (Anreizregulierungsverordnung ARegV und GasNEV), eventuell mit notwendigen Anpassungen, unterworfen werden.
- Sollte die politische Entscheidung zugunsten einer Regulierung für Wasserstoffnetze fallen, mag die Anwendung bestehender Regelungen unter Umständen möglich sein; alternativ wäre eine transparente und nachvollziehbare Lösung die umfassende Etablierung eines eigenen Regulierungsrahmens für Wasserstoff, der auch Rechtssicherheit schafft.
- Längerfristige bzw. dauerhafte Sonderlösungen für bestehende Wasserstoffnetze sind im Sinne der Diskriminierungsfreiheit nicht angezeigt. Übergangsregelungen angelehnt an § 110 EnWG (geschlossene

Verteilernetze) sind denkbar, so lange es sich bei den bestehenden Wasserstoffnetzen noch um Inselnetze handelt.

II Hintergrund

Das Ziel dieses Papiers ist es, eine umfassende Bestandsaufnahme der heutigen rechtlichen Rahmenbedingungen für den leitungsgebundenen Transport von Wasserstoff zu erstellen und unter Berücksichtigung der Interessen aller, auch potentieller Marktteilnehmer, sinnvolle Entscheidungskriterien für die Frage zu entwickeln, ob – und falls ja in welchem Umfang – zukünftige Wasserstoffnetze einer Regulierung unterworfen werden sollten. Die Ergebnisse können dazu beitragen, die Informationsbasis für politische Entscheidungen zu verbreitern.

Wasserstoff ist im Rahmen des Dialogprozesses 2030 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) sowie der anknüpfenden Nationalen Wasserstoffstrategie zu einem viel diskutierten Thema geworden. Die Aufgabe der Bundesnetzagentur besteht darin, sich mit den regulatorischen Aspekten einer Ausweitung des Wasserstoffmarktes zu beschäftigen.

Zum einen wurden im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2020 - 2030 zum ersten Mal sog. Grüngas-Projekte als Eingangsgrößen für die Netzmodellierung aufgeführt. Insgesamt fanden 21 Grüngas-Projekte (Wasserstoff, synthetisches Methan) in der NEP-Modellierung der Grüngas-Variante für 2025 Berücksichtigung. Sechs weitere Projekte wurden nicht berücksichtigt, da diese am VNB-Netz angeschlossen werden sollen. Bei mehreren dieser Wasserstoff-/Power-to-Gas-Projekten sind Umwidmungen von Gasleitungen vorgeschlagen (als Röhren-/Pipelinespeicher oder als Transportleitung) bzw. der Neubau von Wasserstoffleitungen geplant. Im Konsultationsdokument des NEP Gas 2020-2030, welches am 4. Mai 2020 zur Konsultation gestellt wurde, schlagen die FNB vor, bis 2030 insgesamt 1.142 km Erdgasleitungen auf reinen Wasserstofftransport umzustellen und 151 km neue Gasleitungen, davon 94 km für den reinen Wasserstofftransport, zu bauen. Mit diesem Vorschlag sind bis 2030 zusätzliche Gesamtkosten im Vergleich zur Basisvariante, in Höhe von 662 Mio. Euro verbunden.¹ Des Weiteren werden einige der im Szenariorahmen aufgeführten Grüngas-Projekte gleichzeitig in der Auswahl für die Reallabore des BMWi genannt (wie z. B. ein Nowega-Projekt, welches allerdings nicht ausgewählt wurde).

Zum anderen wurden bereits im Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030 Annahmen zu Power-to-Wasserstoff-Projekten in Höhe von bundesweit 0,8 GW bis 2,4 GW, den Einsatzzwecken und der räumlichen Verteilung getroffen.

Außerdem wird auf internationaler Ebene das Thema Regulierung von Wasserstoffnetzen an mehreren Stellen diskutiert. Im November 2019 veröffentlichten die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) und der Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER) das gemeinsame Papier "The Bridge Beyond 2025".² Die hierin enthaltenen Schlussfolgerungen basieren auf zwei öffentlichen Konsultationen. Darauf aufbauend wird der Rat der europäischen Regulierungsbehörden in den kommenden Monaten Schlüsselthemen im Zusammenhang mit der Sektorenkopplung und der künftigen Rolle gasförmiger Energieträger in verschiedenen Arbeitsgruppen vertiefend behandeln. Unter anderem wird auch die Fragestellung eines künftigen regulatorischen Rahmenwerks für die Regulierung von Wasserstoffnetzen diskutiert. Ziel von CEER ist es, Prioritäten für künftige Gesetzgebungs- und

¹ <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/nep-2020-fnb-gehen-weiteren-schritt-in-richtung-nachhaltiger-energieinfrastruktur/>

² https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/SD_The%20Bridge%20beyond%202025/The%20Bridge%20Beyond%202025_Conclusion%20Paper.pdf

Regulierungsmaßnahmen im Rahmen der geplanten Strategie für smart sector integration an die Europäische Kommission zu adressieren und sie in möglichen Gesetzesinitiativen zur Dekarbonisierung des Gassektors zu unterstützen. Der Europäische Verband der Transportnetzbetreiber, ENTSO-G, hat sich bspw. im Frühjahr 2020 in der „2050 Roadmap for Gasgrids“ für die Entwicklung von Wasserstoffnetzen und der Einführung einer Regulierung dieser Infrastruktur ausgesprochen³.

Inhaltlich liegt ein Schwerpunkt des vorliegenden Papieres auf der Einschätzung der derzeitigen rechtlichen Lage. Dieses Papier beschäftigt sich darüber hinaus als zweitem Schwerpunkt mit der grundsätzlichen Frage, ob Wasserstoffnetze aus Sicht der Bundesnetzagentur regulierungsbedürftig sind und wie diese Regulierung gegebenenfalls ausgestaltet werden könnte.

Das vorliegende Papier ist folglich zweigeteilt. Im Kapitel III und IV wird der Status Quo der aktuellen rechtlichen und regulatorischen Behandlung von Wasserstoffeinspeisung, -speicherung und -transport dargestellt und die aktuelle Problematik bezüglich der rechtlichen Lage dargelegt. In den Kapiteln V und VI werden die aus Sicht der Bundesnetzagentur wesentlichen Gesichtspunkte für eine Positionierung zur zukünftigen Regulierung von Wasserstoffnetzen erarbeitet.

Um die Frage zu beantworten, ob überhaupt eine Regulierung von Wasserstoffnetzen erfolgen sollte, werden in Kapitel V zunächst Szenarien für die Ausgestaltung eines möglichen künftigen Wasserstoffnetzes entworfen. Anhand dieser Szenarien wird ökonomisch und rechtlich betrachtet, ob eine Regulierung der Netze angezeigt wäre, um einen Missbrauch von Marktmacht oder eine Diskriminierung Dritter zu verhindern. Anschließend werden verschiedene Ansätze erarbeitet und diskutiert, wie eine Regulierung ausgestaltet werden könnte.

³ https://entsog.eu/sites/default/files/2019-12/ENTSOG%20Roadmap%202050%20for%20Gas%20Grids_Executive%20Summary.pdf

III Status Quo / Bestandsaufnahme

In diesem Kapitel wird der Status Quo zu Wasserstofferzeugung und -verbrauch sowie vorhandenen Wasserstoffnetzen in Deutschland dargestellt. Zudem werden die aktuellen Wasserstoffprojekte aufgeführt.

A Wasserstoffmarkt

Der Großteil des Wasserstoffs wird in Deutschland direkt am Verwendungsort erzeugt und verbraucht, wie auch im nächsten Kapitel IIIB ersichtlich wird. Weltweit werden nur fünf Prozent des erzeugten Wasserstoffs transportiert und gehandelt.⁴ Insofern kann man derzeit nicht von Wasserstoff als einer international gehandelten Commodity sprechen.

In der öffentlichen Diskussion wird Wasserstoff teilweise durch verschiedene Farben klassifiziert. Maßgeblich dafür sind die unterschiedlichen Verfahren zur Herstellung des Wasserstoffs. Die wichtigsten Kategorien zur Wasserstofferzeugung sind folgende:

- **Grüner Wasserstoff:** Wasserstoff, der mittels Wasserelektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt wird. Wassermoleküle werden unter Nutzung elektrischer Energie in die Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Um als „Biogas“ im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG zu gelten, muss der genutzte Strom „weit überwiegend“ aus Erneuerbaren Energien (EE) stammen. Laut Gesetzesbegründung sind 80 Prozent EE erforderlich. Um die Anforderungen an „Speichergas“ aus § 3 Nr. 42 EEG 2017 zu erfüllen, muss sogar ausschließlich EE-Strom verwendet werden.
- **Anthrazitfarbener Wasserstoff:** Wasserstoff, der mittels Wasserelektrolyse hergestellt wird. Der genutzte Strom stammt nicht „weit überwiegend“ aus EE, sondern zum Beispiel aus dem im Stromnetz vorhandenen Strommix. Er genießt anders als grüner Wasserstoff keine Einspeiseprivilegien, ist aber Gas im Sinne des § 3 Nr. 19a EnWG. Streng genommen unterfällt jede PtG-Anlage, die nicht unmittelbar an eine nicht EEG-geförderte EE-Anlage angeschlossen ist, sondern Netzstrom bezieht, dieser Kategorie.
- **Grauer Wasserstoff:** Hauptsächlich für den industriellen Bedarf wird Wasserstoff derzeit mittels Dampfreformierung (Steam Reforming) aus kohlenstoffhaltigen Energieträgern und Wasser hergestellt. In der Regel wird Erdgas verwendet. Diese Art Wasserstoff wird schon seit Jahrzehnten in Deutschland hergestellt und in aller Regel sehr nah am Herstellungsort verbraucht.
- **Wasserstoff als Nebenprodukt:** Zudem gibt es Wasserstoff, der bei unterschiedlichen Prozessen, z. B. in der Chemie, als Kuppel- bzw. Nebenprodukt anfällt. Auch hier kann man von einer Wasserstofferzeugung sprechen, die seit Jahrzehnten in Deutschland angewendet wird. Teilweise wird dieser Wasserstoff in Industriegebieten von anderen Unternehmen genutzt, die Wasserstoff benötigen, teilweise kann er aber auch nicht genutzt werden.
- **Blauer Wasserstoff:** Wasserstoff, der mittels Dampfreformierung erzeugt wird, bei dessen Produktion allerdings das entstehende CO₂ abgeschieden und per Carbon Capture and Storage (CCS) gelagert wird. Öffentlich diskutiert wird, dass die Herstellung im Ausland erfolgen könnte und das Produkt Wasserstoff z. B. über Pipelines nach Deutschland geliefert wird. Insbesondere die Gasförderländer Russland und Norwegen werden hier häufig genannt. Alternativ wird diskutiert, dass in der inländischen Wasserstoffproduktion abgeschiedene CO₂, mittels Transportleitungen in die ausländischen Lagerstätten zu transportieren.

⁴ Vgl. FfE 2019: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S. 23.

- Methanpyrolyse: Dabei wird Methan thermisch in einem Hochtemperaturreaktor in Kohlenstoff (Graphit) und Wasserstoff aufgespalten. Anstelle von CO₂ entsteht so ein fester Rohstoff, der in der Industrie genutzt werden könnte. Der spezifische Energieeinsatz ist bei diesem Verfahren geringer als bei der Wasserelektrolyse. Allerdings gibt es aktuell nur Pilotanlagen. Der mittels dieses Verfahrens hergestellte Wasserstoff wird als „türkiser“ Wasserstoff bezeichnet.

-

Zur Erzeugung von Wasserstoff in Deutschland liegen kaum Studien mit konkreten Zahlen vor. Ein Großteil des erzeugten Wasserstoffs wird als Kuppel- bzw. Nebenprodukt in der Industrie hergestellt. So fällt bei der Chlorproduktion oder in Raffinerien Wasserstoff als Nebenprodukt an. Circa 40 Prozent des Wasserstoffbedarfs der Industrie werden über Dampfreformierung hergestellt.⁵

Verbraucht wird der Wasserstoff derzeit fast ausschließlich in der Industrie. Hier spricht man von einer stofflichen Nutzung, d. h. der Wasserstoff wird als Rohstoff zur Erzeugung von Produkten eingesetzt. Verwendung findet der Wasserstoff hauptsächlich in Raffinerien sowie bei der Methanol- und Ammoniakherstellung. Im Jahr 2017 lag der Wasserstoffbedarf bei 69 TWh.⁶

⁵ Vgl. FfE 2017: Kurzstudie Power-to-X, S. 23.

⁶ Vgl. FfE 2019: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S. 17. In der Studie konnte der Wasserstoffverbrauch für die Stahlherstellung nicht verifiziert werden, daher wurde dieser herausgerechnet.

B Wasserstoffnetze

Gegenwärtig verfügt Deutschland über keine flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur. Stattdessen gibt es drei Cluster in Regionen mit Schwerpunkten der chemischen Industrie in denen sich eine leitungsgebundene Infrastruktur entwickelt hat (vgl. Abbildungen). Der traditionelle Weg ist, dass verschiedene Standorte eines Unternehmens mit Edukt- und Produktleitungen aller Art (H₂, N₂, CO, etc.) verbunden wurden, um die Rohstoffe möglichst effizient zu nutzen. Ebenfalls ist es teilweise so, dass sich ein Kunde gezielt in der Nähe eines Unternehmens niedergelassen hat, welches Wasserstoff in der Regel als Kuppelprodukt produziert. In beiden Fällen sind die Netze jedoch im Eigentum der jeweiligen Unternehmen (z. B. AirLiquide und Linde AG) und keine Netze der öffentlichen Versorgung. Neben den im Folgenden abgebildeten Netzen dürfte es einige Leitungen oder kleinere Netze geben, deren Existenz öffentlich nicht bekannt ist.

Aus Gesprächen mit der Wasserstoffbranche ist bekannt, dass die Unternehmen lediglich einen Vertrag über die Lieferung des Produktes schließen. Die Anlieferung der gewünschten Menge und Leistung ist integriert. Über Art und Weise der Lieferung entscheiden die Erzeugerunternehmen jeweils im Einzelfall. Übliche Vertragslaufzeiten sind bei Stickstoff 10-15 Jahre, aber bei Wasserstoff sollte es sich ähnlich verhalten. Im Folgenden sind die Netze der drei vorhandenen Wasserstoff-Cluster abgebildet. Ausführliche Informationen sind der Studie der FfE aus 2019 zu entnehmen, die jedes Cluster anhand eines Steckbriefes beschreiben.⁷

⁷ Vgl. FfE 2019: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S. 40 ff.

Cluster Unterelbe/Weser/Ems:

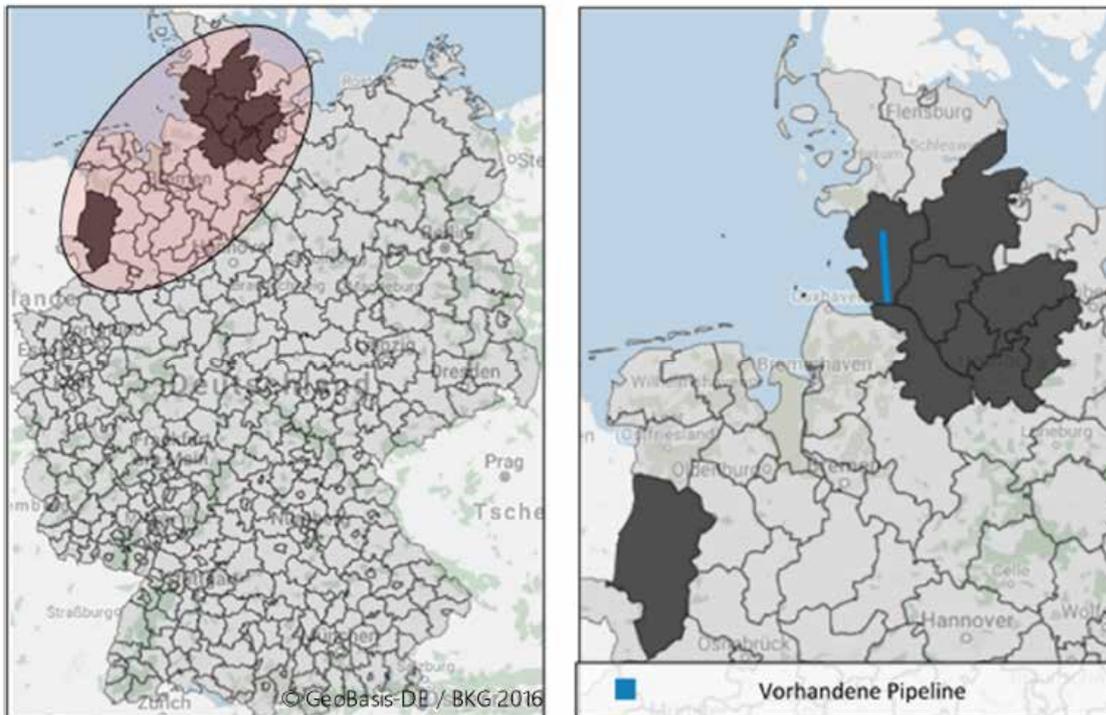


Abbildung 1: Cluster Unterelbe/Weser/Ems (Quelle: FfE 2019: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S. 23)

Cluster Mitteldeutschland/Berlin/Brandenburg:

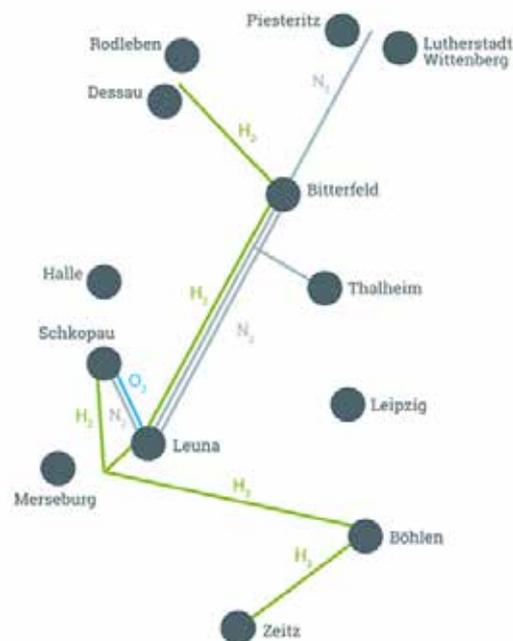


Abbildung 2: Cluster Mitteldeutschland/Berlin/Brandenburg (Quelle: HYPOS e.V. <http://www.hypos-eastgermany.de/das-innovationsprojekt/potenziale-der-hypos-region>)

Cluster Ruhrgebiet:



Abbildung 3: Cluster Ruhrgebiet (Quelle: EnergieAgentur.NRW 2018: Wasserstoff – Schlüssel zur Energiewende, Beispiele aus Nordrhein-Westfalen von der Herstellung bis zur Nutzung, S. 37; <https://broschueren.nordrheinwestfalendirekt.de/herunterladen/der/datei/h2-broschuere-final-web-pdf/von/wasserstoff-schluessel-zur-energiewende-beispiele-aus-nordrhein-westfalen-von-der-herstellung-bis-zur-nutzung/vom/energieagentur/2941>)

C Wasserstoffprojekte

Im Rahmen der Marktpartnerabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber für den Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030 haben sich insgesamt 27 Grüngas-Projekte gemeldet. 21 Projekte konnten auf Fernleitungsnetzbetreiberebene berücksichtigt werden.

Bei den Reallaboren des BMWi sind 11 Wasserstoffprojekte in die nähere Auswahl gekommen. Die Schnittmenge und die einzelnen Projekte werden in der Tabelle 5 im Anhang 1 aufgeführt.

IV Rechtlicher Sachstand und Position der Bundesnetzagentur

Im folgenden Kapitel werden die derzeitige rechtliche und regulatorische Behandlung von Wasserstoffeinspeisung, -speicherung und -transport dargestellt und die aktuelle Problematik bezüglich der rechtlichen Lage dargelegt. Zudem wird die bisherige Positionierung der Bundesnetzagentur zum Thema Wasserstoffeinspeisung wiedergegeben und der derzeitige Umgang mit der Problemstellung aufgezeigt.

A Nationaler Rechtsrahmen

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gilt nach § 1 Abs. 1 EnWG für die leitungsgebundene Energieversorgung mit Elektrizität und Gas. Wasserstoff ist im EnWG nicht definiert. Der Betrieb von Wasserstoffnetzen kann dem Anwendungsbereich des EnWG unterfallen, wenn sich das Wasserstoffnetz begrifflich als Gasversorgungsnetz darstellt. Wasserstoff müsste dann unter den Begriff „Gas“ i.S.d. EnWG zu subsumieren sein.

In § 3 Nr. 19a EnWG ist der Begriff Gas, so wie er im EnWG zur Anwendung kommt, definiert als: „Erdgas, Biogas, Flüssiggas im Rahmen der §§ 4 und 49 sowie, wenn sie in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden, Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, das durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist“.

Bei der Betrachtung dieser Definition kann Wasserstoff auf zwei Arten unter den Begriff des Gases fallen:

1. Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, § 3 Nr. 19a, 4. Var. EnWG

Die Vorschrift des § 3 Nr. 19a EnWG wurde durch Art. 1 des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 26.07.2011 geändert, die Änderung wurde ab 01.08.2011 wirksam; dies geschah u. a. zur Umsetzung der 3. Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2009/73/EG.

Gas ist nach § 3 Nr. 19a, 4. Var. EnWG auch dann gegeben, wenn Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, in ein Gasversorgungsnetz eingespeist wird. Es sind mithin zwei Voraussetzungen kumulativ zu erfüllen: (1) Der Wasserstoff muss durch Wasserelektrolyse erzeugt worden sein und er muss (2) in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden.

(1) Der Gesetzgeber hatte vor Augen, dass Wasserstoff durch Wasserelektrolyse erzeugt wird, wobei zur Aufspaltung des Wassers Strom genutzt werden soll, der z. B. aus erneuerbaren Energien wie Wind und Solar stammt.⁸ Allerdings kann der Strom, der zur Wasserelektrolyse eingesetzt wird, auch aus einem Strommix stammen und „Graustrom“ (d. h. Strom aus fossilen Energieträgern) sein, damit der wasserelektrolytisch erzeugte Wasserstoff noch als „Gas“ i.S.d. § 3 Nr. 19a, 4. Var. EnWG eingestuft werden kann. Dies leitet sich daraus ab, dass der Wortlaut der Norm nicht näher spezifiziert, dass der zur Wasserelektrolyse eingesetzte Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen sein muss. Im Umkehrschluss können also 100 Prozent Graustrom oder ein Mix aus Grau- und Grünstrom verwendet werden, sofern der Anteil Grünstrom dabei unter 80 Prozent liegt. Dies wiederum ergibt sich aus § 3 Nr. 10c EnWG, denn wenn der Anteil Grünstrom, der zur Wasserelektrolyse eingesetzt wird, mindestens 80 Prozent beträgt, liegt nicht mehr Wasserstoff als „Gas“, sondern Wasserstoff als „Biogas“ im Sinne der Definition des EnWG vor (dazu sogleich unter IVA2).

(2) Der durch Wasserelektrolyse erzeugte Wasserstoff muss in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden. Gasversorgungsnetze sind in § 3 Nr. 20 EnWG definiert als „alle Fernleitungsnetze, Gasverteilernetze, LNG-

⁸ Vgl. Gesetzesbegründung BT-Drs. 17/6072, S. 50.

Anlagen oder Speichieranlagen, die für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen erforderlich sind und die einem oder mehreren Energieversorgungsunternehmen gehören oder von ihm oder von ihnen betrieben werden, einschließlich Netzpufferung und seiner Anlagen, die zu Hilfsdiensten genutzt werden, und der Anlagen verbundener Unternehmen, ausgenommen sind solche Netzteile oder Teile von Einrichtungen, die für örtliche Produktionstätigkeiten verwendet werden“.

Gasversorgungsnetze sind unterteilt in Fernleitungsnetze und Gasverteilernetze.

Eine Definition von „Fernleitungsnetz“ ist im EnWG nicht enthalten, aber der Begriff „Fernleitung“ ist in § 3 Nr. 19 EnWG definiert als *„der Transport von Erdgas durch ein Hochdruckfernleitungsnetz, mit Ausnahme von vorgelagerten Rohrleitungsnetzen, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Versorgung der Kunden selbst“*; auch die Begriffsdefinition „Betreiber von Fernleitungsnetzen“ in § 3 Nr. 5 EnWG beschränkt sich auf Erdgas. Vom Begriff der Fernleitung ist mithin nur der Transport von Erdgas erfasst. Andere Gasarten, insbesondere die in § 3 Nr. 19a EnWG genannten Gasarten, sind nicht vom Fernleitungsbegriff erfasst.⁹ Erdgas ist jedenfalls nicht Wasserstoff, sondern ein aus natürlichen Vorkommen gewonnenes Methan (CH₄). Dies bedeutet, dass ein reines Wasserstofffernleitungsnetz derzeit nicht dem Regulierungsregime des EnWG unterfällt, da das Fernleitungsnetz auf den Transport von Erdgas durch ein Hochdruckfernleitungsnetz beschränkt ist.

Der Begriff des Gasverteilernetzes wird im EnWG ebenfalls nicht definiert. Es findet sich in § 3 Nr. 37 EnWG aber eine Definition für „Verteilung“, die, bezogen auf den Gasbereich, den *„Transport von Gas über örtliche oder regionale Leitungsnetze, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst; der Verteilung von Gas dienen auch solche Netze, die über Grenzkopplungspunkte verfügen, über die ausschließlich ein anderes, nachgelagertes Netz aufgespeist wird“* erfasst.

Erforderlich ist, dass der wasserelektrolytisch erzeugte Wasserstoff in ein Gasversorgungsnetz eingespeist wird. Wird der Begriff Einspeisung eng ausgelegt, kann dies bedeuten, dass ein Stoff in das Netz eines anderen Stoffes eingebracht wird, mithin Wasserstoff zum in der Leitung vorhandenen Erdgas beigemischt wird. Danach muss mindestens ein überwiegender Anteil Erdgas in dem Gasversorgungsnetz vorhanden sein, weshalb Wasserstoff nur ein Zusatzgas neben dem Erdgas ist. Für diese Auslegung spricht, dass der Gesetzgeber mit der Änderung des § 3 Nr. 19a EnWG im Jahr 2011 nach der Gesetzesbegründung die Richtlinie 2009/73/EG „inhaltlich 1:1 in nationales Recht“ umsetzen wollte.¹⁰ In Art. 1 Abs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG gelten die mit der Richtlinie erlassenen Vorschriften für Erdgas *„auch in nichtdiskriminierender Weise für Biogas und Gas aus Biomasse oder anderen Gasarten, soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren.“* Schon die europäische Regelung ging von der Vorstellung aus, dass zu dem in dem Netz befindlichen Erdgas durch Einspeisung andere Gasarten hinzugefügt werden.

Nach dieser engen Auslegung wäre ein reines Wasserstoffnetz nicht vom Begriff „Einspeisung“ erfasst. Für diese enge Auslegung kann § 34 Abs. 1 GasNZV herangezogen werden, wonach eine Einspeisung von Wasserstoff voraussetzt, dass die Netzkompatibilität gewährleistet bleibt. Für die Netzkompatibilität ist nach

⁹ So klar: Elspas/Graßmann/Rasbach, in: dies. (Hrsg.), EnWG, 2018, § 3 EnWG Rn. 92.

¹⁰ Vgl. Gesetzesbegründung in BT-Drs. 17/6072, S. 49.

§ 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV der Einspeiser verantwortlich. Die Anforderungen an die Gasbeschaffenheit ergeben sich aus § 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV i.V.m. den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 (Stand: 2007). Da es sich bei Wasserstoff um ein Gas handelt, das sich in Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Grundgas unterscheidet, kann der Wasserstoff lediglich als Zusatzgas gegenüber dem Erdgas als Grundgas in bestehenden Gasversorgungsnetzen eingespeist werden, vgl. Nr. 2.2 DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Stand: 2000). Darüber hinaus hat die Einspeisung von Zusatzgas so zu erfolgen, dass die Anforderungen der öffentlichen Gasversorgung hinter dem Einspeisepunkt erfüllt werden, vgl. Nr. 4.1.3 DVGW-Arbeitsblatt G 262 (Stand: 2004).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass eine Regulierung im Zusammenhang mit wasserelektrolytisch hergestelltem Wasserstoff, zu dessen Herstellung weniger als 80 Prozent Strom aus erneuerbaren Energien genutzt wurde, nur dann stattfindet, wenn dieser Wasserstoff in ein Gasversorgungsnetz eingespeist wurde. Es muss mithin eine Zuführung zu einem schon in dem Netz vorhandenen Gas erfolgen. Reine Wasserstoffnetze unterfallen nicht der Regulierung nach dem EnWG, weil bei diesen keine Einspeisung des Wasserstoffs im Sinne einer „Beimischung“ zu einem in dem Netz vorhandenen Gas stattfindet.

2. Biogas, § 3 Nr. 19a, 2. Var. EnWG i.V.m. § 3 Nr. 10c EnWG

Der Gesetzgeber definiert in § 3 Nr. 10c EnWG den Begriff „Biogas“. Diese Norm wurde durch Art. 1 des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 26.07.2011 geändert, die Änderung wurde ab 01.08.2011 wirksam; dies geschah u. a. zur Umsetzung der 3. Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2009/73/EG.

Biogas ist nach dieser Definition *„Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) stammen,“*. Wasserstoff unterfällt dann der Biogasdefinition, wenn er (1) durch Wasserelektrolyse erzeugt wurde und wenn (2) der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) stammen. Ein „weit überwiegender“ Anteil liegt nach der Gesetzesbegründung des EnWG 2011 dann vor, wenn ein Anteil von mindestens 80 Prozent des zur Wasserelektrolyse eingesetzten Stromes aus erneuerbaren Energiequellen stammt.¹¹

Sind diese Voraussetzungen erfüllt, wird der regenerativ erzeugte Wasserstoff rechtlich als „Biogas“ behandelt und unterfällt dem Regelwerk, welches für Biogas gilt. Dies umfasst nicht nur die Regelungen des EnWG, sondern auch die der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und die der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV). Die Privilegierungen, die für Biogas bestehen, gelten auch für den regenerativ erzeugten Wasserstoff.¹²

¹¹ Vgl. Gesetzesbegründung BT-Drs. 17/6072, S. 50.

¹² Vgl. Valentin/von Bredow 2011: Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien, ET 12/2011, 99 (100).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass es für das Vorliegen von Biogas nach der Definition des § 3 Nr. 10c EnWG **keiner** Einspeisung in ein Gasversorgungsnetz mit darin schon befindlichem Erdgas bedarf, sondern dass auch Gasversorgungsnetze der Regulierung nach dem EnWG unterfallen, die ausschließlich Biogas transportieren. Der Gesetzgeber ging zur Zeit des EnWG 2003 ebenso wie der europäische Gesetzgeber in Art. 2 Nr. 13 der Richtlinie 2003/55/EG (Gasrichtlinie) ausschließlich von Erdgas als zu transportierendem Gut aus. Diese Beschränkung hat der deutsche Gesetzgeber mit dem EnWG 2005 überwunden. Mit § 3 Nr. 19a EnWG hat er eine Gasdefinition eingeführt, die neben Erdgas auch Flüssig- und ausdrücklich Biogas erwähnt - Biogas unterfällt damit auch dem Gasbegriff.¹³ Die Ausweitung des Gasbegriffs hat auch Auswirkungen auf den Begriff Gasversorgungsnetze in § 3 Nr. 20 EnWG, da die Gasversorgungsnetze nicht nur Erdgas-, sondern auch reine Biogasnetze umfassen. Somit finden auch auf Biogas die Regelungen für Erdgas entsprechend Anwendung.

Der ausschließliche Transport von Biogas kann auch gegeben sein, wenn wasserelektrolytisch hergestellter Wasserstoff transportiert wird, zu dessen Herstellung Strom eingesetzt wurde, der weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammte. Nach den dargestellten Definitionen des EnWG und dem systematischen Zusammenhang wären diese „Biogas-Wasserstoffverteilernetze“ Gasversorgungsnetze i. S. d. § 3 Nr. 20 EnWG und würden somit der Regulierung unterfallen.

Wie bereits oben gezeigt (vgl. IVA1), unterfallen „Biogas-Fernleitungsnetze“ rein definitorisch nicht dem EnWG, da sich der Begriff der Fernleitung ausschließlich auf den Transport von Erdgas beschränkt. Ein „Biogas-Fernleitungsnetz“ ist damit begrifflich vom EnWG nicht erfasst, weshalb auch ein „Biogas-Wasserstofffernleitungsnetz“ nicht vom EnWG erfasst ist. Hinsichtlich der Einspeisung von Biogas sind die Vorgaben des EnWG sowie der GasNZV und der GasNEV zu berücksichtigen. Demnach ermöglichen die Regelungen die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz und damit auch von „grünem“ Wasserstoff. Streng genommen handelt es sich dann bei dem transportierten Gas nicht mehr um reines Erdgas. Gleichwohl gelten auch hier die obigen Ausführungen zur Einspeisung, sodass zumindest reine "Biogas-Fernleitungsnetze" nicht dem EnWG unterfallen.

3. Betrieb eines Wasserstoffnetzes durch Betreiber von Energieversorgungsnetzen - Entflechtungsrecht

Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind in § 3 Nr. 4 EnWG bestimmt als Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen oder Gasversorgungsnetzen. Erfasst sind davon jeweils Transportnetzbetreiber i.S.d. § 3 Nr. 31c EnWG (vgl. zum Transportnetz auch § 3 Nr. 31d EnWG) und Betreiber von Verteilernetzen. Betreiber von Verteilernetzen und Betreiber von Transportnetzen haben beim Betrieb ihres Energieversorgungsnetzes u. a. die Vorschriften zur Entflechtung nach §§ 6-10e EnWG zu beachten.

Der Betrieb eines reinen Wasserstoffnetzes, neben dem Betrieb eines Gasversorgungsnetzes, ist unter Entflechtungsgesichtspunkten möglich. Sofern der Betreiber eines Gasversorgungsnetzes aber auch eine Wasserstoffherstellung betreiben möchte, ist zu prüfen, welche Anforderungen nach den Entflechtungsvorschriften des EnWG zu beachten sind. Grundsätzlich ist dabei festzuhalten, dass gemäß § 6 Abs. 2 Satz 2 EnWG der Netzbetrieb von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung zu trennen ist.

¹³ Vgl. Theobald in: Danner/Theobald 2019: Energierecht, Stand: 101. EL Mai 2019, § 3 EnWG Rn. 181.

Sofern es sich also um Wasserstoff i. S. d. EnWG und den damit verbundenen Verordnungen handelt, ist Netzbetreibern die Erzeugung und Einspeisung von Wasserstoff in ein bestehendes Erdgasnetz untersagt.

4. Finanzierung von Wasserstoffeinspeisung und -netzen

(1) Derzeit existiert noch keine reine Wasserstoffinfrastruktur, die der Regulierung im Sinne des EnWG unterworfen wäre. Die bereits bestehenden Wasserstoffleitungen fallen nicht unter den Begriff des öffentlichen Netzes. Sie werden von den Wasserstofflieferanten betrieben und durch diese selbst bzw. letztlich von den belieferten Kunden finanziert.

(2) Im Fall, dass eine bestehende Erdgasleitung umgewidmet wird und zukünftig nur noch Wasserstoff transportieren soll, der nicht die Biogaskriterien erfüllt, fällt diese Leitung aus dem regulierten Bereich heraus, da, wie in Kapitel IVA2 dargestellt, der Transport reinen Wasserstoffs weder vom Begriff der Fernleitung noch von dem der Verteilung umfasst ist. Ein derartiger Abgang eines Anlagegutes müsste sich, sofern es regulatorisch noch nicht abgeschrieben ist, senkend auf die Erlösobergrenze auswirken. Es gibt derzeit jedoch kein Instrument, das einen vorzeitigen Anlagenabgang *während einer laufenden Regulierungsperiode* erfassen würde. Im Ergebnis bliebe die Erlösobergrenze bis zum nächsten Basisjahr und der daran anknüpfenden neuen Festlegung einer Erlösobergrenze unberührt. Fraglich ist, ob die so innerhalb der Regulierungsperiode erzielten Mehreinnahmen im Regulierungskonto erfasst und verrechnet werden können.

(3) Der Transport von Wasserstoff als Beimischung¹⁴ zum Erdgas im bestehenden Gasnetz unterliegt bisher keiner gesonderten entgeltregulatorischen Betrachtung. Das heißt, dass für den Mittransport von Wasserstoff keine separaten Kosten erfasst und dementsprechend auch keine separaten Erlöse oder Entgelte gebildet werden. Sämtliche für den Transport von beigemischttem Wasserstoff über Erdgasleitungen anfallenden Kosten werden also über die bestehenden Netzentgelte von allen Gasnutzern finanziert. Solange die Wasserstoffbeimischung nicht dazu führt, dass die Vorgaben des DVGW zur Gasbeschaffenheit¹⁵ verletzt werden, und somit das Gasgemisch für jeden Endkunden nutzbar bleibt, ist dieses Modell sachgerecht und kann aufrechterhalten werden.

Im Fall von als Biogas definiertem grünen Wasserstoff kommen die entsprechenden Zugangsprivilegien zur Geltung. So muss die Erstellung des Netzanschlusses nicht allein vom Anlagenbetreiber (in diesem Fall der Elektrolyseanlage) bezahlt werden, sondern wird zu großen Teilen über die Biogasumlage von allen Netznutzern getragen.

Derzeit wird unter anderem vom DVGW untersucht, ob höhere Beimischungen praktikabel sind und welche Voraussetzungen dafür nötig sind. Insofern ist es nicht unwahrscheinlich, dass zukünftig höhere Beimischungen realisiert werden könnten.¹⁶ Es ist dann auch nicht auszuschließen, dass an verschiedenen Komponenten der Netzinfrastruktur ein Anpassungsbedarf entsteht. Wie die damit verbundenen Kosten

¹⁴ Beigemischt werden darf nur elektrolytisch erzeugter Wasserstoff. Siehe dazu Kapitel 4 A 1. und 2.

¹⁵ Laut DVGW sind bis unter 10 Prozent Beimischung möglich, wenn dies nicht zu Problemen bei den angeschlossenen Endkunden führt. Kritisch sind diesbezüglich insbesondere Erdgastankstellen. Eine Beimischung in Höhe von 2 Prozent ist unkritisch und wird in der Praxis in der Regel bisher nicht überschritten.

¹⁶ Selbst wenn der DVGW insoweit seine Vorgaben verändert, schlägt dies jedoch ohne Ordnungsänderung nicht ohne Weiteres auf die regulatorische Welt durch, da § 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV vom Einspeiser die Einhaltung der DVGW-Vorgaben aus 2007 verlangt.

entgeltseitig berücksichtigt werden, ist vom Umfang der notwendigen Anpassungen abhängig. Außerdem gelten die folgenden Optionen zur Kostenanerkennung im derzeitigen Regulierungssystem nur für den Fall, dass die Maßnahmen nur zur Beimischung von wasserelektrolytisch erzeugtem Wasserstoff dienen und die Gasbeschaffenheitsanforderungen des DVGW eingehalten werden. Der davon abzugrenzende Fall von Anpassungen der bestehenden Infrastruktur an einen möglichen zukünftigen Transport von Wasserstoff jenseits der DVGW-Beimischungsgrenze wird in Absatz (5) betrachtet.

- Geringfügige Anpassungen würden lediglich als Wartungs- und Instandhaltungsaufwand geltend gemacht. Eine Erfassung des Aufwands findet nicht während einer laufenden Regulierungsperiode, sondern immer nur im Basisjahr statt.
- Bei größerem Aufwand (z. B. Ertüchtigung einzelner Netzkomponenten) können die Anschaffungs- und Herstellungskosten eventuell im Rahmen einer Nachaktivierung berücksichtigt werden. In diesem Fall wäre die Restnutzungsdauer unter Berücksichtigung des Zustands des Wirtschaftsgutes im Zeitpunkt der Beendigung der nachträglichen Herstellungsarbeiten neu zu schätzen. Ob die Instrumente Kapitalkostenaufschlag für Verteilernetzbetreiber (VNB) und Investitionsmaßnahme (FNB) hinsichtlich der sofortigen erlöswirksamen Berücksichtigung zur Verfügung stehen, muss noch diskutiert werden.¹⁷ Ansonsten erfolgt eine Erfassung im nächsten Basisjahr.
- Wird ein wesentliches Infrastrukturelement (bspw. eine gesamte Erdgasleitung oder ein Kompressor) umfassend erneuert oder für die Wasserstoffbeimischung zu großen Teilen ertüchtigt bzw. ersetzt (Ersatzinvestition), so handelt es sich prinzipiell um ein neu geschaffenes Wirtschaftsgut, das über die gesamte festgelegte Nutzungsdauer neu beschrieben werden kann. Die Berücksichtigung im VNB-Bereich erfolgt über den Kapitalkostenaufschlag. Ob im FNB-Bereich das Instrument der Investitionsmaßnahme eingesetzt werden kann, ist vom Einzelfall abhängig. Für Ersatzinvestitionen kann die Investitionsmaßnahme nicht in Anspruch genommen werden. Bei einem Ersatz können kalkulatorische Buchverluste entstehen, wenn kalkulatorisch noch nicht abgeschriebene Anlagegüter ersetzt werden. Ob kalkulatorische Buchverluste als Kosten anerkannt werden können, ist vom Einzelfall abhängig und kann hier nicht pauschal beantwortet werden.
- (4) Davon abzugrenzen ist der Fall, dass durch eine hohe Beimischung von Wasserstoff die Gasbeschaffenheitsanforderungen des DVGW nicht mehr eingehalten werden. Nach derzeitiger Einschätzung würde der Transport eines solchen Mischgases nicht der Regulierung unterfallen.

(5) Neben dem oben erörterten Fall einer erhöhten Beimischung von Wasserstoff innerhalb des gültigen Grenzwerts aus dem DVGW-Regelwerk ist darüber hinaus der Fall zu betrachten, dass Netzbetreiber ihr Netz prophylaktisch auf den Transport reinen Wasserstoffs oder eines Beimischungsniveaus jenseits des derzeit gültigen Grenzwerts aus dem DVGW-Regelwerk vorbereiten¹⁸. Anfangs im Papier ist erwähnt, dass die Gasnetzbetreiber planen, im großen Stil ihre Leitungen bereits heute für den Transport von Wasserstoff zu ertüchtigen; der Begriff der „H₂-Readiness“ wird hierfür verwendet. Zwei Fälle sind dabei zu unterscheiden:

Komponenten, die turnusmäßig ausgetauscht werden müssen, werden so ersetzt, dass sie auch für den Transport von Wasserstoff geeignet sind. Im Falle einer tatsächlichen Umstellung auf Wasserstoff entfielen

¹⁷ Vgl. IKEM 2019: Rechtsrahmen für ein H₂-Teilnetz, Rechtswissenschaftliche Studie.

¹⁸ Im Folgenden ist in diesem Absatz der Wasserstoffbegriff so zu verstehen, dass alle Wasserstoffkonzentrationen zwischen der erlaubten Höchstgrenze laut DVGW und reinem Wasserstoff umfasst sind.

dann ein erneuter Austausch. Dahinter steht die Vermutung der Netzbetreiber, dass innerhalb der technischen Nutzungsdauer der zum Teil sehr langlebigen Anlagegüter eine Umstellung auf den Transport von Wasserstoff sehr wahrscheinlich ist.

Komponenten werden vor dem Ende ihrer technischen Nutzungsdauer entfernt und durch wasserstoffgeeignete Bauteile ersetzt. Zu begründen wäre dies mit der Erwartung, dass die Umstellung auf Wasserstoff zu einem bestimmten Zeitpunkt erfolgt und die Transportinfrastruktur dann bereitstehen muss. Durch den vorzeitigen Austausch noch nicht abgeschriebener Anlagegüter entstehen bei den Netzbetreibern kalkulatorische Buchverluste.

Es ist zu vermuten, dass wasserstoffgeeignete Komponenten teurer sind als solche, die nur für den Transport von Erdgas ausgelegt sind. Trotzdem erscheint das unter 1. beschriebene Vorgehen volkswirtschaftlich nachvollziehbar, da ein Austausch der Komponenten vor Ablauf ihrer technischen Nutzungsdauer mit noch höheren Kosten verbunden wäre. Ein weiterer Vorteil dieser Strategie ist, dass im Falle einer Umstellung auf Wasserstoff ein Teil des Netzes bereits vorbereitet wäre und die Umstellung nicht durch die fehlende Eignung der Transportinfrastruktur verzögert würde

Auch bei der unter 2. beschriebenen Vorgehensweise bestünde der Vorteil, dass die Anpassung des Netzes der eigentlichen Umstellung auf Wasserstoff vorausseilt. Das Anpassungstempo wäre sogar höher, allerdings auch mit höheren Kosten verbunden, da neben die höheren Anschaffungskosten für die wasserstofftauglichen Anlagengüter die Buchverluste der vorzeitig ersetzten Anlagen treten. Im Vordergrund steht bei der unter 2. geschilderten Vorgehensweise die Annahme, dass die von der Bundesregierung skizzierten Klimaziele nur dann zu erreichen wären, wenn stringent und kurzfristig auf eine Umstellung eines wesentlichen Teils der Transportinfrastruktur auf Wasserstoff zugearbeitet würde. Die Anpassung der Infrastruktur im Rahmen turnusmäßiger Ersatzmaßnahmen würde in diesem Denkansatz zu lange dauern. Zum jetzigen Zeitpunkt ist allerdings noch unklar, welcher Beitrag zur Erreichung der Klimaziele aus dem Bereich der gasgebundenen Energieversorgung geleistet werden muss.

Unabhängig davon, ob Wasserstoff als Substitut für Erdgas eine bedeutsame Rolle spielen wird oder nicht, fallen in beiden Fällen schon kurz- und mittelfristig wasserstoffinduzierte Kosten an, sodass die Frage der Kostenanerkennung im Raume steht. Die deutschen Gasnetzbetreiber erheben diesbezüglich die aus ihrer Sicht verständliche Forderung, sämtliche für die Umstellung auf Wasserstoff anfallenden Kosten (Leitungsneubau, Ersatz/Anpassung von Komponenten etc.) im Rahmen der bestehenden Regulierung anzuerkennen und so letztlich allen (Erd-)Gaskunden aufzuerlegen. Da, wie oben im Text erläutert, der Transport von Wasserstoff über die DVGW-Grenzen hinaus weder im VNB-Bereich noch im FNB-Bereich von der Regulierung erfasst ist, sind die damit verbundenen Kosten regulatorisch jedoch nicht anerkennungsfähig. Dies gilt sowohl für die oben beschriebenen Mehrkosten als auch für die unter 2. beschriebenen zusätzlichen Buchverluste (vgl. auch Abbildung 4).

Sofern die oben beschriebenen Kosten zur Vorbereitung des Netzes auf den Transport von Wasserstoff anerkennungsfähig wären, müsste aus Sicht der Bundesnetzagentur vorab geklärt werden, wie sichergestellt werden kann, dass möglichst nur diejenigen Komponenten für den Wasserstofftransport angepasst/ersetzt werden, die auch mit einer hohen Wahrscheinlichkeit von einer tatsächlichen Umstellung auf Wasserstoff betroffen sein werden. Je nach Infrastrukturszenario (siehe Kapitel VD) besteht eine gewisse Wahrscheinlichkeit, dass nicht die gesamte jetzige Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff umgestellt wird. Aus

Effizienzgesichtspunkten wäre es daher wünschenswert, wenn ein Planungsinstrument existierte, das mit möglichst hoher Treffsicherheit die umzustellenden Infrastrukturkomponenten identifizieren könnte. Im FNB-Bereich wäre dies der Netzentwicklungsplan, zu dem es keine Entsprechung im VNB-Bereich gibt.

(6) Grundsätzliche Fragen zur Entgeltregulierung von Wasserstoffnetzen, z. B. hinsichtlich der Frage, wer überhaupt die Kosten einer Wasserstofftransportinfrastruktur tragen sollte (nur die Abnehmer von Wasserstoff oder alle Gaskunden), sowie, welches entgeltregulatorische System bei einer Verbreitung des Wasserstofftransports zukünftig geeignet wäre, werden in Kapitel VID besprochen.

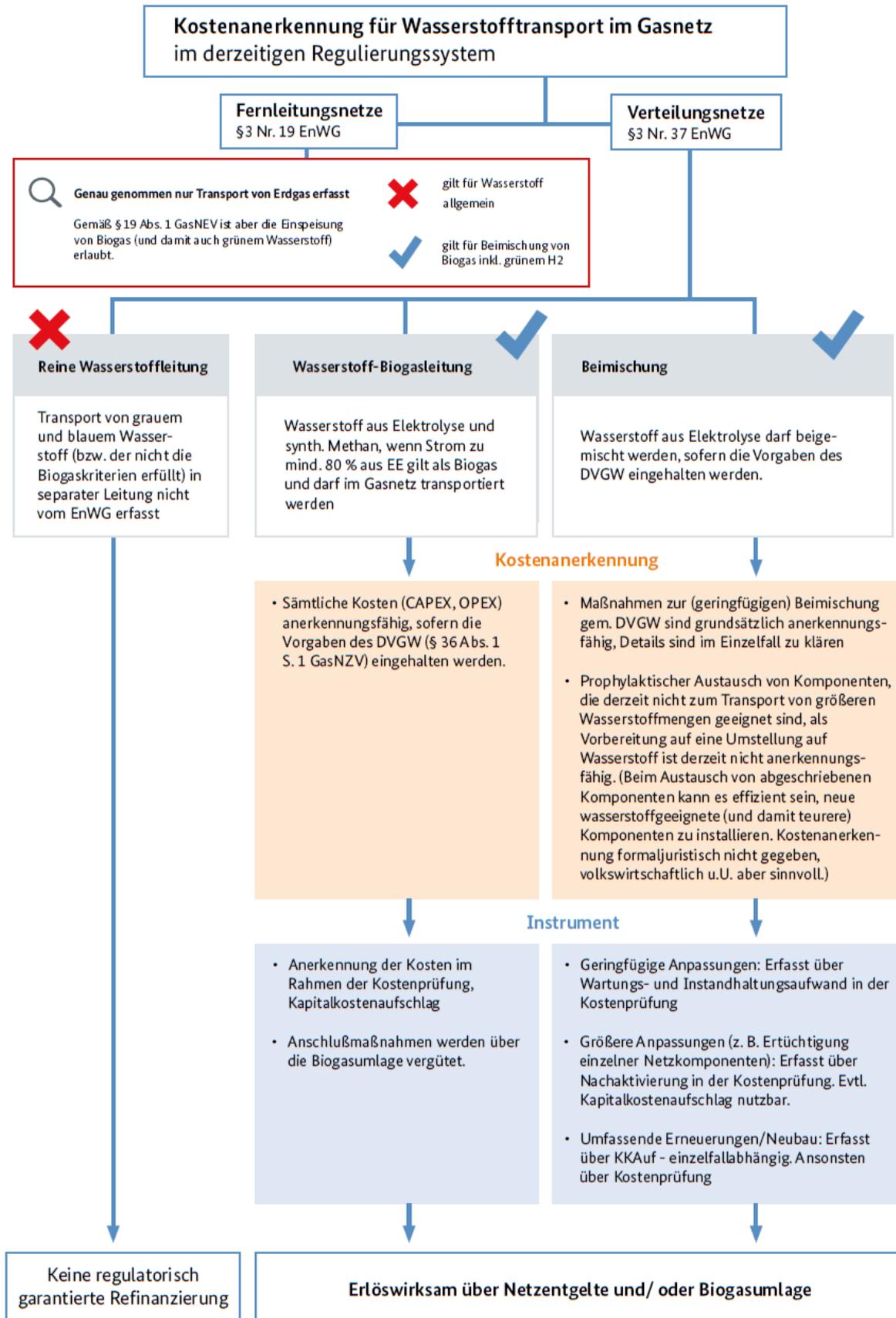


Abbildung 4: Kostenanerkennung für Wasserstofftransport im Gasnetz im derzeitigen Regulierungssystem
(Quelle: Bundesnetzagentur)

5. Berücksichtigung von Wasserstoffleitungen in der Netzentwicklungsplanung gem. § 15a EnWG

Gemäß § 15a EnWG haben die Fernleitungsnetzbetreiber einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan (NEP Gas) zu erstellen und der Regulierungsbehörde vorzulegen. Dieser muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Folglich müsste eine Wasserstoffleitung die Voraussetzungen des bedarfsgerechten Ausbaus des Gasnetzes und der Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfüllen, um Bestandteil des verbindlichen Teils des Gas NEPs werden zu können.

Der Betrieb von Wasserstoffnetzen könnte also in den Anwendungsbereich des § 15a EnWG fallen, wenn sich das Wasserstoffnetz begrifflich als Gasversorgungsnetz darstellt. Dafür müsste eine neue Wasserstoffleitung ein Fernleitungsnetz oder Gasverteilernetz sein.

Vom Begriff der Fernleitung ist nur der Transport von Erdgas erfasst. Andere Gasarten, insbesondere die in § 3 Nr. 19a EnWG genannten Gasarten, sind nicht vom Fernleitungs begriff erfasst (s. o.). Dies bedeutet, dass der Neubau einer reinen Wasserstofffernleitung derzeit nicht vom Regelungsbereich des § 15a EnWG umfasst ist, da das Fernleitungsnetz auf den Transport von Erdgas durch ein Hochdruckfernleitungsnetz beschränkt ist.

Fraglich ist, inwieweit der Neubau einer reinen Wasserstofffernleitung ein Gasverteilernetz sein kann. Wird der Begriff Einspeisung eng ausgelegt, kann dies bedeuten, dass ein Stoff in das Netz eines anderen Stoffes eingebracht wird, mithin Wasserstoff zum in der Röhre vorhandenen Erdgas beigemischt wird. Danach muss mindestens ein überwiegender Anteil Erdgas in dem Gasversorgungsnetz vorhanden sein, weshalb Wasserstoff nur ein Zusatzgas neben dem Erdgas ist. Für diese Auslegung spricht, dass der Gesetzgeber mit der Änderung des § 3 Nr. 19a EnWG im Jahr 2011 nach der Gesetzesbegründung die Richtlinie 2009/73/EG „inhaltlich 1:1 in nationales Recht“ umsetzen wollte (s. o.). Ein weiteres Argument für diese enge Auslegung ist die Netzkompatibilität nach § 34 Abs. 1 GasNZV (s. o.). Folglich ist der Neubau eines reinen Wasserstoffnetzes nicht vom Begriff „Einspeisung“ erfasst und kann damit auch kein Gasverteilernetz darstellen. Demnach ist eine neue Wasserstoffleitung auch nicht von den internen Bestellungen der Gasverteilernetzbetreiber umfasst und fällt somit vollständig aus dem Anwendungsbereich des § 15a EnWG.

Letztlich stellt sich nur noch die Frage, inwieweit bereits im Gas-NEP enthaltene bisherige Gasleitungen in neue Wasserstoffleitungen umgewidmet werden können und damit dem Anwendungsbereich des § 15a EnWG erhalten bleiben. Denn bei einem „Rückbau“ in Form der Umwidmung handelt es sich eigentlich nicht um einen „Ausbau“ des Gasnetzes im Sinne des § 15a EnWG. Allerdings kann eine Umwidmung nach dem Wortlaut und Sinn und Zweck des § 15a EnWG Bestandteil des Gas-NEP sein, wenn die bisherige Gasleitung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit des Gasnetzes erforderlich war und ihr Wegfall dazu führen würde, dass die Versorgungssicherheit nicht mehr sichergestellt wäre. Darlegungs- und beweibelastet sind die Fernleitungsnetzbetreiber, da gemäß der Vermutungsregel alle bisher im Gas-NEP von der Bundesnetzagentur genehmigten Maßnahmen die Versorgungssicherheit des Gasnetzes gewährleisten. Die

bisherigen alten Gasleitungen sind also in einem neuen Gas-NEP als neue Wasserstoffleitungen anzuzeigen und die Bundesnetzagentur überprüft dabei, ob diese noch die Versorgungssicherheit des Gasnetzes sicherstellen. Sollte dies nicht der Fall sein, kann die alte regulierte Gasleitung in eine neue unregulierte Wasserstoffleitung umgewidmet werden.

Unabhängig von der rechtlichen Einschätzung zu § 15a EnWG ist der NEP Gas der unmittelbare Anknüpfungspunkt an eine sich etablierende Wasserstoffinfrastruktur. In den Modellierungsvarianten des NEP Gas können und sollen sich die FNB mit der Auswirkungen des Anschlusses von Grüngas- und PtG-Projekten befassen, um darzustellen, welche Umwidmungen von bestehender Erdgasinfrastruktur und welchen Neubau von Wasserstoffnetzen diese Integration nach sich zieht. An keiner anderen Stelle ist es den Regulierungsbehörden möglich, Kenntnis über fundierte Netzmodellierungen und deren Auswirkungen zu diesem Themenkomplex zu erhalten. Die Aufnahme von z. B. Wasserstoffleitungen in den verbindlichen, von der Bundesnetzagentur zu bestätigenden Teil des NEP Gas, ist im bestehenden Rechtsrahmen allerdings nicht möglich. Wie eine Umwidmung im verbindlichen NEP Gas gehandhabt wird, muss sich im Verfahrensverlauf ergeben.

6. Zwischenergebnis

Wasserstoff unterfällt nach dem geltenden Rechtsrahmen unter bestimmten Voraussetzungen dem EnWG und der auf diesem Gesetz beruhenden Rechtsverordnungen. Ein eigenständiges Regelwerk für die Regulierung von Wasserstoff besteht derzeit nicht.

Wasserstoff, der durch **Reformierung**, d. h. Aufspaltung von Methan, oder **Pyrolyse** erzeugt worden ist, unterfällt nach derzeitiger Rechtslage **nicht** dem Anwendungsbereich des EnWG. Das EnWG behandelt lediglich den Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist.

Auch wenn der Wasserstoff durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, unterfallen hingegen reine Wasserstofffernleitungsnetze nicht dem Anwendungsbereich des EnWG, da der Begriff der Fernleitung ausschließlich den Transport von Erdgas durch ein Hochdruckfernleitungsnetz erfasst. Ein etwaiges „Mischgas“ aus Erdgas und einem Anteil Wasserstoff ist kein „reines“ Erdgas mehr, so dass es bei sehr restriktiver Auslegung vom Begriff Erdgas nicht mehr erfasst ist. Angesichts § 19 Abs. 1 S. 3 GasNEV wäre eine Beimischung von Wasserstoff, sofern er die Biogas Anforderungen erfüllt, wohl auch im Fernleitungsbereich möglich.

Ein **reines „Biogas-Wasserstoffverteilernetz“** unterfällt dem Anwendungsbereich des EnWG, sofern der Wasserstoff durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist und zur Elektrolyse ein Anteil von mindestens 80 Prozent erneuerbarer Energien genutzt worden ist: Es liegt dann Wasserstoff vor, der die Definition Biogas i. S. d. § 3 Nr. 10c EnWG erfüllt und damit auch Gas i. S. d. § 3 Nr. 19a, 2. Var. EnWG ist, ohne dass es auf die Einspeisung in ein Gasversorgungsnetz ankäme.

Ein **reines Wasserstoffverteilernetz**, bei dem der Wasserstoff zwar durch Wasserelektrolyse mit „Graustrom“ oder mittels Elektrizität aus erneuerbaren Energien bei einem Anteil von weniger als 80 Prozent erzeugt worden ist, unterfällt nicht dem Anwendungsbereich des EnWG. Es fehlt bei diesem Wasserstoff die Einspeisung in ein Gasversorgungsnetz, die § 3 Nr. 19a EnWG aber voraussetzt. Schwierigkeiten bei der regulatorischen Behandlung ergeben sich, wenn Wasserstoff in ein Gasversorgungsnetz eingespeist wird, der

mit unterschiedlichen Produktionsverfahren erzeugt wird, d. h. bei dem wasserelektrolytisch erzeugter Wasserstoff und Wasserstoff aus einem Reformierungs- oder Pyrolyseprozess vermischt werden.

Die vom EnWG vorausgesetzte wasserelektrolytische Erzeugung ist dann nicht mehr gegeben. Der „Mischwasserstoff“ unterfällt nicht mehr dem Anwendungsbereich des EnWG und den aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen. Eine Folge davon ist, dass dieser „Mischwasserstoff“ vom Gasverteilernetzbetreiber nicht mehr vorrangig abgenommen werden muss, da die §§ 31 ff. GasNZV keine Anwendung finden.

Um zu gewährleisten, dass ein reines Biogas-Wasserstoffverteilernetz vorliegt, kann sich der Netzbetreiber Herkunftsnachweise der Wasserstoffproduzenten vorlegen lassen. Ein reines Biogas-Wasserstoffverteilernetz ist ein Gasversorgungsnetz i.S.d. § 3 Nr. 20 EnWG, weshalb auch dorthinein Einspeisungen von Wasserstoff i.S.d. § 3 Nr. 19a EnWG vorgenommen werden können. Wird grüner Wasserstoff, der nur mittels EE-Strom hergestellt worden ist, in ein Biogas-Wasserstoffverteilernetz eingespeist, kann die Einspeisung unproblematisch erfolgen, weil dann weiterhin nur grüner Wasserstoff im Biogas-Wasserstoffverteilernetz transportiert wird. Schwieriger wird es, wenn ein Produzent von Wasserstoff nur grauen Wasserstoff in das Biogas-Wasserstoffverteilernetz einspeisen will oder der Produzent zwar wasserelektrolytisch hergestellten Wasserstoff einspeisen will, aber nicht nachweisen kann, welcher Anteil mittels EE-Strom und welcher Anteil mittels Graustrom erzeugt worden ist. Es wäre dann Aufgabe des Netzbetreibers darauf zu achten, dass im Netz mindestens 80 Prozent grüner Wasserstoff vorhanden ist, damit grauer Wasserstoff überhaupt eingespeist werden könnte. Es dürfte praktische Schwierigkeiten geben, den Biogas-Wasserstoffanteil bei mehr als 80 Prozent zu halten. Ohne besondere Messeinrichtungen am Einspeise- und am Ausspeisepunkt ist eine praktische Umsetzung kaum vorstellbar.

Sofern für bestimmte Wasserstoffnetze eine Regulierung nach dem EnWG stattfindet und diese abschließend ist, treten die kartellrechtlichen Regelungen zur Gewährung des Netzanschlusses und des Netzzugangs, wie sie in den §§ 19, 20 und 29 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) enthalten sind, zurück, vgl. § 111 Abs. 1 EnWG. Nach § 111 Abs. 2 EnWG sind die Bestimmungen des Teiles 3 des EnWG (§§ 11-35 EnWG) und die auf Grundlage dieser Bestimmungen erlassenen Rechtsverordnungen abschließende Regelungen im Sinne des § 111 Abs. 1 S. 1 EnWG.

Die bisher nicht der Regulierung nach dem EnWG unterfallenden Wasserstoffnetze müssen aber die kartellrechtlichen Vorgaben des GWB beachten. Bezogen auf die Netzebene ist hier § 19 Abs. 2 Nr. 4 GWB einschlägig, der eine Netzanschluss- und Netzzugangsbehinderung als missbräuchliches Verhalten einstuft, sofern kein Nachweis erbracht ist, dass die Mitbenutzung aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist. § 29 GWB enthält zwar Sonderregelungen für die Energiewirtschaft in Gestalt von Elektrizität und leitungsgebundenem Gas. Der Begriff Gas in § 29 GWB soll trotz weitem Anwendungsbereich nur der Gasdefinition des § 3 Nr. 19a EnWG entsprechen¹⁹, weshalb Wasserstoff, der nicht wasserelektrolytisch erzeugt worden ist, nicht in den Anwendungsbereich des § 29 GWB fällt. Diese Norm findet zudem auf den Betrieb des Wasserstoffnetzes keine Anwendung, da sie nur Versorgungsunternehmen, d. h. Wasserstofflieferanten betrifft und im Wesentlichen entgeltbezogen ist.

¹⁹ Körber, in: Immenga/Mestmäcker 2014: Wettbewerbsrecht, 5. Auflage, § 29 GWB Rn. 34.

B Europäischer Rechtsrahmen

Die Europäische Union kann aufgrund der Kompetenzen im Europäischen Primärrecht (Vertrag über die Europäische Union bzw. Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union) gegenüber den Mitgliedstaaten bestimmte Vorgaben für die Umsetzung eines einheitlichen EU-Binnenmarktes oder die Energiepolitik machen. Während Verordnungen unmittelbar in jedem Mitgliedstaat gelten, bedürfen Richtlinien der Umsetzung in nationales Recht. Durch Europäische Verordnungen und Richtlinien hat die Europäische Union einen Rechtsrahmen geschaffen, der die leitungsgebundene Energieversorgung betrifft. Eine eigene Verordnung oder Richtlinie für den Transport von Wasserstoff besteht bisher nicht.

1. Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2009/73/EG

Nach Art. 1 Abs. 1 S. 1 der Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (Gasrichtlinie) werden in dieser Richtlinie gemeinsame Vorschriften für die Fernleitung, die Verteilung, die Lieferung und die Speicherung von Erdgas erlassen.

Nach Art. 1 Abs. 2 der Gasrichtlinie gelten die mit dieser Richtlinie erlassenen Vorschriften für Erdgas, einschließlich verflüssigtem Erdgas (LNG), auch in nichtdiskriminierender Weise für Biogas und Gas aus Biomasse oder anderen Gasarten, soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren. Die Gasrichtlinie geht mithin ganz klar davon aus, dass die vorgesehene Regulierung nur Erdgasnetze betrifft, auch wenn in diese Erdgasnetze etwaige andere Gasarten eingespeist werden.

In der Gasrichtlinie wird der Begriff „Gas“ verwendet, aber nicht definiert. Anhaltspunkte für eine etwaige Begriffsbestimmung ergeben sich aus der Definition des Gasversorgungsvertrags in Art. 2 Nr. 34 der Gasrichtlinie. Ein Gasversorgungsvertrag ist danach ein Vertrag über die Lieferung von Erdgas, mit Ausnahme von Gasderivaten; Gasderivate sind nach Art. 2 Nr. 35 der Gasrichtlinie Finanzinstrumente, die Erdgas betreffen. Dies lässt darauf schließen, dass aus sprachlichen Gründen eine Abweichung erfolgt, inhaltlich aber nur Erdgas erfasst sein soll.

Nach Art. 4 der Gasrichtlinie bedarf der Bau und Betrieb von Erdgasanlagen einer Genehmigung. Auch in dieser Norm werden nur Erdgasanlagen in Bezug genommen, was darauf schließen lässt, dass nur Erdgasanlagen in den Anwendungsbereich der Gasrichtlinie fallen sollen.

2. Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie unterscheidet in Art. 7 Abs. 1 UAbs. 2 schon zwischen dem Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch aus Gas, Elektrizität und Wasserstoff.

Nach Art. 19 Abs. 7 S. 1 b) ii) der EE-Richtlinie 2018/2001 wird bei den Angaben zum Herkunftsnachweis die Auflistung „Gas, einschließlich Wasserstoff“ verwendet. Wasserstoff soll zwar bezüglich des Herkunftsnachweises als Gas eingeordnet werden. Die EE-Richtlinie geht aber davon aus, dass Gas und Wasserstoff zwei verschiedene Stoffe sind.

Aus der Tabelle in Anhang III „Energiegehalt von Brennstoffen“ zur EE-Richtlinie 2018/2001 wird ersichtlich, dass Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen als „Erneuerbare Brennstoffe, die aus verschiedenen erneuerbaren Quellen produziert werden können, darunter auch Biomasse“ gefasst wird.

C Bisherige Äußerungen der Bundesnetzagentur

Nachdem im Jahr 2013 die ersten Wasserstoffeinspeiseprojekte starteten, kamen aufgrund der Anwendbarkeit der Biogaseinspeiseregelungen einige Rechtsfragen auf, zu denen sich die Bundesnetzagentur positionierte. Anschließend wurde ein Positionspapier entwickelt und mit der Branche konsultiert. Das finale Papier wurde 2014 veröffentlicht.²⁰ Das Positionspapier beinhaltet Fragen rund um die Einspeisung von Wasserstoff in die Erdgasinfrastruktur, auf die heutigen Fragestellungen ist das Papier somit nur bedingt anwendbar. Durch die Beteiligung der gesamten Branche war die Akzeptanz des Papiers damals sehr hoch. Im Nachgang wurde vereinzelt kritisiert, die Regeln würden die Einspeisung unnötig erschweren.

Wichtigster Punkt ist dabei wohl, dass die Netzbetreiber, an deren Netz eine Wasserstoffeinspeiseanlage angeschlossen werden soll, sich mit den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern austauschen müssen, um sensible Kunden zu identifizieren. Diese sind durch die Interoperabilität des Gasnetzes geschützt, dürfen also darauf vertrauen, ein Gas zu erhalten, was den Spezifikationen der G 260 entspricht. Da es sich bei Wasserstoff nicht um Austauschgas (wie synthetisches Methan), sondern um Zusatzgas handelt, ist der zulässige Anteil auf maximal 9,9 Prozent beschränkt. Sobald jedoch ein entsprechender Kunde am Netz angeschlossen ist, der mit diesen Anteilen nicht zurechtkommt (in der Regel sind es die Erdgastankstellen), limitieren die Anforderungen des Kunden die Höhe der zulässigen Einspeisung (beispielhafte Auflistung s. G 262).

Nicht überzeugen kann die Auffassung, dass der Kunde zwar einen Anspruch auf eine Versorgung mit „Gas“ habe, nicht jedoch auf eine bestimmte Qualität. Somit könne man auch reinen Wasserstoff transportieren. Da jedoch alle Gasverbrauchsgeräte auf die G 260 abgestimmt sind, hieße das in der Folge, dass der Kunde das gelieferte Gas nicht gefahrlos nutzen könnte. Das kann nicht im Sinne des EnWG sein.

²⁰https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/Gas/Einspeisung_Wasserstoff_u_synth_Methan/PosPapier2014.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

D Umgang mit der aktuellen Fragestellung

In diesem Kapitel wird aufgezeigt, wie mit der derzeitigen Fragestellung und der vorliegenden Rechtslage umgegangen wird, sowohl mit Blick auf vorliegende Projekte als auch in der Netzentwicklungsplanung. Zudem wird ein Ausblick gegeben wie das Thema Wasserstoff im Rahmen des Dialogprozess Gas 2030 mit Hinblick auf die Nationale Wasserstoffstrategie behandelt wurde.

1. Rückmeldung an Projektierer

Für Projektierer, die von der Bundesregierung einen Zuschlag als Reallabore erhalten haben, ist die vollständige Anwendbarkeit des EnWG bei der Integration von Wasserstoff in das Gasnetz gesichert. Sie genießen als grüner Wasserstoff die Privilegien der Biogaseinspeisung beim Netzanschluss und Netzzugang, sowie Einspeisung und Transport. Sofern die Reallabore sich bei der Marktabfrage der FNB zu den Grüngasprojekten beteiligt haben, finden sie auch in der sog. „Grüngasvariante“ des NEP Gas 2020-2030 Berücksichtigung in der Netzentwicklungsplanung.

2. Betrachtung von Wasserstoff in Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Strom

Die Übertragungsnetzbetreiber hatten bereits im letzten Szenariorahmen Strom 2019-2030 (Juni 2018) Annahmen bezüglich der Wasserstofftechnologien Power-to-Wasserstoff und Power-to-Methan getroffen. Diese Annahmen beruhten auf einer Studie der FfE aus dem Jahr 2017.²¹ Die Bundesnetzagentur bestätigte damals eine installierte Leistung für 2030 im Rahmen von 1 bis 3 GW für PtG-Anlagen.

Diese Annahmen haben die Übertragungsnetzbetreiber im neuen Szenariorahmen Strom 2021-2035 (Januar 2020) deutlich erhöht, wobei sie eine Bandbreite von Wasserstoff-Elektrolysekapazitäten von 2,5 GW in Szenario A 2035, 5,0 GW in Szenario B 2035 und 7,5 GW in Szenario C 2035 annehmen. In allen Szenarien wurde eine zusätzliche Kapazität von 0,5 GW von Wasserstoff-Elektrolysekapazitäten mit anschließender Methanisierung angenommen.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur drängt es sich auf, diese Annahmen an den aktuellen Beschlüssen des Bundeskabinetts zur Nationalen Wasserstoffstrategie vom 10. Juni 2020 zu spiegeln. Demnach sollen in Deutschland bis 2030 bis zu 5,0 GW Elektrolysekapazitäten errichtet werden. Weitere 5,0 GW sollen nach Möglichkeit bereits bis 2035, spätestens aber bis zum Jahr 2040 entstehen, womit eine Gesamtleistung der Wasserstoffelektrolyseure von 10,0 GW erreicht wird. Die Möglichkeit einer vollständigen Realisierung von 10,0 GW bis zum Jahr 2035 wird im Szenariorahmen nicht unterstellt. In Szenario C 2035 wird allerdings mit einer angenommenen Leistung von 8,0 GW von einer signifikanten Überschreitung der Mindestmenge von 5,0 GW ausgegangen. Dies ist konsistent mit der grundlegenden Ausrichtung des Szenario C 2035, in welchem die Sektorenkopplung am stärksten ausgeprägt ist. Für die Szenarien B 2035/2040 wird unterstellt, dass die zusätzlichen 5,0 GW erst bis zum Jahr 2040 errichtet werden. Dementsprechend wird für das Szenario B 2035 eine installierte Leistung in Höhe von 5,0 GW und für das Szenario B 2040 in Höhe von 10,0 GW

²¹ <https://www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2018>.

prognostiziert. In Szenario A 2035 wird aufgrund der grundlegenden Ausrichtung der geringsten Sektorenkopplung eine Verzögerung des Ausbaus der Wasserstofftechnologie angenommen und eine installierte Elektrolyseleistung von 3,0 GW unterstellt.

Je nach Auslastung und Wirkungsgrad der Elektrolyseanlagen könnten nach Ansicht der Bundesregierung in 2030 etwa 14 TWh Wasserstoff bei 5 GW Gesamtleistung im Inland produziert werden. Aktuell wird in Deutschland jährlich jedoch bereits Wasserstoff im Umfang von ca. 70 TWh in der Industrie genutzt, der zu großen Teilen auf Basis fossiler Energieträger erzeugt wird. Sollte die sehr energieintensive Stahlproduktion, wie geplant, von der Hochofenroute auf das wasserstoffbasierte Verfahren der Direktreduktionsmetallurgie umgestellt werden, würde dies einen sehr großen zusätzlichen Wasserstoffverbrauch zur Folge haben. In der Wasserstoffstrategie geht man Schätzungen zufolge davon aus, dass für die Transformation der heimischen Stahlproduktion hin zu einer treibhausgasneutralen Produktion bis 2050 über 80 TWh Wasserstoff benötigt werden. Weitere Einsatzfelder mit erheblichem Potenzial für Wasserstoff wären der Mobilitätssektor sowie die Umstellung des Heizwärmemarktes von Öl oder Erdgas auf Wasserstoff.

Angesichts dieser Zahlen ist es aus heutiger Sicht nicht wahrscheinlich, dass die für die Energiewende benötigten großen Mengen an grünem Wasserstoff hauptsächlich in Deutschland produziert werden, da die zur Erzeugung von grünem Strom verfügbaren Erzeugungskapazitäten begrenzt sind. Aus diesem Grund werden große Anteile des Wasserstoffbedarfs importiert werden müssen. Hierzu werden derzeit internationale Kooperationen angestoßen, deren Ziel der Aufbau einer internationalen Wasserstoffinfrastruktur ist. Umso dringlicher stellt sich die Frage, wie diese Wasserstoffmengen zu den Nutzern transportiert werden und wie der dafür bereit zu stellende Ordnungsrahmen auszugestalten ist.

Zur weiteren Aufteilung und Regionalisierung der deutschen PtG-Anlagenleistung betrachteten die Übertragungsnetzbetreiber das Substitutionspotenzial in den verschiedenen Sektoren.²² Die Regionalisierung beinhaltete im letzten Szenariorahmen 2019-2030 folgende Methodik:

PtX	Vorschrift
reine Elektrolyse	20 % der Elektrolyseleistung anteilig des Wasserstoffbedarfs in der Industrie über ganz Deutschland 80 % der Elektrolyseleistung anteilig des Wasserstoffbedarfs in der Industrie mit Nord-Süd-Gefälle
Elektrolyse und Methanisierung	20 % der Elektrolyseleistung anteilig des CO ₂ -Potenzials von Biomethananlagen über ganz Deutschland 80 % der Elektrolyseleistung anteilig des CO ₂ -Potenzials von Biomethananlagen mit Nord-Süd-Gefälle

²² Auf das Substitutionspotenzial für Wasserstoff und die Annahmen aus der Kurzstudie Power-to-X der FfE von 2017 wird in Kapitel V noch ausführlich eingegangen. Diese werden als Einflussfaktoren auf eine mögliche Wasserstoffnetzstruktur betrachtet.

Tabelle 2: Methodik zur Regionalisierung der PtX-Leistung im Szenariorahmen für den NEP Strom 2030 (Quelle: FfE 2017: Kurzstudie Power-to-X, S. 39).

Regionalisiert wurde die Elektrolyseleistung anhand des Industriebedarfs an Wasserstoff, da in diesem Sektor das Substitutionspotenzial am höchsten eingeschätzt wurde. Die Methanisierungsleistung wurde anhand der räumlichen Verteilung von Biomethananlagen regionalisiert, da angenommen wurde, dass eine CO₂-Quelle in der Nähe der Power-to-Methan Anlage sein müsse, um einen kostenintensiven Transport zu vermeiden.

Insgesamt ergab sich somit das folgende Bild:

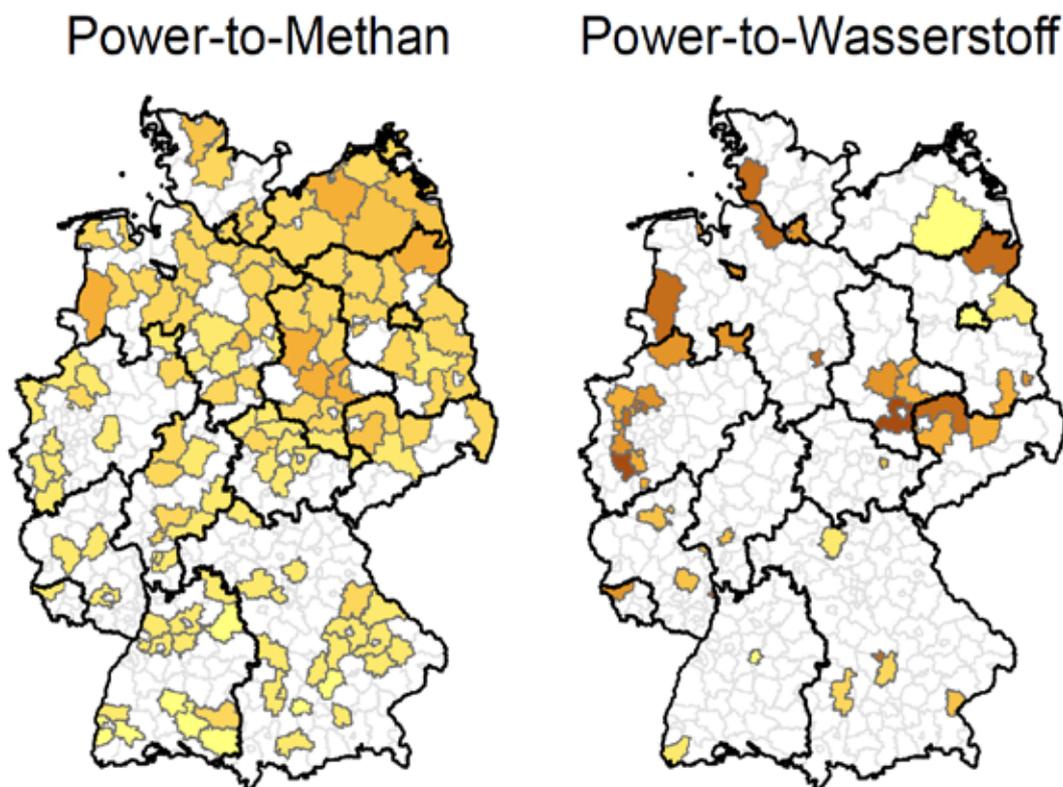


Abbildung 5: Regionalisierung der PtX-Leistung im Szenariorahmen für den NEP Strom 2019-2030 (Quelle: Vgl. FfE 2017: Kurzstudie Power-to-X, S. 41)

Die Regionalisierung erfolgte auf NUTS-3 Ebene (landkreisscharf). Diese Ebene reichte für die Zuordnung zu Netzknoten im Übertragungsnetz und somit zur Berechnung der Lastflüsse im Netzentwicklungsplan Strom aus. Es wurden also keine genauen Standorte dieser Anlagen modelliert, sondern lediglich die potentiellen Landkreise.

Bisher gingen die Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Strom-Netzentwicklungsplanung also davon aus, dass sich Power-to-Wasserstoff Anlagen in der Nähe der industriellen Verbrauchszentren von Wasserstoff ansiedeln würden.

Diese soeben beschriebenen Grundsätze sind im aktuellen Prozess Szenariorahmen/NEP Strom von den Übertragungsnetzbetreibern modifiziert worden. Zwar wird in Szenarien A 2035 und B 2035 weiterhin die angenommene Elektrolyseleistung bedarfsorientiert an Industriestandorten mit hohem Wasserstoffbedarf verortet. In Szenario C 2035 werden aber 3,0 GW der angenommenen Elektrolyseleistung nicht nach dem Bedarf der Industrie verortet, sondern in nördlichen Regionen Deutschlands mit hoher Einspeisung von Erneuerbaren Energien und damit übertragungsnetz-freundlich regionalisiert. Dabei ist allerdings folgendes zu berücksichtigen:

Einerseits werden bei der Wasserstoffelektrolyse Wasser und Strom in Wasserstoff (70 %), Sauerstoff und Wärme (30 %) umgewandelt. Wenn Elektrolyseanlagen in der Nähe von industriellen Verbrauchern angesiedelt werden, ist es möglich, die bei der Elektrolyse entstehende Wärme und den Sauerstoff wieder dem Produktionsprozess zuzuführen. Hierdurch wird die Energieausbeute verbessert und damit der Wirkungsgrad erhöht. Dieser Faktor wird in der Regionalisierungsmethode der Übertragungsnetzbetreiber bereits vollumfänglich berücksichtigt. Andererseits ist eine Speicherung des Wasserstoffs notwendig. Hierzu bieten sich unterirdische Kavernen an, die für die Speicherung von Wasserstoff ausgebaut werden können. Diese Kavernen sind in ausreichender Zahl in Norddeutschland vorhanden.

Bei einer Regionalisierung nach dem Industrieaufkommen mit hohem Wasserstoffbedarf würde der Hauptteil der Elektrolyseleistung in Süd- und Mitteldeutschland verortet. Eine Regionalisierung nach dem Speicherpotenzial würde hingegen eine Verortung in Norddeutschland bedingen. Im Sinne einer integrierten Netzplanung setzt eine solche stromseitige Allokation der Elektrolyseure allerdings eine funktionsfähige Wasserstofftransportinfrastruktur voraus, die eine Speicherung des Wasserstoffs im Norden und einen Transport zu den Verbrauchsschwerpunkten in Mittel- und Süddeutschland ermöglicht. Diese kann durch Umstellung von Teilen des Erdgasnetzes in Wasserstoffleitungen und/oder durch entsprechenden Neubau realisiert werden.

Eine Verortung der Wasserstoffelektrolyseleistung zu 2/3 im nördlichen Teil Deutschlands und zu 1/3 im südlichen Teil, mag insofern im Sinne einer integrierten Netzplanung zu vernünftigen Ergebnisse führen. Diese Methode hat den Vorteil, dass sie das Stromübertragungsnetz nicht übermäßig stark belastet, wodurch kein unnötig hoher Netzausbaubedarf forciert wird (sog. Netzorientierung).

3. Betrachtung von Wasserstoff in Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Gas

Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden in der Bestätigung zum Szenariorahmen Gas 2020-2030 verpflichtet, für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 zwei Modellierungsvarianten zu berechnen. Die erste Modellierung erfolgt ausschließlich mit bestehenden Grüngasprojekten (sog. Basisvariante) und die andere mit bestehenden und geplanten Grüngasprojekten (sog. Grüngasvariante).

Dadurch soll insbesondere die Zuordnung von einzelnen Projekten zu hierfür erforderlichen Bedarfen ermöglicht werden. Bei der Modellierung der Grüngasvariante für das Jahr 2025 werden die Grüngasprojekte berücksichtigt, die bei den FNB gemeldet und berücksichtigt wurden. Bei der Modellierung der Grüngasvariante für das Jahr 2030 ist mit Blick auf die Konsistenz zu den Annahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2019-2030 von einer maximalen Elektrolyseleistung in Höhe von maximal 2,8

GWel auszugehen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben insgesamt nachvollziehbar und transparent zu beschreiben, wie sie in der Modellierung vorgegangen sind.

Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden darüber hinaus verpflichtet, verbindliche Kriterien für die Berücksichtigung und Aufnahme von Grüngasprojekten in zukünftige Netzentwicklungspläne zu entwickeln und diese mit dem Markt zu konsultieren. Die methodische Herangehensweise bei der Berücksichtigung von Grüngasprojekten hat konsistent zu den Annahmen der Stromnetzentwicklungsplanung zu erfolgen.

Der am 1. Juli 2020 von den FNB bei der Bundesnetzagentur vorgelegte Entwurf des Gasnetzentwicklungsplans 2020-2030 enthält sowohl Erdgasleitungen, die auf Wasserstoff umgestellt werden sollen, als auch neu zu errichtende Wasserstoffleitungen (vgl. Tabelle 52 und entsprechende Kartendarstellung im Konsultationsdokument²³).

Netzausbauvorschlag	2025			2030		
	Erdgas	Grüne Gase	Summe	Erdgas	Grüne Gase	Summe
Verdichterleistung in MW	405	0	405	405	0	405
Leitungen in km	1.592	471	2.064	1.594	1.294	2.888
- davon Neubau	1.592	82	1.674	1.594	151	1.746
- davon Umstellung	0	389	389	0	1.142	1.142
Investitionen* in Mrd. Euro	7,7	0,3	8,0	7,8	0,7	8,5

* inkl. GDRM-Anlagen, Armaturenstationen und sonstige Anlagen

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 3: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber (Quelle: FNB Gas 2020: Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030, S. 175)

Bei der Modellierung der Grüngasvariante sind die FNB schrittweise vorgegangen. Im ersten Schritt wurde die Grundlage für die Ermittlung der Netzausbaumaßnahmen/Umwidmungen bestimmt. Diese Grundlage ist die Definition eines potenziellen Wasserstoffnetzes, analog eines Art Startnetzes, welches sich aus den konkreten Standorten der angemeldeten Grüngasprojekte und einem deutschlandweiten visionären Wasserstoffnetz, welches der FNB Gas Verband Anfang 2020 vorgestellt hatte, zusammensetzt. Die Mehrheit der gemeldeten Projekte befinden sich in der Region West - also in Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen²⁴. Im zweiten Schritt wurden die Leitungen ermittelt, die von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können (Erdgasmodellierung). Im dritten Schritt, wurde eine Modellierung des Wasserstofftransports in einem separaten Wasserstoffnetz aus den identifizierten, umgestellten Erdgasleitungen und von erforderlichen Neubauleitungen durchgeführt (Wasserstoffmodellierung). Darüber hinaus wurde die Beimischung von Wasserstoff oder synthetischem Methan in das bestehende Erdgasnetz modelliert.

Der von den FNB vorgeschlagene Ausbauplan beinhaltet bis 2030 insgesamt 1.142 km Erdgasleitungen die auf reinen Wasserstofftransport umgestellt werden sollen und den Neubau von 151 km Gasleitungen, wovon 94

²³ vgl. FNB Gas 2020: Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030, S. 169 und 170; Karte Ergebnis der Grüngasvariante – Wasserstoffnetz 2025 und 2030, https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_2020_nep_entwurf_de.pdf

²⁴ vgl. FNB Gas 2020: Konsultationsdokument Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030, S. 151; Karte Grüngasprojekte aus der Marktpartnerabfrage, Anschluss ans FNB Netz.

km für den reinen Wasserstofftransport vorgesehen sind. Mit diesem Vorschlag sind bis 2030 zusätzliche Gesamtkosten im Vergleich zur Basisvariante in Höhe von 662 Mio. Euro verbunden. Fraglich ist, welche Annahmen bei den Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten für diese Abschätzung zugrunde liegen. Aus den Kostenübersichten geht hervor, dass für den Neubau von Wasserstoffleitungen dieselben Kosten pro Kilometer angenommen werden wie für Erdgasleitungen. Es erfolgt jedoch keine genaue Erläuterung dieser Annahme. Auch die notwendigen Kosten für die Umstellung einer Leitung werden nicht erklärt. Im aktualisierten Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2020-2030 wird von der Verwendung „individueller projektspezifischer Kostenermittlungen“ gesprochen. Was dies genau bedeutet, erschließt sich jedoch nicht unmittelbar und ist ohne weitere Erläuterung nicht nachvollziehbar. Zudem fehlen für den Netzbetrieb wesentliche Maßnahmen wie Verdichter.²⁵ Auch welche Kosten und Maßnahmen für die Erweiterung und Anbindung von Wasserstoffherzeugern und -abnehmern entstehen, wurde nicht beziffert und beantwortet. Eine Einschätzung zur Höhe der notwendigen Kosten für Wasserstoffinfrastruktur ist zu diesem Zeitpunkt daher noch nicht verlässlich möglich.

Der Netzausbauvorschlag, den die FNB nach Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse am 1. Juli 2020 formal eingereicht haben und über den die Bundesnetzagentur zu entscheiden hat, hat gem. der rechtlichen Einschätzung unter IVA5 jedoch keine neu zu bauenden Wasserstoffleitungen zu enthalten. Ob eine formale Genehmigung bei einer Umstellung von Erdgasleitungen zu Wasserstoffleitungen zu erfolgen hat, ist im weiteren Verfahrensverlauf zu prüfen.

Im Entwurf des Netzentwicklungsplans schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber die Umsetzung dieser Maßnahmen unter dem Vorbehalt einer Änderung der bestehenden gesetzlichen und untergesetzlichen Regelungen vor. Der derzeit für den Bau, den Betrieb, den Zugang sowie die Nutzung von (Erd-) Gasversorgungsnetzen geltende Rechtsrahmen solle auf den Bau, den Betrieb, den Zugang sowie die Nutzung von reinen Wasserstoffnetzen ausgedehnt werden.

Auch der Abschluss eines Realisierungsfahrplanes zwischen dem Projektvorhabenträger und dem jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an § 39 GasNZV wird als Vorbehalt für die Umsetzung der Maßnahmen genannt. Zudem erklären die FNB, dass eine Entscheidung, welches Unternehmen die jeweilige Maßnahme durchführen wird, erst vor dem Hintergrund der erforderlichen Änderung der bestehenden rechtlichen und regulatorischen Regelungen zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen könne.

Darüber hinaus geben die FNB einen Ausblick auf die Behandlung von Grünen Gasen in den kommenden Netzentwicklungsplänen. Die von den FNB genannten Kriterien für die Berücksichtigung von Grüngasprojekten geben erste Anhaltspunkte, wie zukünftige Grüngasprojekte in zukünftigen Plänen verbindlich Eingang finden könnten. Diese Kriterien werden nun in der anstehenden Konsultation durch die Marktteilnehmer bewertet und von der Bundesnetzagentur auf ihre Angemessenheit überprüft werden müssen.

²⁵ vgl. ebd., S. 168, Tabelle 48: Ergebnisse der Grüngasvariante.

4. Dialogprozess Gas 2030 des BMWi (Erste Bilanz Oktober 2019)

Im Dezember 2018 hat das BMWi den Dialogprozess Gas 2030 gestartet. Nach diversen Workshops wurde eine erste Bilanz am 08.10.2019 veröffentlicht. Inhaltlich gibt es ein klares Bekenntnis zunächst zum Energieträger Erdgas, vor allem aber zu anderen gasförmigen, CO₂-neutralen Energieträgern, hauptsächlich Wasserstoff. Ohne diese Energieträger sei die Energiewende nicht umsetzbar. Neben diesem allgemeinen Bekenntnis wird die industriepolitische Bedeutung und das große Potenzial von Wasserstoff als Einsatzstoff und Energieträger herausgestellt²⁶. Die wichtigsten Punkte des Dialogprozesses Gas 2030²⁷ mit möglichen Auswirkungen auf die Infrastruktur werden in der Folge kurz dargestellt:

- Eine reine Selbstversorgung Deutschlands mit grünem oder blauem Wasserstoff werde nicht zu realisieren sein. Es bedürfe daher einer für Importe geeigneten Infrastruktur (z. B. Ausbau der Grenzkuppelstellen).
- Bestehende Wasserstoffnetze sollen genutzt und erweitert werden. Außerdem sollen neue Leitungen gebaut werden und ggf. Erdgasleitungen umgewidmet werden.
- „H₂-Readiness“ sei als langfristiger Transformationsprozess notwendig für die Wasserstoffeinspeisung. Die Kosten und technischen Implikationen werden in einem BMWi-Gutachten bis Oktober 2020 untersucht. An anderer Stelle des Papiers wird eine flächendeckende Wasserstoffeinspeisung kritisch gesehen. Eine separate Wasserstoffinfrastruktur sei vorteilhafter als eine großflächige Beimischung ins Erdgasnetz. Insbesondere die Industrie sehe die Einspeisung „nicht als prioritäre Option“. Stattdessen könne man den derzeit genutzten Wasserstoff künftig durch grünen oder blauen Wasserstoff ersetzen.
- Eine Regulierung von Wasserstoffnetzen sei, auch vor europäischem Hintergrund, noch zu diskutieren.
- Es bedürfe künftig eines europäisch abgestimmten sektorenübergreifenden Netzentwicklungsplans.
- Die Auslastung der Gasnetze auf Verteilernetzebene könnte sinken. Dem müsse ggf. regulatorisch begegnet werden.
- Es bestehe ein erhebliches industriepolitisches Interesse, die Wasserstoffmobilität auszubauen, um gegenüber den asiatischen Wettbewerbern nicht ins Hintertreffen zu geraten.

²⁶ Siehe hierzu die am 10.06.2020 von der Bundesregierung verabschiedete Nationale Wasserstoffstrategie (NWS), <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>.

²⁷ Vgl. BMWi 2019: Dialogprozess Gas 2030 - Erste Bilanz https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/C-D/dialogprozess-gas-2030-erste-bilanz.pdf?__blob=publicationFile&v=4

V Einflussfaktoren auf die künftige Netzstruktur

In diesem Kapitel wird dargestellt, welche Faktoren in welcher Art und Weise die weitere Entwicklung der Wasserstoffnetzstruktur beeinflussen können. Die Hauptfaktoren sind dabei der künftige Gas- und Wasserstoffbedarf, die künftige Wasserstoffherzeugung sowie die Beimischungsgrenzen für die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz. In Abschnitt D werden die sich daraus ergebenden möglichen Wasserstoffnetzstrukturen aufgezeigt.

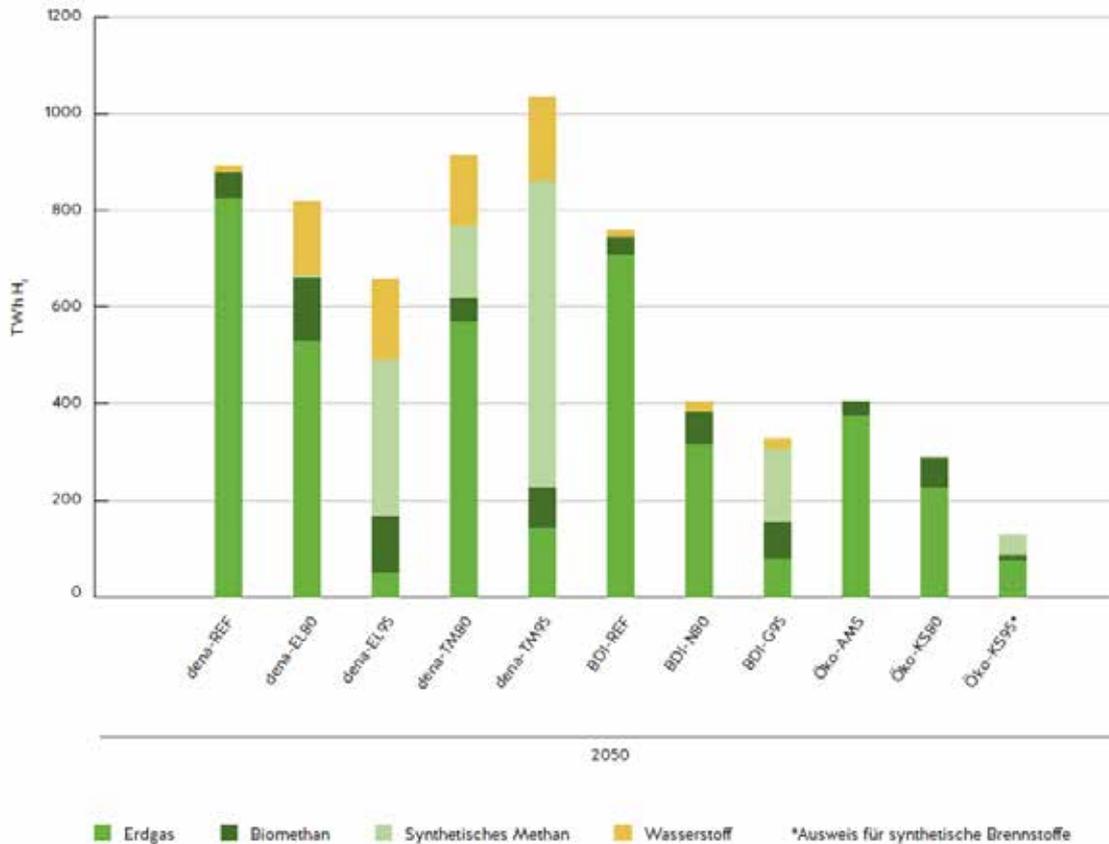
A Bedarf

Ausschlaggebend für einen möglichen Ausbau des Wasserstoffnetzes ist als erstes der zukünftige Bedarf an Wasserstoff. Dabei ist sowohl relevant, inwiefern neben Wasserstoff andere Energieträger bzw. Rohstoffe verwendet werden, als auch in welchen Sektoren und damit einhergehend an welchen Standorten der Wasserstoffbedarf bestehen wird.

Grundsätzliche Treiber der Wasserstoffnachfrage sind u. a. die Wasserstoff-Gestehungskosten für die verschiedenen Erzeugungsarten (darunter fallen dann auch die Kosten der Elektrolyse), die Transportkosten, die Kosten des Einsatzes von konkurrierenden Energieträgern sowie eine mögliche politische Wasserstoffstrategie mit Förderinstrumenten oder anderen nachfragelenkenden Instrumenten.

Energieträger

Unabhängig davon, ob Studien von einem Technologiemieszenario oder einer All-Electric-World ausgehen, würde im Jahr 2050 ein Bedarf an verschiedenen gasförmigen Energieträgern bestehen, wie Abbildung 6 zeigt. Der Bedarf könnte sowohl über Beimischung ins Erdgasnetz als auch über reinen Wasserstoff aus einem Wasserstoffnetz gedeckt werden. Diese Annahme, zusammen mit Annahmen zu Beimischungsgrenzen (s. Kapitel VC) hätte einen Einfluss darauf, ob sich parallele Netz-Infrastrukturen für die verschiedenen Energieträger entwickeln.



Quelle: BDI 2018, dena 2018, Öko-Institut/ Fraunhofer ISI 2015, Prognos AG

Abbildung 6: Gasbedarfsentwicklung bis zum Jahr 2050 (Quelle: FNB Gas 2019: Szenariorahmen Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, S.44)

Sektoren

Verschiedene Studien haben sich bereits intensiv mit der zukünftigen Verwendung von Wasserstoff beschäftigt (z. B. dena-Leitstudie). Ergebnis ist, dass es vor allem in den Sektoren Industrie und Verkehr wahrscheinlich ist, dass der Wasserstoffverbrauch in den nächsten Jahren zunimmt. Im Gebäude- und Stromsektor wird aufgrund der noch notwendigen Erprobung der Wasserstofftechnologien und der aufwendigen technischen Anpassungen zunächst keine Zunahme erwartet. Dieser Auffassung sind grundsätzlich auch einige Verbände (DVGW²⁸, BDI²⁹). Auf die Studie der FfE aus 2019, die u. a. mit den Annahmen aus der dena-Leitstudie und der Studie der FfE aus 2017 für die Übertragungsnetzbetreiber arbeitet, wird im Folgenden Bezug genommen, da die Wasserstoffverbräuche regionalisiert dargestellt werden. Dies ist für die Herleitung der künftigen Wasserstoff-Netzstruktur ein entscheidender Faktor.

Die Studie verwendet nachfolgende Eingangsdaten (s. Tabelle 4) für den Wasserstoffbedarf der Sektoren Industrie und Verkehr, die anschließend anhand unterschiedlicher Kriterien regionalisiert ausgegeben

²⁸ Vgl. DVGW 2019: Positionspapier vom 22. Juli 2019 zum Gas 2030-Dialog des BMWi.

²⁹ Vgl. BDI 2019: Eine Industrie-Roadmap für den Einsatz klimafreundlicher Gase.

werden. Die konkreten Zahlen sind dabei nicht entscheidend für die Netzstruktur, sondern vielmehr die Größenordnung sowie die Verteilung bzw. Ballung der Verbräuche.

Szenariodaten	2017	2020	2030	2040	2050
H ₂ -Bedarf Verkehr (energetisch) in TWh	0	0	18	55	92
H ₂ -Bedarf Industrie/GHD (energetisch) in TWh*	0	0	19	29	64
H ₂ -Bedarf Industrie (energetisch) in TWh	0	0	18,7	28,6	63
H ₂ -Bedarf Industrie (nicht-energetisch) in TWh**	69	67	58	52	48

* inklusive GHD-Sektor ** In der Studie inkl. Stahlherstellung. Wasserstoffverbrauch für Stahlherstellung konnte nicht verifiziert werden, deshalb herausgerechnet

dena-Leitstudie
Kurzstudie Power-to-X, FfE

Tabelle 4: Eingangsdaten der FfE-Studie für den Wasserstoffbedarf (Quelle: FfE 2019: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S. 17)

Für den Sektor Industrie wird unterschieden zwischen der stofflichen Nutzung von Wasserstoff als Rohstoff in der Erzeugung und der energetischen Nutzung von Wasserstoff, also zu rein energetischen Zwecken wie Strom- oder Wärmeerzeugung. Hinter der energetischen Nutzung steht die Annahme, dass auf längere Sicht Erdgas durch Wasserstoff substituiert werden könnte, um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen.

Aus Abbildung 7 wird ersichtlich, dass der Wasserstoffverbrauch vor allem rund um die bereits bestehenden Wasserstoffcluster und Verbrauchszentren zunehmen würde. Dementsprechend wäre es möglich, dass die dort bestehenden Wasserstoffnetze ausgeweitet und evtl. die Cluster durch Leitungen verbunden werden.

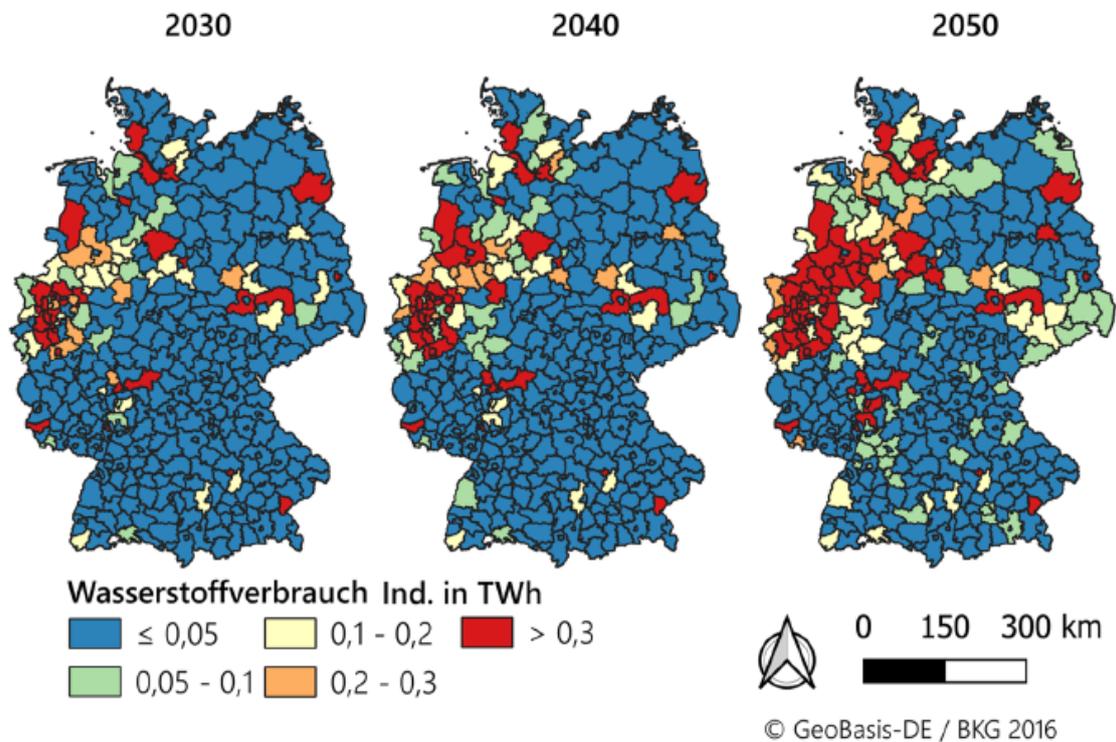


Abbildung 6: Wasserstoffverbrauch Industrie (energetisch und stofflich) (Quelle: FfE 2019: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S.22)³⁰

³⁰In der Studie wurde in dieser Betrachtung der Wasserstoffverbrauch für die Stahlherstellung herausgerechnet, da dieser nicht verifizierbar gewesen sei. Allerdings plant die Stahlindustrie den kompletten Produktionsprozess von der Hochofenroute (mit Erdgas) auf die Direktreduktionsmetallurgie (mit Wasserstoff) umzustellen. Allein bei der thyssenkrupp Steel Europe AG am Standort Duisburg entsteht dadurch ein Bedarf von 7 Mrd. Nm³/Jahr im Jahr 2050 (vgl. FNB Gas 2019: Szenariorahmen für den NEP Gas 2020 – 2030, S. 35).

Für den Verkehrssektor zeigt Abbildung 8, dass der Wasserstoffverbrauch über ganz Deutschland verteilt ansteigen würde. Besonders hohe Verbräuche entstehen entlang der hoch frequentierten Verkehrsachsen sowie in Ballungsgebieten aufgrund der Flughäfen und der hohen Zahl an Fahrzeugen. Der FfE-Studie sind die regionalisierten Wasserstoffverbräuche aufgeschlüsselt nach Verkehrsträgern (PKW, LKW, Bahnverkehr, Luftverkehr, Binnenschifffahrt) zu entnehmen. Für den Verkehrssektor ist es denkbar, dass die Wasserstofftankstellen bzw. Flughäfen oder Häfen per LKW versorgt oder über ein Wasserstoffverteilernetz beliefert werden.

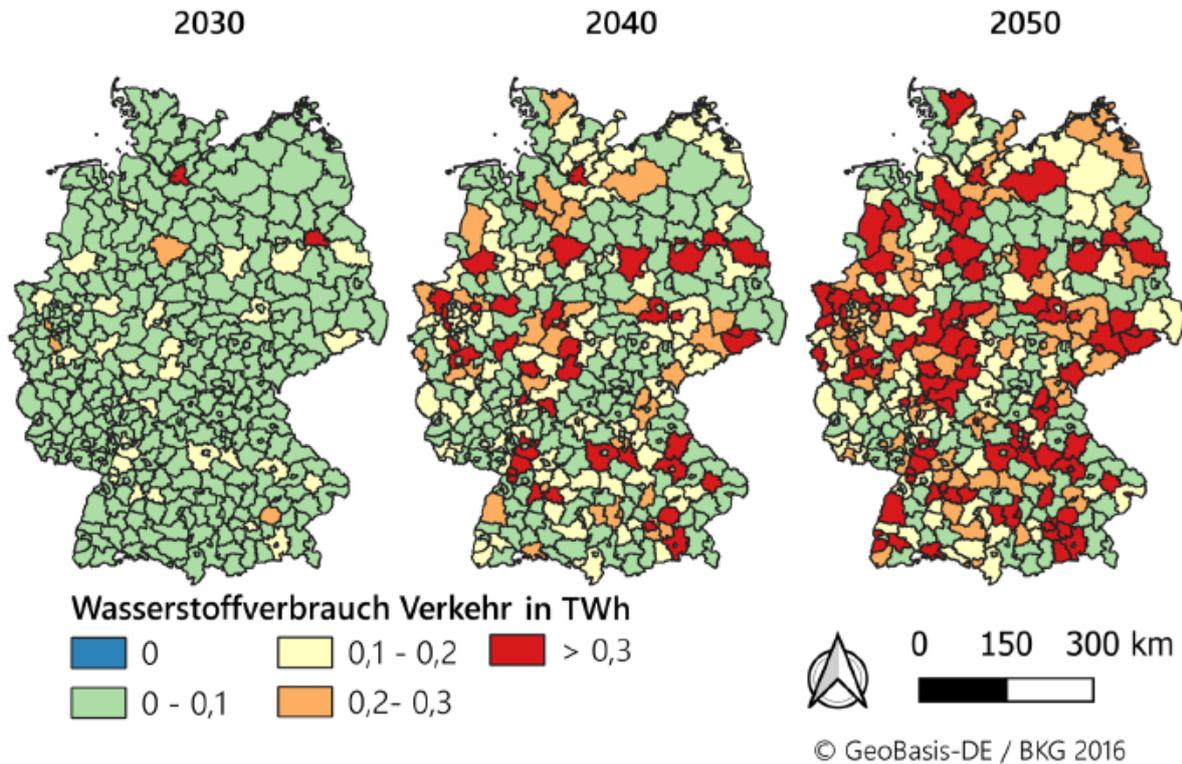


Abbildung 7: Wasserstoffverbrauch Verkehr (Quelle: FfE 2019: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S.29)

Abbildung 9 fasst den Verbrauch der beiden Sektoren zusammen.

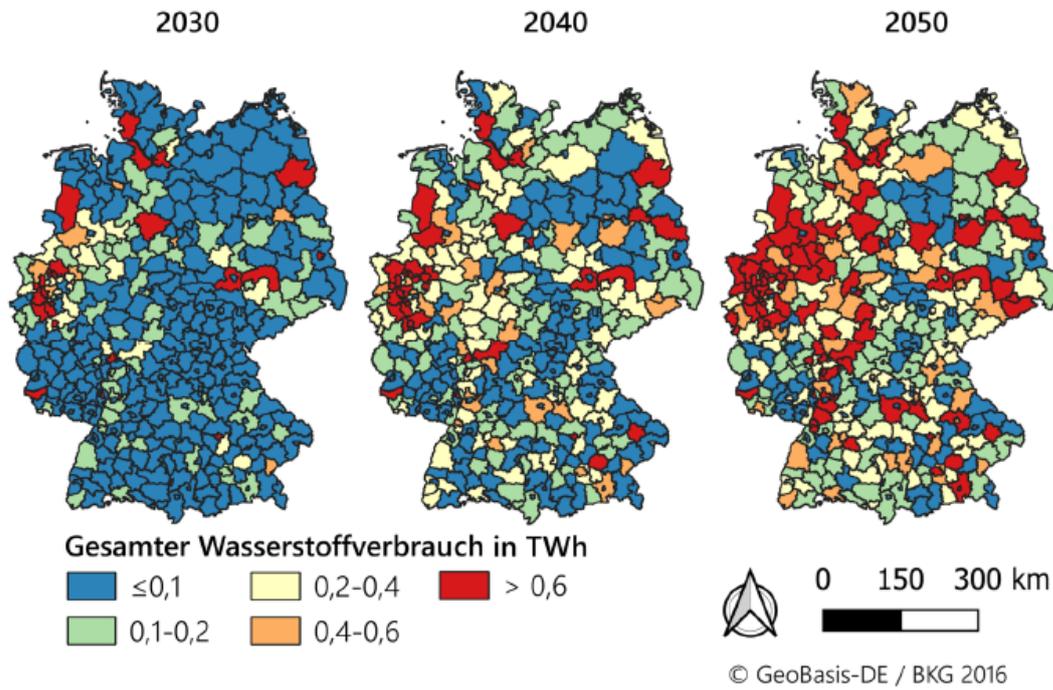


Abbildung 8: Gesamter Wasserstoffverbrauch Industrie und Verkehr (Quelle: FfE 2019: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S. 29)

B Erzeugung

Ein weiterer entscheidender Faktor für die Entwicklung des Wasserstoffnetzes ist die örtliche/ regionale Verteilung der zukünftigen Wasserstoffherzeugung. Es ist sehr schwierig vorherzusagen, wie und wo der Wasserstoff zukünftig produziert wird, da dies von vielen Faktoren abhängig ist. Insbesondere die Unsicherheiten bezüglich zukünftiger gesetzlicher Regelungen oder Förderprogramme, die einen großen Einfluss sowohl auf die Art als auch auf den Ort der Erzeugung haben, machen eine Einschätzung schwierig. Dennoch werden hier die mögliche Entwicklung der Herstellungsarten sowie die entsprechenden Einflussfaktoren aufgezeigt.

Wasserstoff lässt sich grundsätzlich in verschiedenen Verfahren herstellen. Zum einen können Kohlenwasserstoffe (wie z. B. Erdgas) aufgespalten werden, um Wasserstoff zu isolieren. Zum anderen kann Wasser z. B. durch den Einsatz von Elektrizität in die beiden Elemente Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt und diese anschließend separat verwendet werden. Letzteres Verfahren ist seit über 200 Jahren bekannt und erprobt. Neben diesen beiden Verfahren gibt es auch noch andere, wie z. B. die Methanpyrolyse, bei der das Methan in einem Hochtemperaturprozess in Wasserstoff und Kohlenstoff in reiner Form gespalten wird. Diese Verfahren sind allerdings noch in der Forschungsphase.

„Grauer“ und „Blauer“ Wasserstoff

Die Dampfreformierung ist bei der industriellen Wasserstoffproduktion in Reinstqualität (größer 99,99 Prozent Reinheit) das übliche und wirtschaftlichste Verfahren, insbesondere bei den derzeitigen Erdgaspreisen. Dabei wird bei einer Temperatur von circa 800° Celsius in einem Pre-Reformer bei einem Druck von 25 bis 30 bar das Methan in Wasserstoff und Kohlenmonoxid aufgespalten. Das Kohlenmonoxid wird anschließend mittels eines Katalysators und Sauerstoff in Kohlendioxid umgewandelt. Um äußerst hohe Reinheitsgrade bei der Wasserstoffherstellung z. B. für den Einsatz im medizinischen Sektor zu erreichen, wird der so abgeschiedene Wasserstoff mittels Ab- und/oder Adsorptionsanlagen weiter gereinigt und veredelt. Das Verfahren der Dampfreformierung wird von den großen Wasserstoffproduzenten (z. B. Linde/Praxair und Air Liquide) in industriellen Maßstäben für ihre Großkunden (z. B. Stahlindustrie und Düngemittelproduzenten) angewendet.

Bei der Wasserstoffproduktion aus Methan stellt sich die Frage der Verwendung der nach Trennung der Wasserstoffmoleküle verbleibenden Kohlenstoffoxide. Bei den bisher angewendeten industriellen Produktionsverfahren werden diese oftmals in die Umgebungsluft abgegeben und erhöhen somit die Treibhausgaskonzentration. Daher wird diskutiert, das Kohlenmonoxid bzw. -dioxid mit der sogenannten CCS-Technologie (Carbon dioxide capture and storage) in unterirdische (ehemalige Erdgas- oder Öl-) Lagerstätten zu verpressen. Dabei wird auf deutsche, aber auch z. B. norwegische Lagerstätten in der Nordsee verwiesen. Auch russische Gasfelder kommen dafür in Frage. Das von Equinor, Shell und Total 2017 gegründete Projekt „Northern Lights“ hat ein konkretes Konzept für eine Verpressung von CO₂ in den Sandstein-Aquiferformationen in 2000 m Tiefe unter dem Meeresspiegel vor der norwegischen Küste erarbeitet und bietet die gesamte Logistikkette von der Verflüssigung des CO₂ über den Transport per Schiff und die Einlagerung an. Langfristig soll sich das CO₂ mit dem Gestein verbinden. Bisher gibt es zwei Industriekunden, die künftig je 400.000 Tonnen CO₂ einlagern wollen. Das Projekt soll 2023/24 in Betrieb

gehen. Laut norwegischem Ölministerium liegt das Potential zur Speicherung im norwegischen Kontinentalschelf bei 80 Gigatonnen CO₂.³¹

In Deutschland gibt es diesbezüglich mehr Vorbehalte. Zwei Aspekte werden bei den Vorschlägen für die Verwendung der „Abfall“-Produkte oft ausgeblendet. Zum einen ist eine Verpressung in ehemalige Lagerstätten, je nach Konzept, keine endgültige Beseitigung eines „ungewollten“ Stoffes, sondern nur eine temporäre Verbringung ohne ein nachhaltiges Entsorgungskonzept. Zum anderen, bestehen in der (deutschen) Bevölkerung Bedenken und Sorgen gegen eine Lagerung von Kohlenmonoxid und -dioxid in unterirdischen Lagerstätten.

Bei einer Gewinnung von Wasserstoff aus z. B. Methan und einer gleichzeitigen unterirdischen Lagerung der Kohlenstoffoxide spricht man von „blauem Wasserstoff“ (im Gegensatz und zur Unterscheidung von „grünem Wasserstoff“). Teilweise wird die Befürchtung geäußert, dass die Nutzung von blauem Wasserstoff zu einem lock-in-Effekt führen und der Weg für grünen Wasserstoff versperrt werden könnte. In der öffentlichen/fachlichen Diskussion scheint es weniger Vorbehalte bezüglich eines Importes von blauem Wasserstoff zu geben.

„Anthrazitfarbener“ und „Grüner“ Wasserstoff

Bei der Diskussion von PtG wird i. d. R. eine Wasserspaltung mittels Elektrizität als Produktionsverfahren unterstellt. Der deutsche Chemiker Johann Wilhelm Ritter hat dieses Verfahren vor circa 220 Jahren entdeckt und praxistauglich weiterentwickelt. Der Wirkungsgrad dieses Verfahrens liegt bei modernen Elektrolyseuren zwischen 70 und 80 Prozent. Vorteilhaft an diesem Verfahren ist, dass, wenn der eingesetzte Strom aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wurde, die Wasserstoffproduktion weitestgehend ohne Kohlendioxidemissionen erfolgt. Die Anlagen, die in Deutschland bislang in das Erdgasnetz einspeisen, produzieren grünen Wasserstoff.

Künftige Standorte von PtG-Anlagen sind schwer vorherzusehen. Grundsätzlich sollten PtG-Anlagen rein aus Sicht der Stromnetzverträglichkeit besser im Norden oder direkt am Verbrauchsort des Wasserstoffs installiert werden, um keine zusätzliche Last im Süden zu bewirken. Bei erfolgtem Netzausbau ist diese Argumentation jedoch hinfällig. Derzeit gibt es keinerlei gesetzliche Verpflichtung, die es vorschreibt, PtG-Anlagen netzverträglich zu installieren. Rein betriebswirtschaftlich gesehen, gibt es aufgrund der deutschlandweiten Preiszone keinen Anreiz für einen Anlagenbetreiber seine Anlagen in den Norden zu bauen.

Beides könnte sich durch eine entsprechende Strategie der Politik oder Förderprogramme ändern. Denkbar wäre eine Förderung für PtG-Anlagen, die Wasserstoff unter Verwendung erneuerbaren Stroms oder generell netzdienlich erzeugen. Dies hätte einen erheblichen Einfluss auf die Standortentscheidung.

In der Diskussion ist auch eine Erzeugung des Wasserstoffs im Ausland, zum Beispiel in sonnigeren Gebieten mit hohem PV-Potential. Anschließend würde der Wasserstoff verflüssigt und per Schiff nach Deutschland gebracht. Dies bringt jedoch einige Probleme bei der Auswahl des Standortes mit sich. Wüstenregionen sind zum Beispiel trotz des hohen PV-Potentials nur eingeschränkt nutzbar, da bei der Elektrolyse viel Wasser (1,5

³¹ Vgl. Energiate Gasmarkt 8/9 2019, S. 18.

Liter pro Nm³, 1 kW Elektrolyseur produziert ca. 0,18 Nm³/h) benötigt wird. Selbst deutsches Trinkwasser muss im Vorfeld noch gereinigt werden, bestenfalls nutzt man destilliertes Wasser. Dies dürfte in vielen Fällen ein Engpass sein. Zudem setzt dieses Konzept eine Verflüssigungs- und Regasifizierungsinfrastruktur voraus, was mit Wirkungsgradverlusten einhergeht.

Fazit - Lösung der "Unsicherheits-Problematik" für die weitere Prüfung

Für die in diesem Papier vorgesehene Einschätzung zu Regulierungsansätzen für Wasserstoffnetzen, ist bei dem Einflussfaktor Erzeugung die Betrachtung wichtig, ob man zukünftig davon ausgehen kann, dass in den Verbrauchszentren nicht mehr genügend Wasserstoff erzeugt wird, bzw. es nicht genügend dezentrale Einspeiser geben wird, sodass Verbrauch und Erzeugung regional auseinanderfallen und längere Transportleitungen nötig werden. Wenn an den Verbrauchszentren nicht genügend Wasserstoff erzeugt wird, ist es für die Frage der Regulierungsbedürftigkeit der Netze theoretisch nicht von entscheidender Bedeutung, wo genau oder wie der Wasserstoff dann produziert wird. Beispielsweise ist es für die Notwendigkeit einer Zugangsregulierung (Betrachtung unter VIA2) nicht wesentlich, wie lang eine Leitung ist oder ob sie aus Bayern oder aus Niedersachsen in das Verbrauchszentrum im Ruhrgebiet führt. Dies spielt nur indirekt eine Rolle bei der Frage, wie wahrscheinlich ein Zugangsbegehren Dritter und eine Zugangsbereitschaft des Leitungsbetreibers sind und ob ein Nutzungswilliger hinreichende wettbewerbliche Alternativen zur Nutzung des leitungsgebundenen Wasserstoffs hat.

C Beimischungsgrenzen in Erdgasnetzen

Derzeit ist eine Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz gemäß DVGW Regelwerk G260 im einstelligen Prozentbereich möglich. Dabei ist jedoch Rücksicht zu nehmen auf die an das Gasnetz angeschlossenen Kunden. Aufgrund der rund 900 Erdgastankstellen ist das Einspeisepotential auf zwei Prozent limitiert, wobei der zulässige Grenzwert an keiner Stelle des Netzes überschritten werden darf. Dies stellt besonders in abnahmeschwachen Monaten ein Problem dar. An dieser Stelle ist auch die Schwäche vieler Berechnungen für das H₂-Einspeisepotential zu sehen, unter anderem auch in der DVGW-Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen.³² Hier wird regelmäßig ein bestimmter Grenzwert auf das komplette Netz angewendet. Nicht berücksichtigt wird häufig, dass der zulässige Grenzwert an keiner Stelle des Netzes überschritten werden darf. Da sich der eingespeiste Wasserstoff jedoch nicht gleichmäßig und unmittelbar im gesamten Netz verteilt, wird die Konzentration an einigen Stellen des Netzes überschritten („Wasserstoffblasen“), an anderen deutlich geringer sein. Selbst wenn es eine flächendeckende Wasserstoff-Einspeiseinfrastruktur geben würde, käme es örtlich immer zu von der Quote abweichenden Konzentrationen. Es ist also festzuhalten, dass das technische Potential nicht so hoch ist, wie es vielfach kommuniziert wird. Das volle Potential der Gasinfrastruktur kann ausgeschöpft werden, wenn man den zusätzlichen Schritt der Methanisierung wählt.

Die Erdgasbranche fordert seit langem eine Erhöhung der zulässigen Grenzwerte³³, um ein höheres Zumischpotential zu erreichen. Ziel ist es, die zulässige Grenze schrittweise auf 100 Prozent zu erhöhen. Dies bringt jedoch eine Vielzahl von Problemen mit sich. Deutschland als Gastransitland ist an europäische Regeln zur Gasqualität gebunden. Diese zu ändern braucht Zeit, nationale Alleingänge sind hier nicht hilfreich. Das zu wasserstoffhaltige Gas würde an der Grenze schlicht abgelehnt. Selbst wenn das Netz und viele seine unmittelbaren Komponenten wie Verdichter mit höheren Wasserstoffkonzentrationen zurechtkämen, gilt das noch lange nicht für alle Netzkomponenten. Die Messeinrichtungen, insbesondere die Prozessgaschromatographen, müssten vollständig ersetzt werden, da sie derzeit nicht in der Lage bzw. dafür zugelassen sind, Wasserstoff zu messen. Dies ist für eine korrekte Abrechnung eichrechtlich allerdings zwingend nötig.

Noch schwerwiegender wird die Situation allerdings bei Betrachtung der an das Netz angeschlossenen Geräte und Kundenanlagen. Diese müssten im Rahmen einer Marktraumumstellung ausgetauscht werden. Anders als bei der Umstellung von L- auf H-Gas würde wohl vielfach ein schlichter Düsen austausch nicht reichen, da wasserstoffhaltige Gase ein anderes Brennverhalten aufweisen. Da es sehr unwahrscheinlich ist, dass neue Geräte entwickelt werden können, die bei gleicher Energieeffizienz und vergleichbaren Abgaswerten in der Lage sind, sowohl reines Erdgas (welches Stand jetzt noch genutzt werden müsste) als auch reinen Wasserstoff verbrennen zu können, müsste die zulässige Wasserstoffgrenze schrittweise erhöht werden (bspw. erst 30 Prozent, dann 60 Prozent, schließlich 100 Prozent Wasserstoff). Das wiederum führt dazu, dass gleich mehrere Geräteumstellungen (wie bei der aktuellen Marktraumumstellung) notwendig werden: zunächst die, bei der alle Geräte gegen solche getauscht werden müssen, die bis zu 30 Prozent Wasserstoff vertragen. Im zweiten

³² <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201617-ptg-potenziale-verteilnetze-abschlussbericht.pdf>.

³³ z. B. <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-09042019-mehr-wasserstoff-technisch-sicher-verankern/>.

Schritt müssen diese Geräte wiederum gegen solche ausgetauscht werden, die z. B. 60 Prozent Wasserstoff vertragen. Und in einer weiteren Umstellung müssten die Geräte dann gegen solche mit der Eigenschaft, bis zu 100 Prozent Wasserstoff nutzen zu können, ausgetauscht werden. Zum Vergleich: die Austauschquote bei Gasheizungen liegt bei unter zwei Prozent pro Jahr, es dauert also mehr als 50 Jahre, bis der Anlagenbestand sich einmal komplett erneuert hat. Die Marktraumumstellung von L- auf H-Gas betrifft lediglich ein Viertel der deutschen Kunden und dauert ca. 15 Jahre.

Insbesondere in der Anfangszeit einer solchen Dekarbonisierungsstrategie wird reiner Wasserstoff, besonders grüner, ein gefragtes hochwertiges Gut sein. Seine stofflichen Eigenschaften gehen bei einer Beimischung allerdings verloren. Der beigemischte Wasserstoff steht der gezielten stofflichen Nutzung, beispielsweise in der Stahlindustrie mit ihren hohen Bedarfen und den hohen Klimaeffekten, nicht mehr zur Verfügung. Eine spätere Abtrennung des Wasserstoffs aus dem Gemisch ist lediglich mit erheblichem Aufwand und Verlusten möglich und steht nicht flächendeckend zur Verfügung.

D Denkbare Wasserstoffnetzstruktur

Aus den oben aufgeführten Faktoren lassen sich einige grundsätzlich wahrscheinliche Szenarien für die zukünftige Wasserstoff- und Gasnetzstruktur herleiten. Zunächst lässt sich aus den Einflussfaktoren Gasbedarf und Beimischungsgrenzen prognostizieren, ob sich parallele Infrastrukturen entwickeln werden oder der Wasserstoff ins Gasnetz beigemischt werden wird. Wie soeben im Kapitel VC beschrieben wurde, ist es sinnvoll und wahrscheinlich, dass die Beimischung nur bis zu einem bestimmten Prozentsatz erfolgt und sich ansonsten ein reines H₂-Netz entwickelt.

Hält man einen All electric-Ansatz ebenso wenig für realistisch wie gaseitig eine reine Wasserstoff-Zukunft oder einen reinen „Synthetisches Methan“-Ansatz, ergibt sich konsequenterweise ein Technologiemix-Szenario. Legt man dabei die Gasbedarfsentwicklung aus der dena-Leitstudie zugrunde (vgl. Abbildung 6, Kapitel VA), würde weiterhin ein Bedarf bestehen an verschiedenen Energieträgern bzw. Rohstoffen und es müssten parallele Infrastrukturen zum Transport von Gas (Erdgas und synthetisches Methan) und Wasserstoff bestehen. Es ist kaum vorstellbar, dass in den nächsten 10 bis 20 Jahren Gas in allen Sektoren vollständig durch Wasserstoff ersetzt wird. Sollte dieser Fall eintreten, müssten dennoch im Umstellungszeitraum parallele Infrastrukturen existieren, um die Versorgung sicherzustellen.

Ausgehend von dieser grundlegenden Annahme wären theoretisch folgende Wasserstoff-Netzstrukturen (parallel zum Gasnetz) denkbar:

Szenario I: Lokale Inselnetze

Szenario II: Lokale Inselnetze, zusätzlich einzelne lange Transportleitungen

Szenario III: engmaschige Verteilernetze, einzelne lange Transportleitungen

Die Auswahl der Szenarien begründet sich anhand der Einflussfaktoren Gas- und Wasserstoff-bedarf sowie Wasserstofferzeugung folgendermaßen:

Szenario I: Lokale Inselnetze

Welche Art von Netzstruktur sich entwickelt, hängt davon ab, in welchen Sektoren der Wasserstoffverbrauch sich verbreitet. Wird der Wasserstoffverbrauch lediglich in der Industrie (z. B. Stahl, Chemie etc.) zunehmen, könnte man aufgrund der lokalen Agglomeration von regionalen Inselnetzen ausgehen (vgl. Abbildung 7). Die derzeitigen Erzeuger könnten ihre Produktion ausweiten und den Bedarf regional decken (z. B. AirLiquide u. a. im Ruhrgebiet). Ebenso ist es denkbar, dass weitere Erzeuger von Wasserstoff sich direkt in den Verbrauchszentren ansiedeln.

Szenario II: Lokale Inselnetze, einzelne lange Transportleitungen

Sollte der Bedarf nicht durch regionale Erzeuger gedeckt werden können (da derzeit H₂ teilweise nur als Nebenprodukt in der Produktion anfällt), ist es denkbar, dass längere Transportleitungen notwendig werden, um Wasserstoff aus anderen Erzeugungsstandorten zu den Verbrauchsstandorten, z. B. im Ruhrgebiet, zu transportieren. Auch wären Importleitungen für Wasserstoff aus dem Ausland (grüner und blauer

Wasserstoff) vorstellbar. Es ist ebenfalls denkbar, dass sich aufgrund der Preisunterschiede auf den historisch gewachsenen lokalen Märkten Marktteilnehmer entscheiden, Verbindungsleitungen zwischen den Clustern zu bauen. Schließlich könnte ein entsprechendes Szenario durch gezielte politische oder regulatorische Vorgaben zur Allokation der Elektrolyseure entstehen, um die Transportbedarfe im Stromnetz nicht unbegrenzt wachsen zu lassen.

Ein Großteil der Studien geht davon aus, dass sich zunächst weitere lokale Cluster um Industriestandorte herum bilden. Diese würden in Form von Inselnetzen versorgt. Diese Inseln könnten dann wachsen, vergleichbar mit heutigen Fernwärmenetzen oder den Stadtgasnetzen der Vergangenheit, die sich um die Aufkommensquelle herum gebildet haben. Betreiber der Netze wären dementsprechend die bisherigen Betreiber der bestehenden Wasserstoffnetze sowie die Gasnetzbetreiber bei einzelnen umgewidmeten Gasleitungen. Dieses Szenario wird beispielsweise von den Partnern des Projekts Get H2 als wahrscheinlich angenommen.³⁴ Auch der BDI beschreibt in seinem Diskussionspapier eine Struktur, die, ausgehend von Inselnetzen, perspektivisch mit diesem Szenario vergleichbar ist.³⁵

Szenario III: engmaschige Verteilernetze, einzelne lange Transportleitungen

Geht man von einer Zunahme des Wasserstoffverbrauchs im Verkehrssektor aus, würde zur flächendeckenden Versorgung der Wasserstofftankstellen möglicherweise ein Verteilernetz notwendig (vgl. Abbildung 8). Für den Mobilitätssektor kann man noch zwischen den unterschiedlichen Mobilitätsoptionen unterscheiden, die ihrerseits wieder neue denkbare Netzstrukturen mit sich bringen könnten. Mit Wasserstoff betriebene Busse, Bahnen und mit Einschränkungen der Schwerlastverkehr, erfordern lediglich ein weit größeres Netz an Tankstellen als ein Individualverkehr mit Brennstoffzellenfahrzeugen. Im ersteren Fall sind wenige Punkte ausreichend, weil z. B. Busse und Bahnen jeweils an einem zentralen Punkt betankt werden, etwa dem Betriebshof oder einem Bahnhof. Würden hingegen alle mehr als 14.750 Tankstellen in Deutschland Wasserstoff anbieten, ist nicht davon auszugehen, dass die Belieferung per Trailer möglich bleibt. Ein Netz, das zumindest Städte und Autobahnen versorgt, wäre wohl notwendig. Die meisten Studien gehen davon aus, dass trotz der sich zuletzt verstärkenden Diskussionen um die Vorteile von Brennstoffzellenfahrzeugen gegenüber batteriebetriebenen Fahrzeugen Wasserstoff sich zunächst im Schwerlastverkehr und bei Bussen und Bahnen durchsetzen wird.

Obwohl es mittlerweile erste Brennstoffzellenheizungen gibt, ist der flächendeckende Einsatz von Wasserstoff zu Heizzwecken im Gebäudesektor unwahrscheinlich. Sollte es dennoch dazu kommen, wäre ein flächendeckendes Verteilernetz wie das heutige Gasnetz nötig und entspräche damit dem Szenario III. Verschiedene Branchenverbände und die Gasfernleitungsnetzbetreiber haben dem Szenario III entsprechende Ideen auf öffentlichen Veranstaltungen vorgetragen.

³⁴ <https://www.get-h2.de/>, insbesondere Karte der künftigen Netzstruktur.

³⁵ Vgl. BDI 2019: Eine Industrie-Roadmap für den Einsatz klimafreundlicher Gase.

VI Kriterien für die Regulierung von Wasserstoffnetzen

In diesem Kapitel sollen Kriterien erarbeitet werden, die eine Positionierung zur Regulierung von Wasserstoffnetzen in den beschriebenen denkbaren Szenarien ermöglichen. Dabei wird in Abschnitt A zunächst dargestellt, ob es Gründe gibt, die eine Regulierung notwendig erscheinen lassen und in Abschnitt B und C, in welcher Form diese ausgestaltet werden könnte.

A Sollten Wasserstoffnetze reguliert werden?

In diesem Abschnitt wird ökonomisch betrachtet, ob es Gründe gibt, die eine Regulierung von Wasserstoffnetzen sinnvoll erscheinen lassen.

Grund für eine Regulierung von natürlichen Monopolen ist es, den Missbrauch von Marktmacht zu verhindern sowie Verbraucherinteressen zu schützen. Ein natürliches Monopol entsteht durch Subadditivität der Kostenfunktion: **Ein** Unternehmen kann die Netzinfrastruktur immer günstiger bereitstellen als **mehrere** Unternehmen. Das Monopol ist daher kostenseitig grundsätzlich auch sinnvoll. Aufgrund des fehlenden Wettbewerbs liegen die Preise jedoch in der Regel oberhalb des volkswirtschaftlichen Optimums. Und es ist davon auszugehen, dass Einfluss auf die vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen ausgeübt wird. Die Regulierung soll daher Wettbewerb simulieren. Eine Regulierung wäre nicht notwendig, wenn ein Leitungswettbewerb möglich ist oder es sinnvolle und effiziente Alternativen zur Netznutzung bzw. Substitutprodukte gibt.

Somit sollte zur Beurteilung der Regulierungsbedürftigkeit zuerst geprüft werden, ob auf dem relevanten Markt ein natürliches Monopol besteht und anschließend ob ein Missbrauch von Marktmacht wahrscheinlich bzw. gegeben ist.

Im Rahmen dieses Papiers kann diese Frage nur allgemein qualitativ untersucht werden. Eine quantitative Untersuchung in Form einer Auswertung der Zahlen zur Erlös- und Kostenstruktur ist nicht möglich. Dazu wäre eine umfassende Untersuchung der bestehenden und der prognostizierten Wasserstoffmärkte und der heutigen und künftigen Marktverhältnisse nötig. Daher sind auch die aus der ökonomischen Prüfung resultierenden Schlussfolgerungen mit Vorbehalt zu sehen.

1. Marktabgrenzung und Vorliegen eines natürlichen Monopols

Wie in Kapitel IIIA beschrieben, wird ein Großteil des Wasserstoffs in Deutschland direkt am Ort der Erzeugung verbraucht und es findet kaum Handel statt. Es haben sich drei industrielle Nachfrage-Cluster entwickelt, in denen eine leitungsgebundene Infrastruktur existiert. In zwei dieser Cluster bestehen relativ verzweigte Wasserstoffnetze. Die jetzigen Betreiber der Wasserstoffnetze, z. B. Air Liquide und Linde, agieren als vertikal integrierte Unternehmen. Das heißt, sie betreiben das Wasserstoffnetz und liefern den größtenteils eigenerzeugten Wasserstoff an angeschlossene Kunden. Sie sind somit auf den Märkten Erzeugung, Transport und Vertrieb tätig. Außerhalb dieser Cluster sind nur wenige Informationen zu den genauen Nachfrage- und Bezugsstrukturen vorhanden. In einigen Fällen wird der benötigte Wasserstoff direkt vor Ort produziert, in anderen Fällen erfolgt die Belieferung per LKW-Trailer, z. B. für Wasserstoff-Tankstellen. Zumindest sind der BNetzA in Deutschland keine weiteren Wasserstoffnetze bekannt.

Zu Beginn einer ökonomischen Betrachtung muss der relevante Markt sachlich und räumlich abgegrenzt sowie die Anbieter- und Nachfragerstruktur definiert werden. Anschließend kann geprüft werden, ob auf dem relevanten Markt ein natürliches Monopol vorliegt.

Bei der **sachlichen Abgrenzung** des Marktes geht es um die Frage, inwiefern der Kunde das Produkt sachlich substituieren kann, d. h. inwiefern er das Produkt in seiner Funktion durch ein anderes ersetzen kann.

Ausgangspunkt ist nach ständiger Rechtsprechung das Bedarfsmarktkonzept.³⁶ Demnach sind bei der sachlichen Abgrenzung des Marktes dem relevanten (Angebots-)Markt alle Produkte oder Dienstleistungen zuzurechnen, die aus Sicht des verständigen Nachfragers hinsichtlich ihrer Verwendung ohne Umstellungsaufwand und -kosten funktionell austauschbar sind. Der Wasserstoff ist im Sinne dieser ökonomischen Definition insbesondere in den industriellen Nachfrage-Clustern funktionell nicht austauschbar, da es sich meist um chemische Prozesse handelt, die exakt diesen Rohstoff benötigen (stoffliche Nutzung). Außerhalb der Cluster wird der Wasserstoff wahrscheinlich sowohl stofflich als auch energetisch (z. B. an Wasserstoff-Tankstellen) genutzt werden und wäre auch hier nicht ohne Umstellungsaufwand (das heißt auch kurzfristig) funktionell austauschbar.

Für die **räumliche Abgrenzung** des relevanten Marktes stellt sich die Frage, inwiefern der Kunde das Produkt räumlich substituieren kann, d.h. inwiefern er das Produkt auf anderem Wege beziehen kann. „Der geographisch relevante Markt umfasst das Gebiet, in dem die beteiligten Unternehmen die relevanten Produkte oder Dienstleistungen anbieten, in dem die Wettbewerbsbedingungen hinreichend homogen sind und das sich von benachbarten Gebieten durch spürbar unterschiedliche Wettbewerbsbedingungen unterscheidet.“³⁷ Eine exakte Abgrenzung des Marktes ist ohne Sektoruntersuchung und nur anhand öffentlich zugänglicher Informationen schwierig. Vermutlich entspricht die räumliche Abgrenzung des Marktes in den Nachfrage-Clustern dem jeweiligen Netzgebiet, da der Kunde den Wasserstoff in der benötigten Menge nicht ohne Weiteres und ohne signifikante Preisunterschiede z. B. per LKW aus weiter entfernten Gebieten beziehen oder selbst erzeugen können wird. Das bedeutet auch, die räumlich abgegrenzten Märkte sind unter derzeitigen Gegebenheiten lokal auf die einzelnen Wasserstoffnetze begrenzt, da es keine Verbindungsleitung zwischen den Clustern gibt. Eine räumliche Abgrenzung des Marktes ist außerhalb der Cluster anhand des nur begrenzt vorliegenden Informationsumfangs schwieriger. Es ist nicht bekannt, inwiefern ein Wasserstoffnachfrager auf andere Bezugsquellen und -wege ausweichen könnte bzw. in welchen Gebieten die Wettbewerbsbedingungen hinreichend homogen sind. Denkbar wären z. B. Märkte, deren Größe sich durch die mit der Lieferentfernung steigenden Transportkosten des Trailertransports definiert.

In die Überlegungen einzubeziehen ist auch der Umstand, dass ein Teil der Wasserstoffnachfrage nicht ausschließlich auf das reine Produkt „Wasserstoff“, das zum Nachfrager transportiert wird, abzielt. In einer Reihe von hochintegrierten industriellen Prozessen ist die Nutzung von Wasserstoff (nur) wirtschaftlich(er), wenn z. B. gleichzeitig entstehende Abwärme oder auch der bei der Elektrolyse anfallende Sauerstoff in den industriellen Prozessen genutzt wird oder wenn Zwischenprodukte aus der industriellen Produktion für die Wasserstoffproduktion genutzt werden. Diese Nachfrage nach Wasserstoff stellt nicht auf eine Zulieferung durch Dritte ab, sondern ausschließlich auf eine integrierte Produktion vor Ort, die dann u.U. durch Subunternehmer oder durch Spezialfirmen erfolgt, aber nicht zu einem leitungsgebundenen Markt gehört.

Relevante Märkte sind damit zum einen die Märkte für Wasserstoff in den Netzgebieten der industriellen Nachfrage-Clustern. Außerhalb der Cluster wäre für eine Abschätzung der genauen räumlichen Abgrenzung der Märkte eine umfassendere Untersuchung nötig.

³⁶ Vgl. z. B. BGH, Urteil vom 6. Dezember 2011 – KVR 95/10 – BGHZ 192, 18 = WuW/E DE-R 3591 – Total/OMV

³⁷ Amtsblatt Nr. C 372 vom 09/12/1997 S. 6.

Ein natürliches Monopol liegt vor, wenn die Kostenfunktion im relevanten Bereich subadditiv ist, d.h. wenn es kostengünstiger ist, dass ein Produkt oder eine Dienstleistung von nur einem Unternehmen angeboten wird, in diesem Falle der Transport von Wasserstoff. Ein Indiz für ein **natürliches Monopol** könnte somit sein, dass die Wasserstoffverteilung für die nachgefragte Menge über Leitungen günstiger ist als über alternative Wege wie z. B. per LKW, da eine leitungsgebundene Versorgung für den relevanten Mengenbereich meist mit einer Subadditivität der Kostenfunktion in diesem Bereich einhergeht. Denn im Falle einer vorhandenen Netzinfrastruktur besteht eine natürliche Markteintrittsbarriere für andere Wettbewerber. In einem abgrenzbaren Gebiet wird mit zunehmender Nachfrage (d. h. in diesem Fall z. B. mit zunehmender Zahl von Wasserstoffanschlüssen) die Existenz eines natürlichen Monopols (das Vorliegen von Subadditivität im relevanten Bereich) wahrscheinlicher, da die Kostenfunktion meist erst ab einer ausreichend hohen nachgefragten Menge subadditiv ist.

In den Nachfrage-Clustern weist die leitungsgebundene Versorgung den Charakter eines natürlichen Monopols auf, da ein „Leitungswettbewerb“ bzw. der Betrieb oder Bau von Leitungen durch Dritte nicht zu beobachten ist und somit hohe Eintrittsbarrieren zu vermuten sind. Es scheint also kostengünstiger, dass nur ein Unternehmen die Transportaufgabe erfüllt. Diese Vermutung dürfte auf künftige Netze und Netzcluster übertragbar sein. Frühere Untersuchungen der Bundesnetzagentur zum sogenannten Leitungswettbewerb bei den Gasfernleitungsnetzen stützen diese Annahme.

In den Gebieten außerhalb der Cluster scheint der leitungsgebundene Transport für die nachgefragte Menge nicht kostengünstiger zu sein als der Transport per LKW, da sich offensichtlich noch keine Leitungsinfrastruktur entwickelt hat. Das heißt, die nachgefragte Menge ist bisher nicht ausreichend hoch, als dass sich der Bau von Leitungen lohnt und die Verbraucher dafür bezahlen würden. Aufgrund der anzunehmenden Kostenfunktion des LKW-Transports ist nicht von einer Subadditivität im relevanten Bereich und demnach auch nicht von einem natürlichen Monopol auszugehen.

2. Prüfung der Regulierungsnotwendigkeit

Zur Beurteilung der Regulierungsnotwendigkeit von Wasserstoffnetzen muss zusätzlich untersucht werden, ob ein möglicher Missbrauch von Marktmacht oder eine Diskriminierung auf dem Markt „Transport“ drohen. Das Vorliegen eines natürlichen Monopols allein begründet noch nicht die Notwendigkeit der Einführung einer Regulierung, wie der Vergleich mit anderen leitungsgebundenen Infrastrukturen, die den Charakter eines natürlichen Monopols aufweisen, im nächsten Kapitel (VIA3) zeigt.

Bei Vorliegen eines Missbrauchs von Marktmacht oder einer Diskriminierung könnte aus ökonomischer Sicht ein Einschreiten des Staates angezeigt sein, um ein ineffizientes Marktergebnis zu verhindern.

- Eine Zugangsregulierung wäre notwendig, wenn die Gefahr, dass es z. B. zur Verweigerung von Durchleitungen oder zur Verweigerung der Abnahme von Wasserstoff Dritter kommt, wahrscheinlich oder zumindest nicht zu vernachlässigen ist.
- Eine Entgeltregulierung wäre notwendig, wenn z. B. eine ineffiziente Preissetzung für den Wasserstofftransport zu befürchten ist und die Netzbetreiber Monopolrenditen abschöpfen könnten.

Derzeit sind auf den im vorherigen Abschnitt beschriebenen Märkten bisher keine Anzeichen für ein missbräuchliches Verhalten bekannt.

Ausgehend von der bestehenden Netzstruktur und der Annahme, dass in den Märkten ein natürliches Monopol vorliegt, wird im Folgenden für die drei denkbaren Infrastrukturszenarien eine Eintrittswahrscheinlichkeit der oben genannten Punkte abgeschätzt:

Szenario I: Lokale Inselnetze

- 1. *Zugangsregulierung*: Die derzeitigen Betreiber der Wasserstoffnetze agieren sowohl als Netzbetreiber als auch als Erzeuger. Solange sie in der Lage sind, den Wasserstoffbedarf aus der eigenen Erzeugung zu decken, besteht aus ökonomischer Sicht für sie grundsätzlich kein Anreiz, Dritten die Einspeisung in ihr Netz zu gewähren, da - nach ökonomischer Theorie - mit einem höheren Angebot an Wasserstoff (durch andere Erzeuger) die Preise sinken würden. Wenn die Anzahl an potentiellen Einspeisern zunehmen würde (z. B. durch Betreiber von Elektrolyseanlagen), wird der Anreiz für die etablierten Netzbetreiber immer geringer, ihr Netz zu öffnen, da sie in Konkurrenz zu den anderen Erzeugern treten würden. Sollten die derzeitigen Netzbetreiber aus eigenen Erzeugungskapazitäten den Bedarf nicht decken können, kann man davon ausgehen, dass die Netzbetreiber mit den Kosten für das Vorhalten des Leitungsnetzes und der entsprechenden Kapazitäten einen Anreiz haben, dass dieses auch genutzt wird. Dies ist z. B. der Fall, wenn sich die Wasserstoffnutzung zu einem Wachstumsmarkt entwickelt, bei dem die Nachfrage über dem Angebot liegt und die Betreiber der Netze ein Interesse entwickeln, Dritten Erzeugern den Netzzugang zu gewähren, weil sie allein die wachsende Nachfrage insbesondere nach grünem Wasserstoff nicht befriedigen können. In den jetzigen Inselnetzen gibt es durchaus andere Einspeiser neben den Betreibern der Netze, das bedeutet es kam bisher wohl nicht zu Zugangsverweigerungen, was durch die etablierten Geschäftsbeziehungen und die Synergien durch die Nutzung von Nebenprodukten in großen Industriegebieten zu erklären sein könnte.
- Anders verhält es sich bei neuen Abnehmern, die einen Netzzugang wünschen. Soweit die Netzkapazität es zulässt, dürften die Netzbetreiber kein Problem damit haben, weitere zahlende Verbraucher anzuschließen. Muss das Netz dazu ausgebaut werden, werden Zugang und die Kosten der Anbindung derzeit verhandelt. Auch hier könnte es je nach Interessenlage und Kostenstruktur zu einer Zugangsverweigerung kommen. Allerdings dürfte dies in erster Linie eine Frage des Preises sein.
 - → Zugangsregulierung scheint bei zunehmender Zahl an Einspeisern und einem Angebotsmarkt naheliegend, bei einem schnelleren Wachstum der Nachfrage nach Wasserstoff kann u.U. auch auf eine Zugangsregulierung verzichtet werden.
- 2. *Entgeltregulierung*: Wie oben beschrieben ist bisher kein missbräuchliches Verhalten (im Sinne einer erhöhten Preissetzung) seitens der Lieferanten bekannt. Die Betreiber wollen zwar die Infrastrukturkosten refinanziert haben. Allerdings ist ein Missbrauch von Marktmacht seitens der Netzbetreiber bei wenigen Abnehmern eher unwahrscheinlich. Bei einzelnen Industriekunden besteht grundsätzlich die Möglichkeit, dass sie abhängig von den Rahmenbedingungen den Standort wechseln, z. B. in ein Cluster mit besseren Bedingungen wandern, da die Märkte räumlich getrennt sind und damit unterschiedliche Preisniveaus herrschen.
 - → Entgeltregulierung scheint momentan noch nicht notwendig, hier wäre eine weitergehende Untersuchung des Marktes erforderlich, um ein missbräuchliches Verhalten festzustellen oder zu prognostizieren.

Szenario II: Lokale Inselnetze, einzelne lange Transportleitungen

- 1. *Zugangsregulierung*: Argumentation wie in Szenario I. Eine Zugangsregulierung wäre etwas naheliegender, damit weitere Erzeuger außerhalb der Verbrauchszentren in das Wasserstoffnetz einspeisen könnten. Da es sich bei den längeren Transportleitungen eventuell um umgewidmete Gasleitungen handelt, wäre es aufgrund der möglicherweise unterschiedlichen Interessenlagen der jetzigen und künftigen Netzbetreiber wichtig, neben grundsätzlich einheitlichen Regelungen auch angemessene Übergangsvorschriften zu schaffen.
 - → Zugangsregulierung bei zunehmender Zahl an Einspeisern naheliegend, bei einem schnelleren Wachstum der Nachfrage nach Wasserstoff kann möglicherweise auf eine Zugangsregulierung verzichtet werden.

- 2. *Entgeltregulierung*: Bezüglich der Notwendigkeit einer Entgeltregulierung ist zu unterscheiden, ob es sich bei den langen Transportleitungen um Leitungen handelt, die einzelne Erzeugungsstandorte mit den Verbrauchszentren verbinden oder um Verbindungsleitungen zwischen den Clustern. Im ersteren Falle ist die Abwägungssituation sehr ähnlich der im Szenario I. Das ändert sich sobald eine Verbindungsleitung besteht. Dann wäre der Markt nicht mehr räumlich begrenzt auf ein Cluster und ein Missbrauch von Marktmacht seitens der Netzbetreiber hängt von den Verhältnissen in den gekoppelten Märkten ab. Verschiedene Verhältnisse sind hier denkbar (vgl. auch Begründung zu Szenario I). Bspw. besteht bei räumlich getrennten Märkten noch ein „Standortwettbewerb“ zwischen den Märkten. D.h. neue Nachfrager oder auch bestehende Nachfrager, die eine Erweiterung anstreben, könnten grundsätzlich abhängig vom Preisniveau und unter Berücksichtigung der übrigen Rahmenbedingungen wählen, in welchem Cluster sie sich ansiedeln. Bei einer Verbindung der Märkte und der damit einhergehenden höheren Zahl von Nachfragern, wären die Betreiber der Netze allerdings nicht mehr so stark auf einzelne Nachfrager angewiesen und könnten die Preise entsprechend hoch setzen (ohne Berücksichtigung der Preiselastizitäten der Nachfrager). Darüber hinaus ist eine einmal vom Nachfrager getroffenen Standortentscheidung, auch und gerade im industriellen Bereich nicht mehr ohne weiteres rückgängig zu machen. Kunden sind insofern zumindest für eine relevante Zeitdauer gefangen. Abhängig davon, wer Betreiber der Verbindungsleitung ist, ist es auch denkbar, dass mit den Transportentgelten für die Verbindungsleitung die Preisniveaus in den Clustern beeinflusst werden sollen.
 - → Entgeltregulierung vorstellbar

Szenario III: Engmaschige Verteilernetze, einzelne lange Transportleitungen

- 1. *Zugangsregulierung*: Argumentation wie in Szenario I und II
 - → Zugangsregulierung bei zunehmender Zahl an Einspeisern naheliegend, bei einem schnelleren Wachstum der Nachfrage nach Wasserstoff kann womöglich auf eine Zugangsregulierung verzichtet werden

- 2. *Entgeltregulierung*: Der Unterschied zu Szenario I und II besteht vor allem in der deutlich höheren Zahl an Wasserstoffabnehmern. Die Netzstruktur würde sich ähnlich darstellen wie im Strom- und Gasbereich. Da jedoch keine Haushaltskunden mit Wasserstoff versorgt werden, gibt es weniger

angeschlossene Endkunden als im Strom- und Gasbereich. Durch die Versorgung der Tankstellen besteht eine direkte Auswirkung auf die Verbraucher. Daher lässt sich auch die Argumentation für die Regulierungsnotwendigkeit eines solchen Netzes aus dem Strom- und Gasbereich übernehmen. Die Alternative zur Netznutzung in Form der nicht leitungsgebundenen Belieferung der Wasserstofftankstellen mit z. B. LKW dürfte nur geringfügige Auswirkungen auf die Marktmacht der Netzbetreiber haben, da bei höherem Wasserstoffbedarf der Transport über Pipelines deutlich kostengünstiger sein dürfte.

- → Entgeltregulierung naheliegend

3. Vergleich zu Fernwärmenetzen und Mineralölleitungen

Um die Regulierungsnotwendigkeit von Wasserstoffnetzen besser einschätzen zu können, soll der Vergleich gezogen werden zu bisher unregulierten Infrastrukturen, die ebenfalls den Charakter eines natürlichen Monopols aufweisen könnten: den Fernwärmenetzen und den Mineralölleitungen.

Vergleich Fernwärmenetze:

Die Fernwärmeversorger agieren als vertikal integrierte Unternehmen. Sie betreiben die Wärmenetze und beliefern mit zumeist eigens erzeugter Wärme Industrie-/Gewerbekunden sowie Haushaltskunden. Betreiber von Wasserstoffnetzen handeln ebenso als vertikal integrierte Unternehmen, allerdings ist die Kundengruppe nicht so differenziert, da eine Belieferung von Haushaltskunden mit Wasserstoff nicht absehbar ist.

Fernwärmenetze basieren auf einem lokalen Kreislaufsystem mit Vor- und Rücklauf als in sich geschlossene Versorgungssysteme, in denen eine Wasser- oder Dampfeinspeisung Dritter technisch nicht einfach umzusetzen ist. Eine überregionale Verbindung zu anderen Fernwärmenetzgebieten besteht kaum. Es gibt lediglich einzelne Netze in räumlicher Nähe, die sich zusammenschließen. Verbindungen über längere Strecken sind aufgrund des Wärmeverlustes technisch nicht möglich. Die technisch anspruchsvolle Umsetzung einer Einspeisung Dritter und der technisch nicht sinnvolle Transport über längere Strecken sind hingegen bei Wasserstoffnetzen kein ernsthaftes Problem.

Das Bundeskartellamt hat im Jahr 2012 einen Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung Fernwärme vorgelegt. Das Bundeskartellamt erläuterte darin u. a. Unterschiede zu den Bereichen Strom und Gas, die zu einer entsprechend anderen Einschätzung der Regulierungsbedürftigkeit bei Fernwärme führten. Fernwärme könne nicht überregional von einem Netzgebiet in ein anderes geliefert werden. Da es sich bei Fernwärmenetzen um geschlossene Systeme mit bedarfsoptimierter Wärmeerzeugung handele, seien Netzzugänge durch Dritte im Sinne einer Durchleitung von Wärmemengen an eigene Kunden möglich, aber auf Ausnahmen beschränkt. Die reine Abnahme von Wärmemengen Dritter (i.S. eines Fremdbezugs von Wärme) funktioniere grundsätzlich, da ein Viertel der vertriebenen Wärmemenge bereits zugekauft sei. Eine Abnahmeverpflichtung sei rechtlich kaum durchsetzbar aufgrund der technischen Voraussetzungen. Eine Regulierung hätte voraussichtlich insbesondere aufgrund der Kleinteiligkeit und großen Anzahl an Wärmenetzen, hohe Systemkosten, von denen – im Unterschied zu Strom und Gas, wo die Netzregulierung Wettbewerb auf dem nachgelagerten Endkundenmarkt ermöglicht – zum gegebenen Zeitpunkt kein greifbarer Nutzen in Form von stärkerer Wettbewerbsintensität oder niedrigen Endverbraucherpreisen zu erwarten war. Im Gegensatz zu Strom und Gas könnten sich die Vorteile der Liberalisierung kaum auswirken,

da auch nach einer Entflechtung die Netze regional begrenzt mit einem dominanten Wärmeproduzenten blieben.³⁸

Ob die Situation in den Wärmenetzen sich im Zuge der Sektorenkopplung und des Einsatzes von Power-to-Heat-Systemen ändern wird, kann dahinstehen. Wärmenetze und Wasserstoffnetze unterscheiden sich technisch deutlich. Aus der Nichtregulierung der Wärmenetze kann daher nicht auf eine fehlende Regulierungsnotwendigkeit bei Wasserstoffnetzen geschlossen werden. Die technisch mögliche und voraussichtlich zunehmende Einspeisung Dritter würde für eine Zugangsregulierung sprechen. Sobald Verbindungsleitungen zwischen den Clustern entstehen und die Netze damit nicht mehr regional begrenzt wären (Szenarien II und III), hätte die Entflechtung der Netzbetriebsgesellschaften und die Einführung einer Entgeltregulierung das Potential, zu mehr Wettbewerb und niedrigeren Preisen zu führen. Im Fall einzelner Wasserstoff-Inselnetze (Szenario I) kann hingegen wie hier für Fernwärmenetze argumentiert werden, dass den Systemkosten einer Regulierung kein aufwiegender Nutzen in Form von stärkerer Wettbewerbsintensität oder niedrigen Endverbraucherpreisen gegenüberstünde.

Vergleich Mineralölleitungen:

Pipeline-Betreiber agieren als reine Netzbetreiber. Die Rohölleitungen verbinden vorrangig die Seehäfen mit Rohölanlandung mit den Raffinerien im Binnenland. Die Raffinerien sind dann für die Verteilung der Produkte über Produktenleitungen mit der weiterverarbeitenden Industrie oder mit Großabnehmern verbunden. Bezüglich der technischen Umsetzbarkeit ist sowohl Einspeisung als auch der Transport über weite Strecken möglich. Derzeit sind die Leitungen nicht innerhalb Deutschlands verbunden (vgl. Abbildung 11).³⁹

Im Bereich Mineralölleitungen gibt es bisher keine Ansätze, eine Regulierung einzuführen. Das Bundeskartellamt hat im Jahr 2011 eine Sektoruntersuchung „Raffinerien und Mineralölgroßhandel“ eingeleitet, die aber vorerst zurückgestellt wurde. Es ist unwahrscheinlich, dass es bei den Entgelten für Transport oder der Gewährung von Zugang zu einem Missbrauch von Marktmacht bzw. einer Diskriminierung kommt. Zum einen, da die Pipeline-Betreiber nicht selbst als Erzeuger agieren und zum anderen, da es insgesamt wenige Erzeuger und Abnehmer gibt (häufig 1 zu 1 Vertragsbeziehung) und die Pipeline-Betreiber selbst auch auf die Nutzung ihrer Pipeline angewiesen sind. In vielen Fällen ist es zudem so, dass die Importeure und Raffineriebetreiber selbst an den Pipelinebetreibergesellschaften beteiligt sind. In diesen Fällen kommt es ohnehin zu keinen Problemen.

Fazit: Die technische Umsetzbarkeit gestaltet sich bei Mineralöl ähnlich wie bei Wasserstoff, allerdings besteht eine andere Erzeuger-/Abnehmer-Struktur. Da die Pipeline-Betreiber, die nicht ohnehin von den Importeuren und Raffinerien kontrolliert werden, nicht als Erzeuger agieren und es weniger Abnehmer gibt als bei Wasserstoff, ist die Gefahr des Missbrauchs von Marktmacht bzw. die Diskriminierung Dritter noch geringer.

³⁸ Vgl. Bundeskartellamt 2012: Sektoruntersuchung Fernwärme, Abschlussbericht.

³⁹ Vgl. MWV 2019: Raffinerien und Pipelines in Deutschland. S. Anhang 2 des Dokumentes.

4. Entflechtung versus Zugangs- und Entgeltregulierung?

Vor 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.

Im bestehenden Entflechtungsregime des EnWG flankiert die Entflechtung durch ihre strukturellen Vorgaben die Regelungen zum diskriminierungsfreien Netzzugang und verhindert im Entgeltbereich Quersubventionen des wettbewerblichen Bereichs auf Kosten der Netznutzer. Gerade Letzteres sollte bei der Überlegung über die Einführung einer Entflechtung für Wasserstoffnetze berücksichtigt werden. So besteht die Gefahr bzw. in manchen Ansätzen die erklärte Absicht, dass Netznutzer des bisherigen Gasnetzes ein zukünftiges Wasserstoffnetz mit der Zahlung der Gasnetzentgelte subventionieren. Insbesondere dann, wenn diese zukünftigen Wasserstoffnetze für Industrieprozesse genutzt werden und den Netznutzern für die Zwecke einer sicheren Gasversorgung keinen Wert mehr bieten.

Insofern ist vorab festzuhalten, dass eine Entflechtung für Wasserstoffnetze nicht zum Selbstzweck etabliert werden, sondern vielmehr die Umsetzung einer möglichen Zugangs- und Entgeltregulierung im Wasserstoffsektor strukturell sicherstellen sollte. Wie weitreichend eine mögliche Entflechtung gehen sollte, hängt davon ab, wie ein mögliches, zukünftiges Infrastrukturszenario aussieht. Es ist dabei zu prüfen, ob der Markt oder die Infrastrukturen in diesem Bereich ausreichend entwickelt sind. Ansonsten können mögliche Entflechtungsvorgaben zu Ineffizienzen führen, die notwendige Investitionen verhindern.

Durch Ausnahmen von der Entflechtung könnte der Markteintritt von Unternehmen erleichtert werden, die bisher noch über keine entsprechende oder leicht anzupassende Infrastruktur verfügen. Es könnten aber auch durch konsequentere Entflechtung mögliche ineffiziente, parallele Infrastrukturen verhindert werden.

Wie auch immer ein mögliches Entflechtungsregime ausgestaltet wird, es sollte gewährleistet werden, dass für ein Unternehmen ein einheitliches Regulierungsregime gelten soll. So sollten Gasnetzbetreiber z. B. die bisherigen Entflechtungsvorgaben aus dem EnWG ebenso im Rahmen eines eigenen möglichen regulierten Wasserstoffregimes erfüllen.

B Wie könnte ein Zugangsregime aussehen?

1. Derzeitige Zugangsregime Biogas und Fernwärme

Zugangsregime Biogas:

Zu Beginn der Biogaseinspeisung gab es keinen privilegierten Netzzugang, wie ihn die GasNZV heute vorsieht. Die potentiellen Einspeiser mussten sich also mit dem Netzbetreiber auf einen Einspeisevertrag einigen. In der Praxis kam eine Einspeisung häufig nicht zustande, da der Netzbetreiber angab, dass das Netz über keine ausreichende Kapazität verfüge oder die Anschlussnehmer die Bedingungen des Netzbetreibers nicht erfüllen konnten. Die meisten Anlagen, die in dieser Zeit angeschlossen wurden, wurden von konzernverbundenen Unternehmen gebaut. Um die damaligen Einspeiseziele dennoch erreichen zu können, wurde der privilegierte Netzzugang etabliert, dessen wichtigste Neuerung war, dass Biogas einen Einspeisevorrang genießt und vom Gasnetzbetreiber vorrangig in sein Netz aufgenommen werden muss. Außerdem wurden die Kosten des Netzanschlusses zwischen Netzbetreiber und Einspeiser aufgeteilt. Da der Netzbetreiber den Netzanschluss nur noch unter den sehr strengen Voraussetzungen der technischen Unmöglichkeit oder der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit verweigern kann, waren zum Jahresende 2017 190 Anlagen angeschlossen.⁴⁰ Die Privilegierung hat also ihren Zweck erfüllt.

Zugangsregime Fernwärme:

In § 19 Abs. 2 Nr. 4 GWB ist festgelegt, dass marktbeherrschende Unternehmen grundsätzlich Anderen Zugang zum Netz gewähren müssen, sofern dies nicht betriebsbedingt oder aus sonstigen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist. Diese Regelung gilt auch für Fernwärmenetze. Allerdings hat dies bisher nicht zu einem Wettbewerb verschiedener Fernwärmeanbieter in einem Netz geführt. Als Gründe führt die Verbraucherzentrale Hamburg an, dass die technischen Vorgaben der Netzbetreiber nur schwer zu erfüllen seien. Außerdem fehle es z. B. an Regelungen zur Angemessenheit des Durchleitungsentgelts. Prinzipiell sei die fehlende Entflechtung ein Problem für die Berechnung von Entgelten.⁴¹

Tatsache ist, dass es keinen Wettbewerb innerhalb eines Fernwärmenetzes gibt. Die Kunden sind an den vollintegrierten Gebietsmonopolisten gebunden. Zwar ist grundsätzlich der Wechsel zu einem anderen Wärmemedium möglich; aufgrund der aufwendigen Investitionen (ggf. Abgasführung/Schornstein, Heizungskeller etc.) ist dies aber eher unrealistisch bzw. nur eine längerfristige Alternative. Insbesondere im Bereich kleinerer Wärmenetze, die z. B. Liegenschaften von Wohnungsbaugesellschaften versorgen, ist in entsprechenden zeitlichen Abständen allerdings ein Wettbewerb „um den Markt“ möglich und in diesem Bereich sind Versorgerwechsel zu beobachten. Das Bundeskartellamt hatte sich in seiner Sektorenuntersuchung aus dem Jahre 2012 gegen eine Regulierung analog zu Strom und Gas ausgesprochen. Stattdessen forderte es eine Erweiterung des § 29 GWB, der eine strengere Missbrauchsaufsicht über Strom-

⁴⁰ Vgl. Bundesnetzagentur 2018: Monitoringbericht, Tabelle 110, S. 360.

⁴¹ <https://www.hamburg-institut.com/images/pdf/studien/150427Prozent20PraxisberichtFernwaerme.pdf>.

und Gasversorger vorsieht, die bis heute nicht umgesetzt ist. ⁴² Es bleibt festzuhalten, dass der „Zugang light“ keine wettbewerbsfördernde Wirkung erzielt.

Auch andere Netze, wie zum Beispiel Ölnetze oder andere Edukt-/Produktnetze (CO, CO₂, N₂ etc.) werden nicht reguliert.

2. Mögliches Zugangsregime Wasserstoff

Derzeit wird Wasserstoff unter bestimmten Bedingungen mit Biogas gleichgesetzt (vgl. oben unter IVA). Dadurch sind die Regelungen des Teils 6 der GasNZV zum privilegierten Netzzugang für Biogas anzuwenden. Der Grund dafür ist, dass man die Beimischung von Wasserstoff erleichtern wollte und aus Zeitgründen auf die bestehenden Regelungen zurückgegriffen hat, anstatt gesonderte, klare Wasserstoffeinspeiseregulungen zu entwerfen. Dies bringt jedoch aufgrund der technischen Unterschiede einige Nebenwirkungen mit sich, auf welche die Bundesnetzagentur zum Teil in ihrem Positionspapier von 2014 eingegangen ist. ⁴³ Aber auch darüber hinaus könnte es bei der Beibehaltung der Gleichbehandlung von Wasserstoff und Biomethan zu unerwünschten Ergebnissen kommen. So wäre z. B. zu klären, ob nicht der Betreiber einer reinen Wasserstoffleitung einem Biomethaneinspeiser Zugang zum Netz gewähren müsste, mit der Folge, dass der Wasserstoff „kontaminiert“ und für die meisten Einsatzzwecke unbrauchbar würde. ⁴⁴

Wollte man diese Probleme vermeiden, stellte sich die Frage nach der Art der denkbaren künftigen separaten Zugangsregulierung bei Wasserstoff.

Grundsätzlicher Zugang

Grundsätzlich müsste ein Anspruch des potentiellen Nachfragers oder Anbieters von Wasserstoff auf diskriminierungsfreien Netzzugang in Form von Netzanschluss und Netznutzung bestehen. Beispiel dafür könnten die §§ 17ff. EnWG in Verbindung mit den Netzzugangsverordnungen sein. Der Betreiber des Netzes wäre dann verpflichtet, den Anschlusspetenten Wasserstoff einspeisen bzw. entnehmen zu lassen, sofern keine statthaften Gründe für eine Netzzugangsverweigerung vorliegen.

Privilegierter Zugang

Im nächsten Schritt stellte sich die Frage, ob bei bestehenden Leitungen, die beispielsweise noch als Produktleitungen betrieben werden, ein privilegierter Zugang geschaffen werden müsste, um überhaupt einspeisen zu können, wenn die Kapazität der Leitung ausgelastet ist. Dieser könnte sich an den Privilegien für die Einspeisung von Biogas (vgl. oben) orientieren. Demnach würde der privilegierte Wasserstoff Vorrang vor dem bereits in der Leitung befindlichen, vermutlich grauen Wasserstoff genießen, d. h. er würde diesen verdrängen.

⁴² https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3

⁴³ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/Gas/Einspeisung_Wasserstoff_u_synth_Methan/PosPapier2014.pdf?__blob=publicationFile&v=1

⁴⁴ Zu diesem Ergebnis kommt auch die IKEM-Studie.

Differenzierte Regeln je nach Wasserstoff-Art

Bei Schaffung eines privilegierten Zugangsregimes wäre zu klären, ob die Privilegierung lediglich für grünen Wasserstoff oder auch z. B. für dekarbonisierten blauen Wasserstoff gelten soll. Grundsätzlich sind grüner und blauer Wasserstoff im Kontext der Dekarbonisierung „hochwertiger“ als grauer oder anthrazitfarbener Wasserstoff, da bei deren Erzeugung im Vergleich zu klassischem Wasserstoff keine oder nur geringe Mengen CO₂ ausgestoßen werden. Bei anthrazitfarbenem Wasserstoff hängt der CO₂-Ausstoß vom Strommix ab, der bei der Herstellung verwendet wurde. Bei grauem Wasserstoff wird kein CO₂ eingespart.

3. Zugangsregulatorisches Fazit

Um zu verhindern, dass es Schwierigkeiten bei der Anwendung der Gas- und Biogaszugangsregelungen gibt, die aus den faktischen Unterschieden zwischen Wasserstoff und Gas resultieren, könnte eine Lösung sein, ein eigenes Wasserstoffregulierungsregime zu entwickeln. Dieses könnte sich an dem für Gasnetze orientieren, würde aber zugleich die Möglichkeit bieten, wo es nötig ist, davon abzuweichen. Dazu ist eine Bestandsaufnahme empfehlenswert, um prüfen zu können, welche Regulierungselemente (z. B. Entflechtung, Bilanzierungsregeln, Kapazitätsmanagement, Qualitätsanforderungen etc.) erforderlich wären und an welchen Stellen auf vereinfachte Regelungen zurückgegriffen werden könnte. Offen ist außerdem, ob die Regelungen der Network Codes auch Anwendung auf Wasserstoffleitungen finden würden bzw. sollten oder ob man deren Regelungsgehalt anders in das Wasserstoffregime transportieren müsste.

C Frage der Kostentragung als Grundlage eines Finanzierungssystems für Wasserstofftransport

Wie bereits in Kapitel IV A Punkt 4 beschrieben, erfolgt die Finanzierung des bestehenden Wasserstofftransports im derzeitigen Regulierungssystem weitestgehend (außer bei den Industrieleitungen) über die Gasnetze in Form der dort erhobenen Netzentgelte und der Biogasumlage, da Wasserstoff überwiegend als Biogas in bisher nur geringen Mengen dem Erdgas im Gasnetz beigemischt wird. Die dafür entstehenden Mehrkosten haben allerdings bisher nur einen sehr geringen Umfang. Die Frage der Belastung von Gaskunden mit Kosten für den Wasserstofftransport stand daher noch nicht im Fokus einer Diskussion. Bei den derzeitigen und auch zumindest kurz- und mittelfristig zu erwartenden eher geringen Beimischungsmengen im Rahmen der DVGW-Grenzen werden mögliche Quersubventionierungen zunächst weiterhin eine untergeordnete Rolle spielen.

Da die Menge der Beimischung von Wasserstoff in das Erdgassystem insbesondere wegen der technischen Eigenschaften der angeschlossenen Geräte der Endkunden limitiert ist, wird die Integration größerer Mengen Wasserstoffs in das Energiesystem nur über den Transport in einem separaten Leitungssystem möglich sein. In einem Energiesystem, das mehr und mehr Wasserstoff integrieren soll, stellt sich die Frage, wer Anreize zum Bau der möglicherweise benötigten Wasserstoffleitungen erhalten soll und wer für die Kosten des Wasserstofftransports aufkommen soll. Sollen Leitungen privatwirtschaftlich außerhalb eines Regulierungsregimes entstehen? Oder sollen in einem regulierten Regime private Erdgaskunden den Transport des Wasserstoffs für zumindest zunächst hauptsächlich industrielle Abnehmer mitfinanzieren? Oder müsste die im Prinzip durch die politische Zielvorgabe einer Dekarbonisierung des Energiesystems bedingte Wasserstoffwelt aufgrund einer möglichen Gemeinnützigkeit nicht allen Energiekunden, strom- und gasseitig, oder sogar beim Einsatz bspw. im Verkehrssektor auch diesen in Rechnung gestellt werden? Solche Fragen müssen in einem gesellschaftlichen, ökonomischen und politischen Diskurs geklärt werden, um die richtigen Investitionsanreize, Kostenverteilungen und Rahmenbedingungen für die Entstehung einer bedarfsgerechten Wasserstoffinfrastruktur zu setzen.

Spricht man sich für eine Regulierung der Wasserstoffinfrastruktur aus, so liegt es zunächst nahe, deren Kosten aufgrund des bisher auch für regulierte Energieinfrastrukturen geltenden Prinzips der Verursachungsgerechtigkeit den Transportkunden der entsprechenden Infrastruktur in Rechnung zu stellen. Bisher war dieses Prinzip leicht umzusetzen, da sowohl im Strom- als auch im Gasnetz nur ein Produkt transportiert wurde und über alle Netzebenen hinweg eine vergleichsweise große Anzahl an Konsumenten an die Netze angeschlossen sind.

Aus Gründen der Effizienz und der Kostenreflexivität müssten die Kosten einer separaten Wasserstoffinfrastruktur ausschließlich von deren Nutzern getragen werden – reguliert oder unreguliert. Dies könnte in der frühen Phase jedoch zu prohibitiv hohen Preisen bzw. Entgelten führen. Denn wenn der Bau von Wasserstoffnetzen zunächst auch dem Hochlauf eines Wasserstoffmarktes dienen soll, werden zu Beginn des Betriebs einer Wasserstoffinfrastruktur nur wenige Nutzer angeschlossen sein. Wird die Wasserstoffinfrastruktur jedoch als ergänzender Teil zu der schon bestehenden Gasinfrastruktur

verstanden, wird teilweise vertreten⁴⁵, die Kosten der Wasserstoffinfrastruktur gemeinsam mit den Kosten der schon bestehenden Gasinfrastruktur auf alle Gaskunden zu verteilen. Die damit einhergehende Quersubventionierung in Richtung der Wasserstoffnutzer würde den Endkunden des Energieträgers Erdgas ineffizient hoch belasten und sowohl rechtliche wie wirtschaftliche Fragen aufwerfen.

Andererseits kann es auch gerade angezeigt sein, die Kostenbelastungen auf möglichst viele Schultern zu verteilen und sogar Finanzierungskosten von außerhalb des Netzbereichs heranzuziehen. Außerhalb der Netzentgeltregulierung kann dies etwa über eine durch frei verhandelte Verträge geregelte Finanzierung oder durch eine Finanzierung aus Steuern, Abgaben und Gebühren oder über gesonderte Umlage- und Wälzungsmechanismen erfolgen. Inwiefern solche Systeme bei einer starken Ausweitung von Wasserstofftransport dauerhaft mit einem Regulierungssystem für Infrastrukturen kompatibel sind bzw. an welchem Punkt zu überführen sein würden, müsste allerdings geklärt werden. Es gilt in jedem Fall zu diskutieren, welches Finanzierungssystem die Zielsetzungen möglichst effizient löst und gegebenenfalls geeignete Instrumente zu entwickeln.

Mit fortschreitender Dekarbonisierung und steigender Energieeffizienz wird die Nachfrage nach klassischem Erdgas, sowohl industriell als auch privat, zurückgehen. Dies führt zwangsläufig zu steigenden Netzentgelten für die verbleibenden Erdgaskunden. Auch Sonderabschreibungen durch vorzeitige Stilllegungen könnten diese zukünftig belasten. Insofern könnte eine Umstellung von Teilen des Erdgasnetzes auf den Transport von Wasserstoff zu einer sinnvollen Nutzung des bestehenden Leitungssystems führen und bei einem einheitlichen Entgeltsystem erreicht werden, dass Erdgaskunden nicht zu stark belastet werden. Allerdings sind solche Prognosen mit großen Unsicherheiten behaftet (siehe dazu Kapitel VI C Punkt 3). Prinzipiell könnte eine zu große Kostenbelastung der Erdgasverbraucher auch durch ein separates Finanzierungssystem für Wasserstofftransport reduziert werden, über das die wasserstoffbedingten Kosten abgebildet werden. Bei einer Infrastruktur, die einer Mischnutzung von Erdgas und Wasserstoff unterliegt, ist es jedoch schwer vorstellbar, die Kosten zu separieren und verschiedene Finanzierungsformen anzuwenden.

Insgesamt gibt es noch viele offene Fragen, die im politischen Rahmen geklärt werden müssen. Das folgende Kapitel zur Ausgestaltung einer Wasserstoff-Netzentgeltregulierung dient insofern „nur“ dazu, die Anwendbarkeit bekannter entgeltregulatorischer Ansätze zu erörtern und ggf. erforderlichen Änderungsbedarf zu identifizieren.

⁴⁵ Vgl. gemeinsames Verbändepapier von FNB Gas, BDI, BDEW, Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft sowie DIHK (2020): „Auf dem Weg zu einem wettbewerblichen Wasserstoffmarkt“; BDEW (2020): Roadmap Gas – Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Flexibilität mit klimaneutralen Gasen; GEODE (2020): Überlegungen für eine Regulierung der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur in Europa; Becker Büttner Held (BBH) (2020): Eckpunkte der Regulierung deutscher Wasserstoffnetze im Kontext einer Anpassung des europarechtlichen Rahmens und ihre Finanzierung durch Integration in den rechtlichen Rahmen der Gasnetzregulierung. Im Auftrag der Hydrogen Europe AISBL und der GEODE AISBL.

D Wie könnte die Entgeltregulierung aussehen?

In einem Szenario einer starken Verbreitung von Wasserstofftransport und der Regulierung von reinen Wasserstoffnetzen (siehe Szenarien II und III in Kapitel VD) sind die bisherigen Finanzierungsmodelle der Infrastruktur in Frage zu stellen. In diesem Fall könnte ein Entgeltsystem angewendet werden, welches die umfassenden Infrastrukturkosten für Wasserstoffnetze und die Kosten für die technische Umrüstung des Erdgasnetzes verursachungsgerecht abbildet und verteilt. Sicher gestellt werden muss allerdings, dass bei dem Übergang bisher unregulierter Assets in die Regulierung keine doppelte CAPEX-Vergütung für bereits erfolgte Abschreibungen bzw. Werteverluste stattfindet, genauso wie keine ungerechtfertigten Zuschreibungen beim Verkauf von Erdgasleitungen an eine Wasserstoffgesellschaft erfolgen dürfen.

Dabei stellt sich vor allem die Frage der Kostenanerkennung und Erlöswirksamkeit von Kapital- und Betriebskosten, der sogenannten Kostenbasis. Als zweites Kernelement einer Netzentgeltregulierung muss die Systematik diskutiert werden, anhand derer die Kosten in Netzentgelte bzw. Erlöse umgesetzt werden können.



Abbildung 9: Möglichkeiten der Refinanzierung und Netzentgeltregulierung von Wasserstoffinfrastruktur (Quelle: Bundesnetzagentur)

1. Bestimmung des Regulierungsregimes

Regulierungsregime: Anreizregulierung vs. alternatives Regulierungsregime

Im Folgenden werden drei denkbare Varianten des entgeltregulatorischen Umgangs mit Wasserstoffnetzen kurz dargestellt:

- a. Analoge Anwendung des derzeit für die Erdgasnetze bereits bestehenden Systems der Anreizregulierung
- Wasserstoff- oder Mischleitungen würden, entsprechend Gasversorgungsnetzen, als Sachanlagevermögen des Netzbetreibers erfasst. Die CAPEX setzen sich aus kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung und den Fremdkapitalkosten zusammen. Unter Hinzunahme der Betriebskosten ergäbe sich das Ausgangsniveau als Basis für den Effizienzvergleich. Auch weitere Bestandteile der Anreizregulierung (Kapitalkostenabgleich für VNB, Investitionsmaßnahme für FNB, Regulierungskonto, ...) fänden Anwendung. Unter Umständen könnte es notwendig sein, im Detail Anpassungen beispielsweise hinsichtlich der Abschreibungsdauern oder der Eigenkapitalverzinsung vorzunehmen. Die grundsätzliche Systematik bliebe davon aber unberührt.
- b. Anwendung der Anreizregulierung in einer vereinfachten Form ⁴⁶
- Die Anreizregulierung in ihrer jetzigen Form ist enorm komplex und könnte für eine erst im Aufbau befindliche Netzinfrastruktur ungeeignet sein. Das heißt, bestimmte Elemente wie z. B. der aufgrund der wenigen Vergleichsmöglichkeiten schwierige Effizienzvergleich könnten entfallen oder es könnte analog dem vereinfachten Verfahren ein einheitlicher Effizienzwert für alle Wasserstoffnetze bestimmt werden. Dies wäre allerdings nur möglich bei der Ermittlung von getrennten Erlösobergrenzen für Gas- und Wasserstoffleitungen (siehe unten). Ein Entfallen des Effizienzvergleichs hätte allerdings den Nachteil, dass der damit verbundene Anreiz zu einem effizienten Verhalten verloren ginge. Ob dies zumindest für eine Anlaufphase zu Beginn des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur tolerabel ist, oder ob über andere Wege, wie beispielsweise der Festlegung eines vergleichsweise hohen Xgen, gegengesteuert werden muss, wäre Gegenstand zukünftiger Diskussionen.
- c. Andere Form der Regulierung
- Eine andere Möglichkeit wäre, für reine Wasserstoffnetze separat eine vereinfachte Form der Netzentgeltregulierung anzuwenden. Denkbar wäre es, eine Art Cost-Plus-Regulierung zu etablieren, bei der die von den Netzbetreibern beantragten Kosten für die reinen Wasserstoffnetze von der

⁴⁶ So spricht sich auch die Mehrheit der in der Konsultation im Rahmen der CEER-Studie „FROG - Study on the Future Role of Gas from a Regulatory Perspective“ befragten Stakeholder dafür aus, dass die Regulierung von Wasserstoffnetzen prinzipiell in vereinfachter Form dem gleichen System wie die Gasnetzregulierung folgen sollte, da die gewünschte Verbreitung von Wasserstoff einen etablierten Regulierungsrahmen bedingt. Die Studie „Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure“ von Trinomics (2019) kommt sogar zum Ergebnis, dass für Erdgas- und Wasserstoffnetze gleiche Netzentgelte gelten sollten.

Regulierungsbehörde geprüft und mit einem (Gewinn-) Aufschlag genehmigt werden. Auch könnte man diskutieren, ob der Yard-Stick-Ansatz für Wasserstoffnetze sinnvolle Anwendung finden könnte.

Weitgehend unabhängig von der Wahl einer der Varianten wäre die Anwendung des § 23a EnWG für neu gegründete Wasserstoffnetzbetreiber. Demgemäß werden für neue Netzbetreiber Entgelte direkt nach einer Kostenprüfung, vergleichbar mit der zur Bestimmung der Erlösobergrenzen, genehmigt. Elemente wie Effizienzvergleich, Verbraucherpreisindex, Produktivitätsfaktor, Kapitalkostenabgleich etc. fallen weg. Der Übergang in das normale Regulierungsregime erfolgt automatisch mit Beginn der nächsten Regulierungsperiode.

Getrennte EOG für Wasserstoff und Erdgas vs. gemeinsame EOG

Entscheidet man sich für die analoge Anwendung der Anreizregulierung sowohl für Wasserstoff- als auch für Erdgasnetze, so stellt sich die Frage, ob einheitliche oder getrennte Erlösobergrenzen für die Netze ermittelt werden sollen. Dies impliziert die Fragestellung, ob die Kosten für das Wasserstoffnetz von allen Netznutzern, oder nur von den Wasserstoffkunden getragen werden sollen. Eine einheitliche EOG würde bei gleicher Netzentgeltssystematik zu einem einheitlichen Netzentgelt pro Netzbetreiber führen. Aus separaten EOG hingegen würden unterschiedliche Netzentgelte für Wasserstoff- und Erdgasnetze resultieren, die unterschiedliche Kosten der Netze transparent machen. Dies wäre vorteilhaft, sofern die Kosten und ökonomischen Eigenschaften von Wasserstoffnetzen und Gasnetzen sehr unterschiedlich sind und dies abgebildet bzw. den Endnutzern verursachungsgerecht angerechnet werden soll. Für eine getrennte EOG müsste ein separater Tätigkeitsabschluss für das Wasserstoffnetz erstellt werden. Bei einer gemeinsamen EOG würde das separate Wasserstoffnetz im Tätigkeitsabschluss dem Erdgasnetz zugeordnet.

Allerdings muss die Frage geklärt werden, ob die Anwendung einer einheitlichen EOG für Wasserstoff- und Erdgasnetze auf FNB-Ebene überhaupt rechtlich umsetzbar wäre. Der Network Code Tariffs (NC TAR) ist derzeit nur auf Erdgasfernleitungsnetze anzuwenden. Kosten eines Wasserstofftransports müssten deshalb zwingend abgegrenzt werden. Wenn der Anwendungsbereich des NC TAR zukünftig auf Wasserstoffnetze ausgeweitet würde, wäre die Bildung einer gemeinsamen Erlösobergrenze prinzipiell möglich, wobei zu prüfen wäre, ob die Bildung einer gemeinsamen Erlösobergrenze möglicherweise gegen Art. 7c) NC TAR verstößt. Gemäß Art. 7c) NC TAR ist eine unzulässige Quersubventionierung zwischen verschiedenen Nutzergruppen zu verhindern. Dabei wird nicht näher definiert, was *unzulässig* bedeutet. Beispielsweise ist die Anwendung des Briefmarkenmodells, bei der eine Quersubventionierung über die Distanz erfolgt, prinzipiell rechtmäßig. Nach derzeitigem Kenntnisstand wäre die Vermischung der Kosten von Wasserstoff- und Erdgasnetzen aber als zulässig einzustufen. In der tatsächlichen Anwendung könnte man nämlich die Regelungen hinsichtlich des gleichzeitigen Betriebs von L- und H-Gasnetzen auf die Thematik von Wasserstoff- und Erdgasnetzen übertragen, wenn man unterstellt, dass ähnlich wie bei L- und H-Gas der Unterschied in erster Linie nur im unterschiedlichen Energiegehalt liegt und ansonsten hinsichtlich technischer und ökonomischer Parameter keine gravierenden Unterschiede existieren. Auch für die physisch getrennten L- und H-Gasnetze wird eine einheitliche EOG gebildet und es gelten einheitliche Marktgebiete. Ob Letzteres auch auf Wasserstoff und Erdgasnetze übertragbar ist und ob dies auch bilanziell abgebildet werden kann, wäre noch zu diskutieren. Im VNB-Bereich besteht die Einschränkung durch den NC TAR nicht. Die Überlegungen zur Vergleichbarkeit zwischen gleichzeitigem Betrieb von L- und H-Gasnetzen sowie Wasserstoff- und Erdgasnetzen gelten für den VNB-Bereich ebenso.

2. Bestimmung der Entgelte

Die Entgelte für die Fernleitungsnetze werden bisher kapazitätsbasiert gebildet (siehe auch Art. 4 Abs. 3 NC TAR), wobei der NC TAR den Mitgliedstaaten Umsetzungsfreiheiten bei der Ausgestaltung der konkreten Entgeltberechnung einräumt. Ab dem Jahr 2020 werden die Kapazitätsentgelte ermittelt, in dem die gesamte Erlösobergrenze aller Netzbetreiber eines Marktgebietes auf die gesamte prognostizierte Nachfragemenge (=„Kapazität“) in diesem Marktgebiet verteilt wird. Die Transportdistanz spielt dabei für das Entgelt im aktuellen „Briefmarkensystem“ keine Rolle. Dadurch ergibt sich ein für alle Fernleitungsnetzbetreiber identisches Entgelt. Für Verteilnetze ergeben sich die Entgelte gemäß dem Netzpartizipationsmodell. Evaluiert werden müsste daher, ob diese Systematik auch für reine Wasserstoffnetze angewendet werden kann, wobei aufgrund der vergleichbaren Strukturen die Anwendung anderer Methoden zur Entgeltbildung für Wasserstoffleitungen nicht geeignet erscheint. Allerdings wäre zu prüfen, ob die Begründung der Anwendung des Briefmarkenmodells aufgrund der engen Vermaschung des Gasnetzes auch bei einem wenig vermaschten Wasserstoffnetz greift.

3. Prognose bzgl. der Auswirkungen auf die Netzkosten und Netzentgelte

Sollten die Kosten der Wasserstoffinfrastruktur in die allgemeine Entgeltbildung bei den Gasnetzbetreibern einbezogen werden und nicht separat erlost werden, ist zu bewerten, welche Auswirkungen dies für die Entwicklung der Gasnetzentgelte hätte. Für kurzfristige Prognosen der zu erwartenden Investitionsvolumen könnten im Fernleitungsbereich die Investitionen für die Grüngasvariante im NEP 2020-2030 herangezogen werden. Zu möglichen Investitionen im Verteilnetzbereich liegen derzeit noch keine Informationen vor, sodass eine grobe Abschätzung zur Auswirkung der Investition in eine Wasserstoffinfrastruktur auf die Netzentgelte nur für den Fernleitungsbereich möglich ist. Eine Abschätzung müsste im Prinzip in zwei Schritten erfolgen:

Wie verändern sich die Erlösobergrenzen aufgrund der Investitionen?

Für eine präzise Abschätzung der Änderung der EOG müsste zunächst die Art aller Anlagegüter (Leitungen und Komponenten bezüglich Neubau und Umstellung auf Wasserstofftransport) und die damit verbundenen Abschreibungsdauern bekannt sein. Hier stellt sich zudem die Frage, welche Nutzungsdauern für Wasserstoffkomponenten heranzuziehen sind. Zudem müsste genau bekannt sein, wie sich der gesamte weitere Anlagebestand der Netzbetreiber entwickelt, da die Neuinvestitionen und Umwidmungen auch Einfluss auf das weitere Anlagevermögen haben. Des Weiteren müsste die Finanzierungsstruktur bekannt sein. Der Umfang des Einsatzes von Fremd- und Eigenkapital ist entscheidend für die Verzinsungshöhe und damit die Wirkung auf die EOG. Außerdem müssten die OPEX durch geeignete Annahmen berücksichtigt werden. In Frage käme die Anwendung von vorher zu bestimmenden OPEX-Pauschalen oder prognostizierten aufwandsgleichen Werten. Dazu wäre es notwendig, die ökonomischen bzw. kostenmäßigen Unterschiede von Gas- und Wasserstoffinfrastruktur besser zu kennen.

Für mittel- und langfristige Prognosen, wie sie für grundlegende Entscheidungen bzgl. der Finanzierung von Wasserstoffinfrastruktur notwendig sind, sind komplexe Modellrechnungen notwendig zu zukünftigen Investitionen ins Gasnetz und die Entwicklung der Erlösobergrenzen. Da zum gegenwärtigen Zeitpunkt diese Informationen nicht verfügbar sind, kann die Änderung der Erlösobergrenze nur auf Basis des von den FNB

ermittelten Investitionsvolumens in Höhe von etwa 660 Millionen Euro bis 2030 unter Annahme pauschalierter Parameter abgeschätzt werden.

Wie verändern sich die Netzentgelte aufgrund der veränderten Erlösobergrenzen?

Entscheidender Parameter bei der Tarifbildung ist die Annahme zur Menge der vermarkteten Kapazitäten. Als Basis für eine kurzfristige Prognose für die nächsten fünf Jahre könnten die Kapazitätsprognosen aus REGENT herangezogen werden. Bei Einbezug der Verteilnetze müsste man diese ebenfalls vorliegen haben. Deutlich komplexer wird der Sachverhalt, wenn die zukünftige Gas- und Wasserstoffnachfrage für die mittel- und langfristige Perspektive prognostiziert werden soll. Auch wenn Kapazitätsbuchungen kurzfristig nicht im direkten Zusammenhang mit der Nachfrage stehen, werden sie mittelfristig davon abhängig sein. Zahlreiche Studien widmen sich dem Thema und es ist ersichtlich, dass es diesbezüglich viele Unsicherheiten gibt.

Für eine überschlägige Einordnung der Auswirkungen auf die Netzentgelte auf Basis des von den FNB für im Rahmen des NEP ermittelten Investitionsvolumens in Höhe von etwa 660 Millionen Euro und unter Annahme pauschalierter Parameter kann eine Tarifierhöhung bei den FNB im unteren einstelligen Prozentbereich bis ca. 2030 abgeleitet werden. Hierbei gelten die Annahmen, dass die Kapazitätsprognose aus REGENT 2021 fortgeschrieben werden kann und die Tarife auch zukünftig nach dem Briefmarkenmodell ermittelt werden.

Zu beachten ist, dass die Schätzung der Entgeltwirkungen nur kurzfristig für die nächsten Jahre gilt. Die mittel- und langfristigen Effekte bei einem viel größeren H₂-Volumen und größeren bzw. anderen Netzstrukturen können ganz anders aussehen.

4. Entgeltregulatorisches Fazit

Solange Wasserstoff in geringem Maße in das bestehende Erdgasnetz beigemischt wird und dabei die Anforderungen des DVGW zur Gasbeschaffenheit eingehalten werden (siehe Szenario I), ist eine grundsätzliche entgeltregulatorische Anpassung nicht geboten. Beimischungen in einer Höhe, die eine Umstellung der Endkundengeräte zur Folge hätte, sind unwahrscheinlich (vgl. Kapitel III und IV), weshalb dieser Fall hier nicht betrachtet wurde.

Für regulierte, reine Wasserstoffnetze erscheint eine Übertragung der derzeitigen Anreizregulierung geeignet. Sofern eine gemeinsame Erlösobergrenze für Erdgas- und Wasserstoffnetzbetrieb gebildet werden soll, ist eine vollständige Übertragung aller Elemente der derzeitigen Anreizregulierung obligatorisch. Ansonsten wäre zu diskutieren, ob aus Vereinfachungsgründen einzelne Elemente der Anreizregulierung zunächst nicht auf Wasserstoffnetze angewendet werden. Zur Disposition stünde beispielsweise der Effizienzvergleich, welcher aufgrund der wenigen Vergleichsmöglichkeiten schwierig durchzuführen wäre. Die damit verbundene negative Anreizwirkung hinsichtlich eines effizienten Verhaltens der Netzbetreiber, muss dabei ins Kalkül gezogen werden. Für neugegründete Wasserstoffnetzbetreiber wäre eine vereinfachte Kostenprüfung gemäß § 23a EnWG anwendbar, wenn das EnWG auf Wasserstofftransport ausgeweitet würde.

Die Frage, ob für Wasserstoff- und Erdgasnetze eine gemeinsame Erlösobergrenze gebildet werden kann, oder ob jeweils eine separate Erlösobergrenze zu bilden ist, kann noch nicht abschließend beantwortet werden. Ähnliche technische und ökonomische Parameter beider Netzarten sprechen für eine gemeinsame Betrachtung, so wie heute auch schon L- und H-Gasnetze nicht getrennt betrachtet werden. Eine gemeinsame

Erlösbergrenze führt allerdings immer auch zu einer Quersubventionierung zwischen den beiden Nutzergruppen (Erdgas und Wasserstoff), deren Zulässigkeit im VNB-Bereich zwar nicht per se infrage zu stellen ist, aber einer Diskussion bedarf. Im FNB-Bereich ist aufgrund des derzeit auf Erdgasnetze beschränkten Anwendungsbereichs des NC TAR zwingend eine entgeltregulatorische Abgrenzung der Wasserstoffnetze erforderlich.

VII Schlussfolgerungen

Wie in den vorherigen Kapiteln festgestellt wurde, wäre in verschiedenen künftig möglichen Szenarien eine Regulierung von Wasserstoffnetzen aus ökonomischer Sicht sinnvoll. In diesem Kapitel soll insbesondere im Hinblick auf den derzeitigen Rechtsrahmen aufgezeigt werden, welche Anpassungen in Bezug auf eine weitere Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur sinnvoll wären, unabhängig von einer möglichen späteren politischen Entscheidung für oder gegen die Einführung einer Regulierung.

A Rechtlicher Anpassungsbedarf

Eine rechtliche Regelung für eine reine Wasserstoff-Infrastruktur fehlt im Gesetz bisher. Eine Übertragung des geltenden Rechtsregimes auf Wasserstoffteilnetze im schlichten Verwaltungsvollzug ist unter dem derzeitigen Rechtsrahmen nicht möglich. Für eine entsprechende Anwendung der Vorschriften müssten eine planwidrige Regelungslücke und die Vergleichbarkeit der Interessenlagen vorliegen. Beide Voraussetzungen sind hier nicht erfüllt, da der Gesetzgeber bei der Regelung der getrennten H- und L-Gasversorgungsnetze die Aufnahme von Wasserstoffnetzen nicht übersehen hat. Denn eine solche dritte Infrastruktur war nicht Teil des Gesetzgebungsplans. Es fehlt mithin schon an der Planwidrigkeit der Regelungslücke. Selbstverständlich könnte der Gesetzgeber eine solche dritte Kategorie der Gasversorgungsnetze einführen.

So ergeben sich aufgrund des jetzigen Rechtsrahmens mehrere Fragen in Bezug auf den Aufbau und den Betrieb von Wasserstoffinfrastrukturen. Die Anwendbarkeit des EnWG ist zunächst auf elektrolytisch erzeugten Wasserstoff beschränkt. Das Potenzial anderer Wasserstoffherstellungspfade, etwa der Dampfreformierung und der Pyrolyse, findet im bestehenden Rechtsrahmen keine Berücksichtigung. Wenn aber in den nächsten Jahren eine über einige Reallabore hinausgehende eigenständige Wasserstoffinfrastruktur errichtet werden soll, sollte auch der nicht-grüne Wasserstoff vom Regulierungsregime umfasst sein, ohne dass dies zwingend eine Gleichbehandlung in allen Fragen zur Folge haben muss. Fragen einer vorrangigen Einspeisung von grünem Wasserstoff und Aspekte der Förderung grünen Wasserstoffs durch Privilegien im Rahmen der Netzentgelte können durch das Ziel einer CO₂-neutralen Energiewirtschaft gerechtfertigt sein.

Außerdem zeigt sich, dass die undifferenzierte Übertragung der für Biogas geltenden Regelungen auf grünen oder anderen Wasserstoff gemäß § 3 Nr. 10c EnWG zu Problemen führt. Durch den technologiespezifischen Ansatz engt der Gesetzgeber den Anwendungsbereich von Wasserstoff ein. Im Regulierungsrahmen wird letztlich nur ganz grob zwischen erneuerbarem und nicht-erneuerbarem Wasserstoff unterschieden. Unter Bezugnahme auf den jeweiligen Herstellungspfad werden dem Wasserstoff verschiedene Farben zugeordnet (s. o.). Der derzeitige Regulierungsrahmen bildet lediglich den grünen Wasserstoff ab. Aus Sicht eines Betreibers eines Wasserstoffnetzes ist eine solche Unterscheidung des Wasserstoffes unmaßgeblich. In der leitungs-gebundenen Versorgung wird der Wasserstoff losgelöst von seinem Herstellungspfad vermischt. Die Wasserstoffverteilung im Leitungsnetz erfolgt demnach „farblos“. Auch dies zwingt nicht zu einer regulatorischen Gleichbehandlung in allen Fragen, wie das Beispiel der Förderung erneuerbarer Erzeugung zeigt, das ebenfalls nicht an die „Farbe“ von Elektronen anknüpft.

Ferner sieht der bestehende Rechtsrahmen ein zweigeteiltes Bilanzierungssystem bestehend aus Erdgasbilanzkreisen und Biogasbilanzkreisen vor. Ein Wasserstoffbilanzkreis fehlt bisher. Getrennte Bilanzkreise für grünen und andersfarbigen Wasserstoff sind denkbar.

Abschließend sind auch Kostenfragen für den Netzbetreiber im EnWG oder den auf Grundlage des EnWG erlassenen Rechtsverordnungen offen. Während die Marktraumumstellung von L- auf H-Gas hinsichtlich der anfallenden Kosten eine Wälzung vorsieht, mangelt es an einer entsprechenden Regelung hinsichtlich der Endkundengeräte für die besonderen Kosten beim Umbau der Gasinfrastruktur in eine Wasserstoffinfrastruktur.

Die Einführung regulierter Wasserstoffversorgungsnetze sollte dann auch Auswirkungen auf den Gas NEP haben. Der Gas NEP, der derzeit nur die Erdgasinfrastruktur umfasst, wäre um die Betrachtung der Wasserstoffversorgung zu ergänzen. Damit wären auch die Entwicklung und der Ausbau in einem ganzheitlichen Ansatz verbindlich gewährleistet.

Überlegungen, lediglich das EnWG sowie die GasNZV anzupassen, indem die Gasdefinition so ergänzt wird, dass Wasserstoff und synthetisch erzeugtes Methan, wenn sie in ein Wasserstoffnetz oder in ein anderes Gasversorgungsnetz eingespeist werden, der Gasdefinition unterfallen, sind kritisch zu sehen. Eine Änderung des EnWG und der GasNZV wird der Komplexität der Thematik nicht gerecht. Erforderlich ist, dass zunächst ermittelt wird, welche Entwicklungen im Wasserstoffbereich künftig zu erwarten sind und hieraus abgeleitet wird, ob und welcher Regulierungsbedarf besteht. In jedem Fall ist es nicht ausreichend, nur einzelne Definitionen des EnWG anzupassen, sondern die Regelungen müssten umfassend überarbeitet und spezifisch für Wasserstoff angepasst werden. Eine vorschnelle und einfache Änderung der Gasdefinition wäre deshalb mit der Gefahr verbunden, dass nicht alle Punkte bedacht werden, die jedoch bei einer möglichen künftigen Anpassung mit einfließen müssen. Erforderlich ist insbesondere die Analyse, welche Regelungen für einen sachgerechten Rechtsrahmen für Wasserstoff notwendig wären und ob diese im EnWG bzw. den entsprechenden Verordnungen verankert werden sollten oder ob dies besser über ein eigenes Wasserstoffgesetz erreicht werden kann. Zu beachten ist zudem, dass auf europäischer Ebene zurzeit eine Überarbeitung des Rechtsrahmens stattfindet. Die mögliche Schaffung eines eigenen Wasserstoffregimes sollte deshalb auch europäische Bestrebungen berücksichtigen und diese sinnvoll ergänzen, siehe hierzu auch sogleich die Ausführungen unter VII C.

Folglich ist es für eine vollständige Integration von Wasserstoff in den Gasmarkt und die Errichtung einer bundesweiten Wasserstoffinfrastruktur hilfreich und sinnvoll, dass der Gesetzgeber Anpassungen vornimmt. Dieser sollte den Rechtsrahmen öffnen und einen erweiterten, technologieoffenen Wasserstoffbegriff einführen. Dies wäre am besten durch eine neue gesetzliche Grundlage in Form eines eigenen Gesetzes z. B. ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz (WiG) nebst eigenen Verordnungen (z. B.z. B. zum Netzzugang) gewährleistet. Alternativ könnte man ein eigenes Kapitel im EnWG vorsehen. Für die Reallabore bietet sich weiterhin die bestehende Privilegierung als Biogas an. Aber auch dies kann erst nach einer erfolgten Marktkonsultation wirklich abschließend beurteilt werden.

B Übergangs- und Sonderlösungen für bestehende Netze

Sollte ein Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze eingeführt werden, ist es grundsätzlich denkbar, Übergangsregelungen bzw. Sonderlösungen für bereits bestehende Wasserstoffnetze zu verankern.

Den Betreibern der derzeitigen Wasserstoffnetze sollten in jedem Fall Übergangsfristen zur Umsetzung der Vorschriften (insbesondere bei der Umsetzung von Entflechtungsvorschriften) eingeräumt werden.

Dauerhafte oder längerfristige Übergangsregelungen bzw. Sonderlösungen für bestehende Netze scheinen jedoch im Sinne der Diskriminierungsfreiheit nicht angezeigt. Die geplanten umgewidmeten Gasleitungen und die bestehenden Wasserstoffnetze werden sich in ihrer Funktion nicht voneinander unterscheiden. Es handelt sich um dieselbe Art von Einspeisern und Verbrauchern. Grundsätzlich ist eine Abgrenzung der Netze bzw. einzelner Leitungen anhand von noch zu entwickelnden Kriterien schwierig vorzunehmen bzw. nicht zu begründen.

So lange es sich um Inselnetze handelt, ist jedoch folgende Sonderlösung denkbar: Für bestehende Netze, die im Wesentlichen Industrienetze sind, könnte eine Regelung geschaffen werden, die sich an § 110 EnWG (geschlossene Verteilernetze) anlehnt. Dann wären Wasserstoffnetze, in denen Wasserstoff zum Zwecke der Ermöglichung der Versorgung von Kunden in einem geografisch begrenzten Industrie- oder Gewerbegebiet oder einem Gebiet verteilt wird, in dem Leistungen gemeinsam genutzt werden, als geschlossenes Verteilernetz einzustufen. Dies gilt aber nur dann, wenn die Tätigkeiten oder Produktionsverfahren der Anschlussnutzer dieses Netzes aus konkreten technischen oder sicherheitstechnischen Gründen verknüpft sind. Es wäre im Einzelfall zu prüfen, ob dies für die bestehenden Wasserstoffnetze zutrifft. Zu überlegen wäre außerdem, ob diesen Unternehmen neben regulierungsrechtlichen Erleichterungen auch Freistellungen von der Einhaltung der Entflechtungsvorgaben gewährt werden.

Eine andere Beurteilung wird es aber geben müssen, wenn das Wasserstoffnetz über das Industrie- oder Gewerbegebiet hinaus erweitert wird und andere, außerhalb des Gebiets gelegene Abnehmer beliefert werden. Dann kann es sich nicht mehr um ein geschlossenes Verteilernetz handeln.

Allerdings könnte auch bei Inselnetzen eine Zugangsregulierung notwendig sein (vgl. Kapitel VIA2). Zu prüfen wäre daher, ob und wie lange die Regelungen nach § 110 EnWG ausreichend wären. Zudem ist bereits bei den aktuellen Wasserstoff-Projekten (z. B. Get H2) eine Verbindung bzw. Kopplung von umgewidmeten Gasleitungen und bestehendem Wasserstoffnetz geplant. Das bedeutet, bei einer Sonderlösung müsste eine Abgrenzung getroffen werden, wann es sich noch um eine Erweiterung des Inselnetzes handelt. Diese könnte wohl kaum anhand des Betreibers vorgenommen werden, sondern sollte sich daran orientieren, wann im Einzelfall ein Regulierungsbedürfnis entsteht.

Grundsätzlich können aber Erleichterungen gewährt werden (für Wasserstoffnetze muss nicht per se derselbe Regulierungsrahmen etabliert werden wie für Gas- bzw. Stromnetze).

Sollen bereits bestehende Wasserstoffleitungen einer Entgeltregulierung unterzogen werden, wäre es denkbar, dass analog der Gasnetze eine vereinfachte Kostenprüfung im Sinne des § 23a EnWG Anwendung findet. Diese wird im Gasbereich als Standardverfahren bei Neugründungen von Netzbetreibern durchgeführt. Hierbei werden direkt nach einer detaillierten (und zum EOG-Verfahren vergleichbaren) Kostenprüfung die Entgelte genehmigt. Zusätzliche Elemente wie der Effizienzvergleich, die Bestimmung des Verbraucherpreisindex des Produktivitätsfaktors sowie weiterer Elemente (z. B. Regulierungskonto, Kapitalkostenabgleich) entfallen. Während im Standardverfahren der vereinfachten Kostenprüfung der Übergang in das normale Regulierungsregime im nächsten Basisjahr erfolgt, wäre es denkbar, als Übergangsregelung den Genehmigungszeitraum für neue Wasserstoffnetze länger auszugestalten.

C Zeitpunkt der Einführung einer Regulierung

Die Regulierung dient dem Zweck, vermutetes oder beobachtetes Marktversagen zu verhindern, zu beheben oder zumindest zu korrigieren. So können z. B. natürliche Monopole reguliert werden, da die Monopolstellung ausgenutzt werden kann. Für die Frage, ob, ab welchem Zeitpunkt sowie in welcher Form Wasserstoffnetze zu regulieren sind, ist deshalb zuerst zu klären, welches Szenario für die Wasserstoffinfrastruktur zu erwarten ist. Daraus wäre abzuleiten, welches mögliche Marktversagen auftreten könnte. Das vorliegende Papier sowie dessen Konsultation dient der Klärung dieser Fragen, um darauf aufbauend die Notwendigkeit einer Regulierung sowie ggfs. deren Umfang zu bestimmen.

Da, wie dargestellt, die Entwicklung noch sehr am Anfang steht, besteht zumindest aktuell kein unmittelbarer Handlungsdruck zur Einführung einer Regulierung. Davon abgesehen sollten die vorstehend dargestellten Fragen sehr zeitnah beantwortet werden, denn wenn eine Regulierung notwendig erscheint, ist es sinnvoll, diese frühzeitig bereits beim Markthochlauf einzuführen, um für die handelnden Akteure Rechtssicherheit zu schaffen. Ohne Kenntnis der künftigen (regulatorischen) Rahmenbedingungen ist zu befürchten, dass die Akteure Investitionsentscheidungen nur mit einer erheblichen Zurückhaltung treffen.

Sollte die politische Entscheidung für eine Regulierung fallen, kann es sinnvoll sein, schnellstmöglich ein Regulierungsregime zu schaffen. Zu beachten ist, dass auf europäischer Ebene gerade der Rechtsrahmen überarbeitet wird. Dies birgt ein gewisses Risiko, dass ggf. bereits geschaffene nationale Regelungen durch europäisches Recht überholt werden. Auf der anderen Seite bietet schnelles Handeln die Möglichkeit, auf den europäischen Rahmen Einfluss zu nehmen. Die mögliche Schaffung eines Wasserstoffregimes sollte deshalb auch europäische Bestrebungen berücksichtigen und diese sinnvoll ergänzen.

Anhang

Anhang 1: Wasserstoffprojekte

Aktuelle Wasserstoffprojekte				
Quelle	Projektname	Beteiligte Unternehmen	Zuständiger Netzbetreiber	Gas
SR	Green Hydrogen Integration	BASF	GASCADE	Wasserstoff
SR	HySynGas/ ARGE Brunsbüttel	ARGE Netz GmbH & Co. KG, MAN, Vattenfall	GUD	Wasserstoff, synth. Methan
SR	SALCOS	Salzgitter Flachstahl GmbH	Nowega	Wasserstoff
SR	GET H2	enertrag, Forschungszentrum	Nowega	Wasserstoff
SR	BP	BP Europa SE, Ruhr Oel GmbH	Nowega/OGE	Wasserstoff
SR	Innogy Gas Storage	Innogy Gas Storage	Nowega/OGE	Wasserstoff
SR	Evonik	Evonik	Nowega/OGE	Wasserstoff
SR	ZinQ	Voigt & Schweitzer / ZINQ	OGE	Wasserstoff
SR, RL	H2Stahl	thyssenkrupp Steel Europe AG	OGE	Wasserstoff
SR	BW Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh	BW Bürgerwindpark Fehndorf/ Lindloh GmbH	OGE	Wasserstoff
SR	hybridge	Amprion, OGE	OGE	Wasserstoff, synth. Methan
SR, RL	HydroHub Fenne	STEAG GmbH	OGE	Wasserstoff
SR	Kreis Steinfurt/ Münster	Kreis Steinfurt/ Stadtwerke Münster	OGE	Wasserstoff
SR	Wasserstoffeinspeisung Mainz	Mainzer Netze GmbH	OGE	Wasserstoff
SR	Gazprow	WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co. KG	ONTRAS	Wasserstoff
SR, RL	Energiepark Bad Lauchstädt	VNG Gasspeicher GmbH	ONTRAS	Wasserstoff
SR, RL	Wasserstoffregion Lausitz	Stadt Cottbus, Zweckverband	ONTRAS	Wasserstoff
SR	GASAG/ E.dis AG	GASAG/ E.dis AG	ONTRAS	Wasserstoff
SR, RL	ELEMENT EINS	Thyssengas GmbH (TG), TenneT TSO GmbH,	GUD, Thyssengas	Wasserstoff, synth. Methan

SR	BGEA Coesfeld	Thyssengas GmbH/ GFC mbH – Gesellschaft des	Thyssengas	Biogas, Wasserstoff
SR	Salzbergen	keine Angabe	OGE	Wasserstoff
SR	Statkraft Emden	Statkraft Markets GmbH	OGE	Wasserstoff
RL	DOW Stade - Green MeOH	DOW Deutschland Anlagengesellschaft mbH	n.n.	Wasserstoff
RL	H2 Wyhlen	Energiedienst AG	n.n.	Wasserstoff
RL	Norddeutsches Reallabor	Competence Center für Erneuerbare Energien und	n.n.	Wasserstoff
RL	ReWest100	Raffinerie Heide GmbH	OGE	Wasserstoff
RL	SmartQuart	innogySE	n.n.	Wasserstoff
RL	GreenHydroChem	Siemens AG, Linde AG, Fraunhofer-IWS	n.n.	Wasserstoff

Quelle: FNB Gas 2019: Konsultationsdokument Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 sowie BMWi 2019: Gewinner des Ideenwettbewerbs "Reallabore der Energiewende"

Tabelle 5: Wasserstoffprojekte im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 sowie beim Ideenwettbewerb Reallabore (RL) (Quelle: Bundesnetzagentur, eigene Zusammenstellung)

Anhang 2: Mineralölleitungen

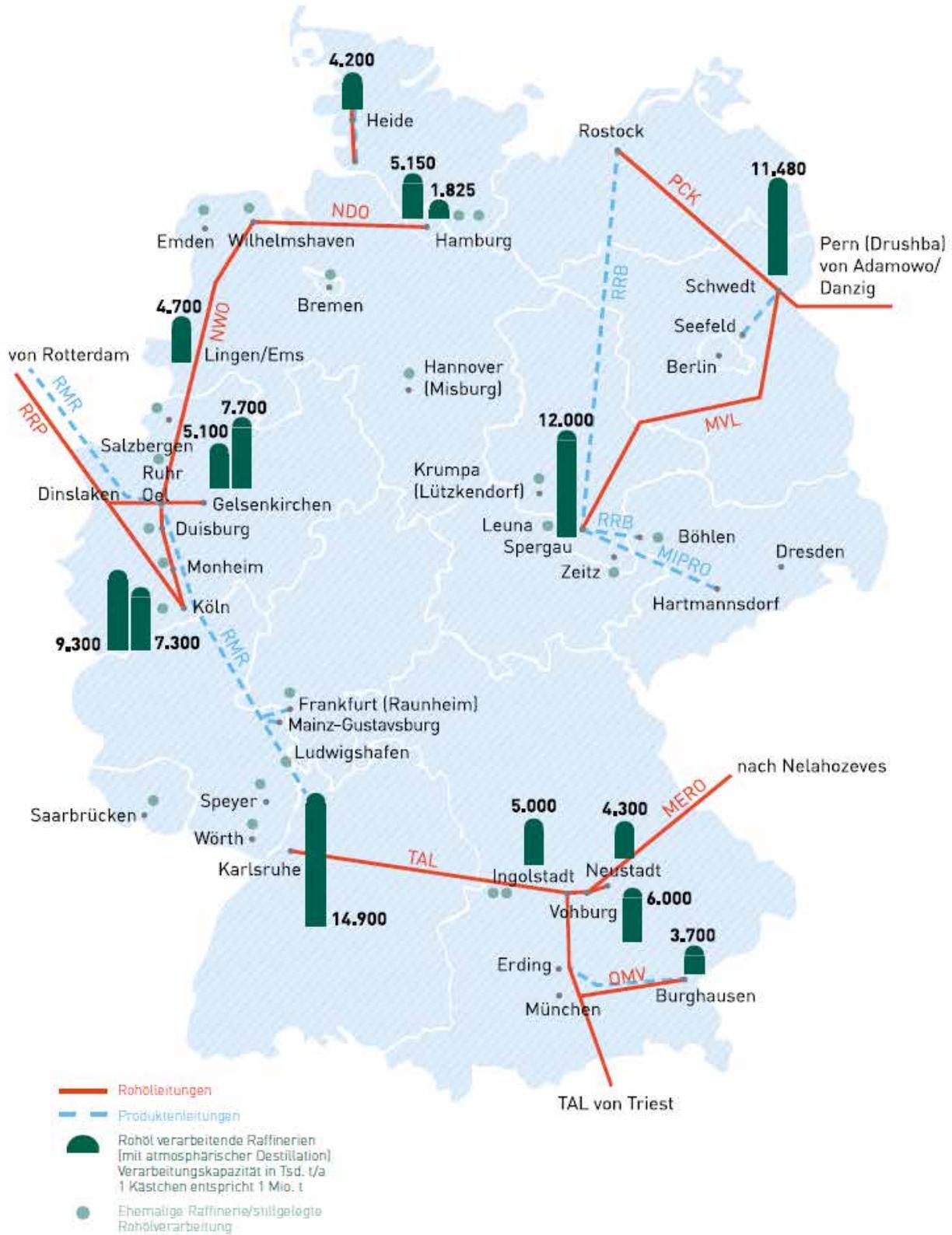


Abbildung 10: Raffinerien und Pipelines in Deutschland (Quelle: MWV 2019, <https://www.mwv.de/raffinerien-und-pipelines/>, Download: https://www.mwv.de/wp-content/uploads/2019/09/190906_MWV_Standortkarte.pdf)

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Cluster Unterelbe/Weser/Ems (Quelle: FfE 2019: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S. 23)	19
Abbildung 2: Cluster Mitteldeutschland/Berlin/Brandenburg (Quelle: HYPOS e.V. http://www.hypos-eastgermany.de/das-innovationsprojekt/potenziale-der-hypos-region)	19
Abbildung 3: Cluster Ruhrgebiet (Quelle: EnergieAgentur.NRW 2018: Wasserstoff – Schlüssel zur Energiewende, Beispiele aus Nordrhein-Westfalen von der Herstellung bis zur Nutzung, S. 37; https://broschueren.nordrheinwestfalendirekt.de/herunterladen/der/datei/h2-broschuere-final-web-pdf/von/wasserstoff-schluessel-zur-energiewende-beispiele-aus-nordrhein-westfalen-von-der-herstellung-bis-zur-nutzung/vom/energieagentur/2941)	20
Abbildung 4: Kostenanerkennung für Wasserstofftransport im Gasnetz im derzeitigen Regulierungssystem (Quelle: Bundesnetzagentur)	33
Abbildung 5: Regionalisierung der PtX-Leistung im Szenariorahmen für den NEP Strom 2019-2030 (Quelle: Vgl. FfE 2017: Kurzstudie Power-to-X, S. 41)	41
Abbildung 7: Wasserstoffverbrauch Industrie (energetisch und stofflich) (Quelle: FfE 2019: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S.22)	51
Abbildung 8: Wasserstoffverbrauch Verkehr (Quelle: FfE 2019: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S.29)	52
Abbildung 9: Gesamter Wasserstoffverbrauch Industrie und Verkehr (Quelle: FfE 2019: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S. 29)	53
Abbildung 10: Möglichkeiten der Refinanzierung und Netzentgeltregulierung von Wasserstoffinfrastruktur (Quelle: Bundesnetzagentur)	75
Abbildung 11: Raffinerien und Pipelines in Deutschland (Quelle: MWV 2019, https://www.mwv.de/raffinerien-und-pipelines/ , Download: https://www.mwv.de/wp-content/uploads/2019/09/190906_MWV_Standortkarte.pdf)	91

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Denkbare Netzstrukturszenarien (Quelle: Bundesnetzagentur, eigene Darstellung)	9
Tabelle 2: Methodik zur Regionalisierung der PtX-Leistung im Szenariorahmen für den NEP Strom 2030 (Quelle: FfE 2017: Kurzstudie Power-to-X, S. 39)	41
Tabelle 3: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber (Quelle: FNB Gas 2020: Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030, S. 175)	43
Tabelle 4: Eingangsdaten der FfE-Studie für den Wasserstoffbedarf (Quelle: FfE 2019: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S. 17)	50
Tabelle 5: Wasserstoffprojekte im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 sowie beim Ideenwettbewerb Reallabore (RL) (Quelle: Bundesnetzagentur, eigene Zusammenstellung)	89

Abkürzungsverzeichnis

EE	Erneuerbare Energien
EOG	Erlösobergrenze
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
LNG	Liquified Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
NC TAR	Network Code Tariffs
NEP	Netzentwicklungsplan
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilernetzbetreiber

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Wasserstoff@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Stand

Juli 2020

Bildnachweis

Titelbild: gettyimages/ William Andrew

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

www.bundesnetzagentur.de