

Anmerkungen zur regulatorischen Ausgestaltung einer (europäischen) Wasserstoffwirtschaft

Benedikt Schuler, 27. April 2020¹

Dem ersten Entwurf der Nationalen Wasserstoffstrategie zufolge geht das BMWi vom weiteren Ausbau der deutschen Transport- und Verteilungsinfrastruktur zur Aufnahme der erwarteten Wasserstoffmengen aus. Dabei erwägt es, den regulatorischen Rahmen für die Gasinfrastruktur auf Anpassungsbedarf zu überprüfen und weiterzuentwickeln.²

Der jüngste Vorschlag deutscher Industrieverbände erkennt ebenfalls, dass die „Transportinfrastruktur entscheidend für den Wasserstoffmarkt“ ist, schlägt zum zügigen Aufbau jedoch lediglich Änderungen des EnWG und der GasNZV vor.³ Das von den Ferngasnetzbetreibern (FNB) im Januar und nochmals im Mai 2020 vorgeschlagene visionäre H2-Startnetz 2030 beruht weit überwiegend auf der Umrüstung von Gasleitungen.⁴

Auch andere Vorschläge aus der Branche scheinen unter dem Narrativ „Dekarbonisierung der Gaswirtschaft“ ausschließlich von der Zuführung des grauen, grünen, blauen oder türkisen Wasserstoffs in das deutsche Erdgasnetz auszugehen.⁵ Obwohl die bis 2050 zu transportierende Wasserstoffmenge⁶ die heutige Kapazität der deutschen Erdgasnetze erheblich überschreiten wird, werden weder privatwirtschaftliche Anreize noch regulatorische Rahmenbedingungen zum Aufbau eines reinen Wasserstoffnetzes formuliert.

Dabei bestehen bereits für die Hybridisierung der deutschen Erdgasnetze mit Wasserstoff diverse Hindernisse technischer und regulatorischer Natur. Mit deren Ausblendung bei der Ausgestaltung der Nationalen Wasserstoffstrategie wird die deutsche Regierung ihre klimapolitischen Ziele 2050 nach Auffassung des Autors verfehlen und die europäische Integration bereits im Ansatz außer Acht lassen.

Dieser Beitrag skizziert den Vorschlag, den Aufbau eines europäischen Wasserstoffnetzes zu priorisieren. Dabei begründet der Autor zuerst die technischen und regulatorischen Hindernisse, die seiner Auffassung nach einem raschen Umbau der deutschen Gasnetze als integrierende Zielinfrastruktur entgegenstehen. Danach verweist er auf das Erfordernis einer europäischen Lösung, auch hier wegen regulatorischer Bedenken. Übergeordnet postuliert er das Ziel, die Dekarbonisierungsziele möglichst schnell, effizient und solidarisch über positive Externalitäten eines europäischen Wasserstoffnetzwerks zu erreichen.

¹ Geschäftsführer des Beratungsunternehmens vp Energieportfolio UG (haftungsbeschränkt). Dieses Papier wurde ohne Auftrag eines Dritten erstellt. Der Inhalt gibt die Meinung des Autors wieder. Redaktionelle Anpassungen bis zum 25.5.2020

² BMWi, Januar 2020, 21 Seiten. <https://www.handelsblatt.com/downloads/25491634/1/nationalewasserstoffstrategie.pdf> zuletzt heruntergeladen am 3.5.2020. Siehe auch <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiewende-nationale-wasserstoffstrategie-31-massnahmen-die-deutschland-zum-vorreiter-machen-sollen/25490610.html>

³ FNB Gas / BDI / bdew / VIK / DIHK (2020): Auf dem Weg zu einem wettbewerblichen Wasserstoffmarkt - Gemeinsamer Verbändevorschlag zur Anpassung des Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze <https://bdi.eu/publikation/news/auf-dem-weg-zu-einem-wettbewerblichen-wasserstoffmarkt/> zuletzt heruntergeladen am 24.5.2020. Die federführende Zusammensetzung erinnert an die Verbändevereinbarung Gas (1998 – 2003).

⁴ Um 31 Grüngasprojekte aus der Marktabfrage zu implementieren sollen ca. 1.100 Kilometer durch Umstellung von Erdgasleitungen für den Transport von Wasserstoff genutzt werden können, lediglich rund 100 Kilometer müssten bis 2030 neu gebaut werden. Die FNB bleiben eine Erklärung schuldig, wie mit den dadurch entstehenden Engpässen umgegangen wird. www.fnb-gas.de

⁵ Bspw. frontier economics (2020): Gas Decarbonisation and Sector Coupling. Ensuring a market-based approach: a report for the European Federation of Energy Traders, 26 February 2020

⁶ Je nach Annahme und Studie sollen es zwischen 370 und 1000 TWh pro Jahr sein. Der Autor schätzt, dass die Menge wiederum sehr stark von der hier diskutierten Strategie und Regulierung zum Hochlauf abhängen wird.

Technische Bedenken

Beimischungspotential begrenzt

Bei zunehmenden Wasserstoffanteilen würde die Gasbeschaffenheit im Gasnetz kontinuierlich sinken, womit vor allem die Industrie- und Verbraucherseite betroffen wäre. Bereits heute werden derart Herausforderungen durch die Festlegung der BNetzA „KONNI Gas“⁷ und durch die über ein Jahrzehnt andauernde Marktraumumstellung – eine über den NEP Gas Prozess moderierte Umstellung der L-Gas in H-Gas-Netze – adressiert. Ein zunehmender Wasserstoffanteil im Erdgasnetz würde jedoch mit einer permanenten Herabstufung der Gasbeschaffenheit und einem kontinuierlichen Umstellungsbedarf an Verbrauchsstellen einhergehen, ungeachtet, dass die Geräte auf Netz- oder Endbenutzerebene ab einem bestimmten Wasserstoffanteil vollständig ausgetauscht werden müssten.⁸ Bei der Verwendung von Erdgas als Grundstoff in der chemischen Industrie besteht eine geringe Toleranz hinsichtlich der konstanten Gasqualität. Das Mischen wäre also bestenfalls eine befristete Übergangslösung, bevor das Netz auf eine reine Wasserstoffkonfiguration umgestellt wird.⁹

Weitere Nachteile entstünden aber auch wegen einer abermaligen Zersplitterung des Gashandels, Marktbeherrschung bei den Mischdienstleistungen, Einschränkung des Bilanzierungssystems und hoher Kosten der Umstellung.

Mangel an technischer Kapazität

Gleichzeitig ist die Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft über die Gasnetze mit einem erheblichen Ausbaubedarf der Ferngasnetze verbunden:

- Wasserstoff besitzt 30% der Energiedichte von Erdgas. Zur vollständigen Dekarbonisierung des Gasnetzes durch reinen Wasserstoff wäre ceteris paribus schon rund das Dreifache der bestehenden Transportkapazität erforderlich. Dabei fehlt den FNB bereits heute (angeblich) die technische Kapazität zur Ausweisung fester, frei zuordenbarer Kapazitäten gemäß § 20 Abs. 1b EnWG.¹⁰
- Insbesondere in den Küstengebieten kann der Anschluss von Elektrolyseuren – durch Wind offshore und onshore aufgespeist – als Wasserstoffquellen erwartet werden.
- Die Integration der internationalen Aufkommensquellen (Wasserstoff Import per Schiff) erfordert riesige Infrastruktur zur Anlandung von verflüssigtem oder chemisch gebundenem Wasserstoff. Diese hochkapazitiven Aufkommen müssten ähnlich wie herkömmliche LNG Terminals an die Erdgasnetze angeschlossen werden – aus netzplanerischer Sicht wäre dies allein wegen des geringeren Brennwertes eine große Herausforderung.
- Beides, die Anbindung von Anlandeterminals und des Windstroms aus der Nord- und Ostsee, sollte wenigstens mit Dänemark, den Niederlanden, Belgien, Polen und den Baltischen Staaten in einer gemeinsame Wasserstoffinfrastruktur geplant werden.
- Bei Wasserstoffanteilen von mehr als 10% dürfte auch der Verlust durch molekularen Schlupf nicht mehr nur vernachlässigbar sein, wenn die bestehenden Erdgasnetze nicht ausgekleidet werden.

⁷ Konvertierungsbeschluss BK7-11-002 und Änderungsbeschluss BK7-16-050 vom 21.12.2016

⁸ „...it might not be feasible to gradually increase the hydrogen fraction in gas networks from 0 to 100 %. Instead, once a certain “tipping point” is reached that makes a full transition to hydrogen more economical, it might be recommendable to do so, rather than increasing hydrogen concentration in a methane/hydrogen blend in several incremental steps, each of them requiring adjustment and re-placement of equipment at grid or end user level. For those cases, blending would be only a transitional solution before a switch to a hydrogen only configuration.“ Aus: ENTSOG (2019): ENTSOG 2050 Roadmap for Gas Grids, S. 32.

⁹ FNB (2020): Netzentwicklungsplan 2020-30 (Konsultation vom 4. Mai 2020), S. 133. Die Fernleitungsnetzbetreiber legen derzeit eine maximale Beimischungskonzentration in Höhe von lediglich 2 % zu Grunde.

¹⁰ Mit der Marktgebietszusammenlegung zum 1. Oktober 2021 werden sich diese Engpässe angeblich noch erheblich erhöhen. Vgl. Festlegung der BNetzA im Verfahren BK7-19-037 (KAP+ für zusätzliche Kapazitäten in einem deutschlandweiten Marktgebiet)

Zudem würde die Verwendung von Wasserstoff im Verkehrssektor bei lokaler Entnahme von Wasserstoff aus den Erdgasnetzen eine zweifache Transformierung der Energie erfordern, ein eher ineffizienter Ansatz.

Da die Integration von Wasserstoff also eine erhebliche Anpassung der Gasinfrastruktur erfordern würde und dort ohnehin ein Kapazitätsmangel besteht, dürfte Zweifel an der Wirksamkeit und technischen Effizienz einer Gasnetz-Hybridisierung durchaus begründet sein. Solch ein Um- und Ausbau wäre aber selbst im gegenwärtigen Regulierungsrahmen mit erheblichen Schwierigkeiten behaftet.

Bedenken hinsichtlich der Regulierung

Ausbau der Ferngasnetze zu schwerfällig

Würde die Nationale Wasserstoffstrategie eine ex-ante Integration mit den Erdgasnetzen vorsehen, müsste jedwede Kapazitätserhöhung im Zuge etablierter Verfahren, nach Incremental Capacity¹¹ oder nach dem NEP Gas Prozess¹² i. V. m. dem TYNDP¹³, erfolgen. Beide dürften zum Aufbau der Wasserstoffwirtschaft in den Gasnetzen nicht geeignet sein.

- Die Durchführung einer integrierten Wirtschaftlichkeitsprüfung für ‚Incremental Capacity‘ basiert gemäß Art. 24 auf dem künftigen Barwert der verbindlichen Netznutzung und dem f-Faktor. Für den f-Faktor sind beispielsweise die positiven externen Effekte des Projekts für neu zu schaffende Kapazität auf den Markt oder das Fernleitungsnetz einzubeziehen, ein für Wasserstoff schwer zu berechnender Wert.

Ein wirtschaftlicher Ausbaubedarf über die Marktnachfrage entsteht ohnehin erst mit neuen Importquellen in erheblicher Höhe. Damit wäre ein Ausbau über ‚Incremental Capacity‘ allenfalls für große Projekte mit internationalem Bezug möglich.

- Der Ausbaubedarf über den NEP Prozess wäre über Anschlussbegehren neuer Wasserstoffaufkommensquellen getrieben. Hier dürften für die FNB rasch technische Grenzen für Neuanschlüsse erreicht sein, was einen Anspruch auf Kapazitätsreservierung ins Leere laufen lässt.¹⁴

Anträge zur Anschlussreservierung und Anschlussbegehren von Wasserstoffquellen und -senken werden zu einem hohen Anteil von vergleichsweise kleinen Anlagen kommen und über Jahre hinweg zeitlich und lokal versetzt gestellt werden. Das die 16 deutschen FNB im Zuge des 2-Jahres Turnus nur den verbindlich angemeldeten Anschlussbedarf modellieren, bleibt der gesamte Kapazitätsbedarf bis 2050 unberücksichtigt. Somit würden netzseitig immer nur kleine Ausbaumaßnahmen durchgeführt, was Zeit und Kosten gegenüber einem zentral geplanten Zielnetz exorbitant ansteigen ließe.

- Die Umwandlung von Erdgas- in Wasserstoffleitungen (De-Investment) im aktuellen NEP Prozess ist unerprobt und hinsichtlich der Festlegung bei den Erlösbergrenzen rechtlich nicht festgelegt.¹⁵

Darüber hinaus ist der Aufbau einer reinen Wasserstoffinfrastruktur derzeit nicht vom Rechtsrahmen des § 15a Abs. 1 Satz 2 EnWG umfasst.¹⁶ Dem netzplanerischen Prozess unter der bestehenden Regulierung wird insgesamt aber auch die gebotene Schnelligkeit zur Dekarbonisierung des fossilen Sektors fehlen.

¹¹ Vgl. Kapitel V der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung)

¹² Zehnjähriger Netzentwicklungsplan gemäß Artikel 22 der Richtlinie 2009/73/EG.

¹³ Zehnjähriger, gemeinschaftsweiter, nicht bindender Netzentwicklungsplan gemäß Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009.

¹⁴ Auch die deutschen FNB haben dieses Problem erkannt. Laut Vorschlag zur Änderung des EnWG und der GasNZV sollen die FNB künftig für Wasserstoff nur noch eingeschränkt zum Anschluss von Letztverbrauchern und Produzenten verpflichtet sein. Demnach kann der FNB den Anschluss gerade aus Gründen die Gasbeschaffenheit betreffend verweigern: Änderungsvorschlag für § 38 GasNZV i. V. m. § 17 EnWG, FNB Gas/BDI et al. (2020), S. 6 ff.

¹⁵ Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 30, Konsultationsdokument vom 4. Mai 2020.

¹⁶ Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 30, Konsultationsdokument vom 4. Mai 2020, S 134. Der Autor bezweifelt neben der fehlenden technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Grundlage für die Hybridisierung mit Wasserstoff auch, dass die FNB ohne eine

Marktverzerrung durch hohe Komplexität und Anpassungsbedarf des gesetzlichen Rahmens

Der heute bestehende Rechtsrahmen für die FNB, selbst wenn die GasNZV auf „Gase“ angepasst würde, dürfte aber auch die Komplexität von Fördermechanismen von Wasserstoffaufkommen, Unsicherheit bei der Höhe einer CO₂ Steuer¹⁷, dem Emissionshandel, dem Netzausbau und den Qualitätsanpassungen beim Hochlauf technologisch nicht diskriminierungsfrei adressieren.

Die Anreizregulierungsverordnung ist zwar geeignet, den effizienten Netzbetrieb und -ausbau zu gewährleisten, darüber hinaus kann jedoch bezweifelt werden, dass sie den geeigneten Rahmen für die Schaffung von Infrastruktur darstellt, deren künftige Auslastung erst durch ihre Existenz begründbar wird. Die Anwendung von Sonderkapazitäten zum Anschluss von Gaskraftwerken (zur Vermeidung des Netzausbaus) und zum Transit im Gassektor hat bereits ähnliche Vorbehalte der FNB und die Schwierigkeiten für Investitionsentscheidungen aufgezeigt.¹⁸

Der administrative Aufwand bei Herkunftsnachweisen, welche die Mischform des Hochlaufs im Gasnetz begleiten sollen, erscheint hoch, ungeachtet der handelsseitigen Liquiditätsverluste.

Die Kombination marktbasierter Fördermaßnahmen und nationaler Regelungen zur Sektorkopplung dürfte zudem den ohnehin kaum noch zu überschauenden ordnungspolitischen Rahmen zur europäischen Dekarbonisierung um einen weiteren Komplexitätsgrad erweitern. Beispielsweise würden Upstream-Modelle zur Förderung der Pyrolyse¹⁹ nicht nur mit dem Rechtsrahmen derjenigen Mitgliedstaaten kollidieren, die eine rein grüne Wasserstoffstrategie verfolgen. Sie wäre möglicherweise auch mit einem europäischen Carbon Border Adjustment²⁰ inkompatibel. Von einer wettbewerbskonformen Ausgestaltung wäre die Wasserstoffstrategie weit entfernt.

Zudem wird der deutsche Gasmarkt auf der Importseite bereits zu mehr als 55 % durch den russischen Produzenten PJSC Gazprom dominiert. Mit der Inbetriebnahme der Nord Stream 2 und der Einstellung der Produktion aus dem niederländischen Groningen Feld wird dieser Anteil im Jahr 2022 bei 75 – 80% liegen. Unbeachtet der auf politischer Seite bislang ignorierten Implikationen dieser seit 2016 bestehenden Marktbeherrschung für Wettbewerb und Regulierung wäre der Umbau der deutschen Gasnetze in den kommenden 30 Jahren sehr stark durch Lobbyismus und Marktbeeinflussung behindert. Denn ein aufrichtiges Interesse an der Dekarbonisierung der fossilen Wirtschaft wird man den wenigsten Gas- und Ölkonzernen unterstellen wollen, insbesondere aber den russischen nicht.

Zusammenfassend wäre die deutsche Wirtschaft im Jahr 2050 von ihren Dekarbonisierungszielen wegen all dieser Hindernisse noch weit entfernt.²¹

gesetzliche Erweiterung überhaupt schon berechtigt waren, eine Marktabfrage für Wasserstoffprojekte im Rahmen des Szenariorahmens für den NEP 2020-30 durchzuführen.

¹⁷ Der Mineralölwirtschaftsverband e.V. schlägt beispielsweise aktuell vor, im Verkehrssektor eine CO₂ Bepreisung in Höhe von 300 €/Tonne einzuführen. <https://www.mwv.de/presse/den-wirtschaftlichen-neustart-mit-klimaschutz-verbinden/> (15.4.2020)

¹⁸ Die deutschen Ferngasnetzbetreiber haben in der Vergangenheit konditionale Kapazitäten ausgewiesen, eine Verletzung des § 20 Abs. 1b EnWG. Der Autor befürchtet auch für Wasserstoff, dass ähnliche markteinschränkende Kapazitätsprodukte, beispielsweise eine ‚Wasserstoffumstellungs-Kapazitätserweiterung‘, zur Anwendung kommen.

¹⁹ frontier economics (2020), S. 18, 24.

²⁰ Proposal for a Directive: EU Green Deal (carbon border adjustment mechanism) <https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12228-Carbon-Border-Adjustment-Mechanism>

²¹ Ein entschiedener Strukturumbau ist auch dem Verbändevorschlag FNB Gas et al. nicht zu entnehmen. So soll das Gasnetz bis 2025 lediglich zu einer real verfügbaren Option avancieren (FNB Gas / BDI / bdew / VIK / DIHK (2020), S. 2). Hier dürften sich die Verbände also auf eine opportunistische Vorbehaltsposition zurückziehen, die Zweifel an dem entschiedenen Willen der deutschen Wirtschaft zur Dekarbonisierung schürt. Tatsächlich ist nur die auf die Rahmenbedingungen der Wasserstoffwirtschaft angepasste Regulierung (wie bei der erfolgreichen Liberalisierung der europäischen Strom- und Gasmärkte zu Beginn des 21. Jahrhunderts) eine Grundvoraussetzung für den Erfolg der Wasserstoffstrategie. Sie muss eine verlässliche, regulierte Bereitstellung der erforderlichen Netzinfrastruktur für eine wettbewerbliche Marktentwicklung gewährleisten.

Europäische Dimension / Solidaritätsgebot einhalten

Die Änderung des Energiewirtschaftsrechts und nationale Auslegung und Anpassungen der Infrastruktur werden aber auch sofort mit europäischen Richtlinien zur Energiemarktliberalisierung kollidieren, wenn nicht sogar ein Vertragsverletzungsverfahren provozieren.²² Jedenfalls wurde von europäischer Seite der Bedarf zum Umbau des Regulierungsrahmens zur Integration von Wasserstoff im Energiesektor über das Verfahren "The Bridge beyond 2025" erkannt und im Jahr 2019 bereits konsultiert.²³

New assets and activities should be facilitated through regulation, including a sandbox model at EU level for pilot, small scale projects and appropriate differentiation between competitive and monopoly activities. Any subsidies are a matter for governments rather than regulators, and should not take the form of discounts on or exemption from network tariffs in any case. TSOs and Distribution System Operators (DSOs) should only be allowed to undertake potentially competitive activities under strict rules and as a last resort. While it is too early to be definitive, large-scale hydrogen networks could be expected to provide regulated third party accessing.

For infrastructure planning, an effective regulatory framework at EU level, similar to that existing in some Member States, is needed to ensure a level playing field for new solutions.

Eine Strategie und Aufbau der Wasserstoffwirtschaft dürfte spätestens mit der Dekarbonisierung des Transport- und Verkehrssektors eine europäische Dimension erhalten. Aber auch in anderen Sektoren wird die Anpassung des regulatorischen Rahmens erforderlich und damit auch die darin vorzusehende, kooperative Planung auf europäischer Ebene:²⁴

7. The overall governance arrangements in gas should be brought into line with those recently updated for electricity in the CEP (especially in a context of sector coupling and a holistic system view in the future). This alignment will involve changes to the gas legislation in relation to the Network Codes, the Agency's powers, enforcement of the compliance of the European Network of Transmission Operators for Gas (ENTSO) with its obligations, and exemptions and planning obligations for distribution systems.

10. There is a need for a coherent approach across multiple sectors, including integration of power-to-gas, and with energy management services for households, transport, services and industry. This may be facilitated by establishing, at European level, consistent definitions, criteria and policy scenarios, such as the speed of decarbonisation in different sub-sectors, the extent of technological innovation and energy efficiency improvements, and trends in demographic and economic factors.

12. ACER should be conferred the power to approve the ENTSOs' TYNDPs and require amendments by the relevant ENTSO, with due justification, when the plan is deemed non-compliant with the objectives in the relevant regulation....

20. Principles and methodologies should be developed at European level for the regulatory treatment of the blending of hydrogen in gas networks.

27. Consideration should be given to a regulatory framework for a pure hydrogen network, since uncertainty over future regulation could hamper (and delay) the initial investments in decarbonised gases. Some principles, such as third party access, could potentially be set at EU level before investments are made. But should hydrogen networks become widespread, and where blending of decarbonised gas increases in existing networks, there would be real value in leveraging the liquidity of existing markets and the understanding of existing rules and regulations. This could be achieved by extending the existing Gas Directive and Regulation to apply beyond natural gas to include decarbonised gases, with

²² Die Anpassung des gesetzlichen Rahmens im nationalen Alleingang dürfte mit gemeinschaftsrechtlichen Fallstricken gespickt sein, was auch Rechtsunsicherheit für Investoren verursacht.

²³ ACER (2019): The Bridge beyond 2025. Conclusion Paper (19. November 2020).

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

²⁴ ACER (2019): RECOMMENDATION No 02/2019 of 19 November 2019 on the regulatory response to the future challenges emerging from developments in the internal gas market

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2002-2019.pdf

clear carve-outs for direct pipes to individual (or small clusters of) industrial users where additional regulation is unwarranted.

Diese Erwägungen dürften die zu erwartenden Schwierigkeiten einer auf die gegenwärtige Regulierung aufgesetzte Integration der Wasserstoffmärkte erahnen lassen. Sie regen vielmehr eine Erweiterung der Gasrichtlinie an, um Wasserstoffnetze an der Liquidität bestehender Märkte und bestehender Regulierungen partizipieren zu lassen.

Erreichen klimapolitischer Ziele nicht nur an nationalen Zielen ausrichten

Zur Nutzung bestehender Infrastruktur dürfte es unmöglich sein, eine belastbare Kosten-Nutzen Berechnung für die Wahl des geeigneten regulatorischen und planerischen Rahmens im Hochlauf anzufertigen, ganz zu schweigen von der Wahl der integrierenden Netzinfrastruktur, ihrer Ausdehnung und Regulierung. Auch der europäische Gasnetzbetreiberverband ENTSOG erkennt, dass ein dediziertes Wasserstoffnetz im gegenwärtigen Marktdesign erforderlich ist, um Technologien zur Dekarbonisierung im sogenannten Wasserstoff-Pfad zu unterstützen.²⁵

Dabei geht es übergeordnet ohnehin um einen strukturellen Umbau, bei dem Netzredundanzen im schnellen Hochlauf des Wasserstoffs und Herunterfahren des Erdgases das kleinere Problem darstellen werden. Um den gesamtgesellschaftlichen Nutzen zu maximieren, gilt es vielmehr, die negativen Externalitäten der fossilen Wirtschaft zu verringern, ein Ziel dem angesichts des viel zu niedrigen CO₂ Preises bislang noch das angemessene wirtschaftliche Signal fehlt. Positive Externalitäten entstehen über die Schaffung möglichst großer Netz- und Gleichzeitigkeitseffekte. Schnelligkeit und hohe Umsetzungswahrscheinlichkeit stellen eine weitere Zieldimension dar. Deshalb sollte der ordnungspolitische Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie von vornherein die Ausgestaltung eines separaten, zentral geplanten Wasserstoffnetzes im europäischen Verbund vorsehen.

Wasserstoffnetz als „essential facility“ für die Dekarbonisierung

Die Road-Map für den Aufbau eines Wasserstoffnetzes sollte als integrierende Zielfunktion den Bau zusätzlicher Leitungen entlang bestehender Infrastruktur (Autobahnen, Bahnlinien, Strom- und Gasleitungen) priorisieren. Kleinere, bereits in der Planung befindliche Wasserstoff-Leitungsprojekte der Industriekonsortien und die aktuellen Reallabore könnten schnell technisch und regulatorisch in die größer perspektivisch zusammenwachsenden Entry-Exit Systeme integriert werden. Bereits nach kurzer Zeit wäre auch der Handel von Wasserstoff am Virtuellen Handelspunkt eines Wasserstoffnetzes möglich. Redundante Gas- oder Ölleitungen können mit dem gestuften Herunterfahren den kleinräumigen Wasserstoffmärkten beigeordnet werden, während dedizierte Anschlusspunkte an die Erdgasnetze klare regulatorische Grenzen setzen. Die Kopplung bzw. Integration von Wasserstoff in die europäischen Sektoren ginge dann mit einer 30-jährigen Perspektive primär von neuen, unter strikten Dekarbonisierungszielen regulierten Wasserstoffnetzen aus.

Der Aufbau eines europäischen Wasserstoffnetzes unter staatlicher Lenkung und Investition ist als Infrastrukturmaßnahme geeignet, den konjunkturellen Einbruch in Folge der Covid-19 Krise zu mindern, europäische Solidarität zu unterstreichen und die Sektorenkopplung unter dem Green Deal der EU-Kommission sinnvoll umzusetzen.²⁶ Entschieden und gemeinsames Vorgehen beim Infrastrukturausbau dürfte ein kritischer Erfolgsfaktor bei der Bewältigung der Klimakrise sein.

²⁵ ENTSOG (2019): ENTSOG 2050 ROADMAP FOR GAS GRIDS; S. 48. <https://entsog.eu/sites/default/files/2019-12/ENTSOG%20Roadmap%202050%20for%20Gas%20Grids.pdf>

²⁶ Hepburn, C., O'Callaghan, B., Stern, N., Stiglitz, J., and Zenghelis, D. (2020); 'Will COVID-19 fiscal recovery packages accelerate or retard progress on climate change?', Smith School Working Paper 20-02 <https://www.smithschool.ox.ac.uk/publications/wpapers/workingpaper20-02.pdf>