

11.04.2022

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

Zu den Legislativvorschlägen der Europäischen Kommis- sion zur Anpassung der Gas- binnenmarkt-Richtlinie und - Verordnung vom 15.12.2021

Transparenzregister ID: 20457441380-38

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Inhalt

Worauf es jetzt ankommt: Den notwendigen Beitrag von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen zu Klimaneutralität, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit schnell ermöglichen		4
Anmerkungen im Einzelnen		10
1	<u>Gas-Richtlinie</u>	10
1.1	Definitionen (Artikel 2)	10
1.1.1	„Erdgas“ (Artikel 2 Nr. 1)	10
1.1.2	„CO ₂ -armer Wasserstoff“ und „CO ₂ -armes Gas“ (Artikel 2 Nr. 10 und 11)	11
1.1.3	Zu ergänzen: Differenzierung von Fernleitungs- und Verteilernetzebene im Wasserstoffnetz (Artikel 2 Nr.21 und 22)	11
1.1.4	Marktgestützte Lieferpreise (Artikel 4)	11
1.1.5	Genehmigungsverfahren für Gas- und Wasserstoff-Anlagen bzw. Infrastruktur (Artikel 7)	12
1.2	Zertifizierung erneuerbarer und CO ₂ -armer Brennstoffe und Gase (Artikel 8)	13
1.3	Endkundenmärkte und Verbraucher	15
1.3.1	Grundlegende vertragliche Rechte (Artikel 10)	15
1.3.2	Lieferantenwechsel (Artikel 11)	15
1.3.3	Vergleichsinstrumente (Artikel 12)	16
1.3.4	Aktive Kunden (Artikel 13 i.V.m Art. 2 Nr. 71).....	16
1.3.5	Bürgerenergiegemeinschaften (Artikel 14)	17
1.3.6	Endkundenrechnungen (Artikel 15 i.V.m Annex I)	17
1.3.7	Intelligente Messsysteme im Wasserstoffsystem (Artikel 17 und 22)	18
1.4	Zugang Dritter zu Wasserstoffnetzen, -terminals und -speichern (Artikel 31-33).....	19
1.4.1	Kooperation H ₂ -Netzbetreiber (Artikel 31).....	19
1.4.2	Zugang Dritter zu Wasserstoffnetzen auf Vertragsbasis.....	20

1.4.3	Zugang zu Speicheranlagen für Wasserstoff (Artikel 33)	20
1.5	Verweigerungsgründe für Anschluss und Zugang zu Gasnetzen (Artikel 34 i.V.m. Artikel 37, 40)	20
1.6	Entflechtung von Wasserstoffnetzbetreibern (Artikel 62-64).....	21
1.7	Aufgaben von H ₂ -Netz-, Speicher-, und Terminalbetreibern (Artikel 46).....	25
1.8	Integrierte Netzplanung (Artikel 51/ 52).....	26
1.9	Finanzierung von grenzüberschreitenden H ₂ -Netzen (Artikel 53)	28
1.10	Nationale Regulierungsbehörden (Artikel 70-74)	29
2	<u>Gas-Verordnung</u>	32
2.1	Definitionen (Artikel 2)	32
2.1.1	„Entry-Exit System“ und Artikel 2 Nr. 53 RL bzw. Artikel 2 Nr. 30 VO	32
2.1.2	Artikel 2 (35) Conditional Capacity	33
2.1.3	Definition zu ergänzen: Area Coordinator (in Deutschland: Marktgebietsverantwortlicher)	33
2.2	Allgemeine Grundsätze (Artikel 3 Einleitung und lit. i)	34
2.3	Trennung des regulierten Anlagevermögens (Artikel 4)	34
2.4	Netzzugang H ₂ -Netze (Artikel 6).....	37
2.5	Zertifizierung für Fernleitungs- und Wasserstoff-Netzbetreiber (Artikel 13).....	38
2.6	Tarife für den Netzzugang (Artikel 15)	39
2.7	Tarifnachlässe für erneuerbare und CO ₂ -arme Gase (Artikel 16)	39
2.8	Grenzüberschreitende Gasqualität / H ₂ -Beimischung an GÜP (Artikel 19/20)	41
2.9	DSO Entity für Gase (Artikel 36 bis 38).....	42
2.10	ENNOH (Artikel 40 bis 42)	44
2.11	Verteilernetzbetreiber betreffende Transparenzanforderungen (Artikel 48).....	45

Worauf es jetzt ankommt: Den notwendigen Beitrag von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen zu Klimaneutralität, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit schnell ermöglichen

Angesichts der immer dramatischeren Prognosen des Weltklimarates (IPCC) hat die Europäische Union sich mit dem European Green Deal zurecht die Eindämmung des menschengemachten Klimawandels als vordringliches Ziel gesetzt. Die deutsche Energiewirtschaft steht voll und ganz hinter diesem Ziel und unterstützt daher das Vorhaben der EU, bis spätestens 2050 klimaneutral zu werden sowie auf dem Weg dahin bis 2030 die Emissionen, um mindestens 55 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren.

Gleichzeitig machen der Krieg in der Ukraine und die damit einhergehende Energiepreisentwicklung nachdrücklich deutlich, dass auch für eine bezahlbare und sichere Energieversorgung der massive Ausbau erneuerbarer Energien und die Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern eine entscheidende Rolle spielen. Mit Blick auf die Reduzierung der Abhängigkeit der EU von Importen fossiler Energieträger hat die Europäische Kommission in ihrer „REPowerEU“-Mitteilung vom 8. März 2022 daher folgerichtig die Ambitionen für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft und die Erzeugung von Biomethan noch einmal angehoben.

Klar ist: Eine zügige, diversifizierte und bezahlbare Klimaneutralität kann nur erreicht werden, wenn alle zur Verfügung stehenden Dekarbonisierungsoptionen unter Berücksichtigung gesamtwirtschaftlicher und systemübergreifender Gesichtspunkte in allen Sektoren genutzt werden können. Daher ist es richtig, dass die Kommission in ihren Vorschlägen zur Anpassung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und -Verordnung vom 15. Dezember 2021 erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen auch langfristig eine wichtige Rolle im Energiemix zuweist und dabei für Wasserstoff grundsätzlich die bewährten Regeln und Prinzipien des Gasbinnenmarktes anwendet. Denn erneuerbare und dekarbonisierte Gase, einschließlich Wasserstoff, bieten in allen Sektoren Lösungen dafür, Emissionssenkungen effektiv und kostengünstig zu realisieren. Nun kommt es darauf an, eine Dynamik zu entfachen, die eine zügige Transformation der Gaswirtschaft und einen schnellen Hochlauf eines wettbewerblichen Wasserstoffmarktes in Europa ermöglicht. Neben den Zielmarken für 2030 und 2050 unterstreichen die Entwicklungen in der Ukraine, wie wichtig die Faktoren Geschwindigkeit und Versorgungssicherheit sind.

Bei diesem Vorhaben kommt der Energiewirtschaft als „Enabler“ der Energiewende eine Schlüsselrolle zu. Die Energiewirtschaft muss in die Lage versetzt werden, die Dekarbonisierung der Wirtschaft, einschließlich Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor zu befördern. Dies erfordert einen klaren Rechts- und Regulierungsrahmen, der Planungs- und Investitionssicherheit für die erforderlichen Investitionen in erneuerbare Energien und Wasserstoffprojekte sowie die Nutzung und Umstellung der bereits vorhandenen Infrastruktur ermöglicht.

Bei der Erreichung der Klimaneutralität sollte im Wettbewerb um die volkswirtschaftlich effizientesten Lösungen gerungen werden. Bei der Frage, wo Elektrizität und wo Moleküle zum Einsatz kommen sollten, geht es nicht nur um betriebswirtschaftliche Präferenzen, sondern auch um die volkswirtschaftliche Effizienz der Energiewende. Deshalb muss der Markt der entscheidende Mechanismus zur Steuerung des Einsatzes von Wasserstoff, erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie sein. Dafür muss der Rechts- und Regulierungsrahmen offen gestaltet sein und darf dem Einsatz von Wasserstoff, erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen in allen Sektoren nicht von vorneherein entgegenstehen. Schließlich reizt dieser marktliche Ansatz auch Innovationen an, die heute noch gar nicht erkennbar sind.

Bedauerlicherweise werden die vielen grundsätzlich richtigen Weichenstellungen in den Vorschlägen der Kommission durch einzelne nicht sachgerechte Regelungen vollständig konterkariert. Insbesondere die Vorgaben zur Entflechtung von Wasserstoffnetzbetreibern stellen eine Barriere dar, die weder durch die Markterfahrungen mit den in Deutschland sehr strikt für Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber umgesetzten europäischen Entflechtungsvorgaben begründet werden kann noch praxistauglich ist. Der Bau eines neuen parallelen Wasserstoffnetzes „auf der grünen Wiese“ ist wesentlich teurer und bedarf deutlich mehr Zeit. Der entsprechende Platzbedarf für parallele Leitungen ist eine zusätzliche Einschränkung, insbesondere im städtischen Raum. Einen umfangreichen Neubau und Betrieb konkurrierender Wasserstoffnetze mit eigenem Fachpersonal sieht der BDEW daher als nicht realistisch und auch als nicht sinnvoll an.

Durchgreifende und vor allem rasche Erfolge hängen davon ab, dass der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft auf den vorhandenen Strukturen aufsetzt und sich die in Deutschland und Europa in großem Umfang bereits sowohl auf der Fernleitungs- als auch auf der Verteilernetzebene vorhandene Gasinfrastruktur und das entsprechende Know-how und Fachpersonal der Gaswirtschaft zunutze macht. So ließe sich ein Großteil der in Deutschland vorhandenen rund 522.100 km Verteilernetz und der ca. 33.600 km Fernleitungsnetz für den Wasserstofftransport nutzen. Dass die Umstellung bestehender Infrastruktur eine kostengünstige und schnellere Alternative zum Neubau ist, stellt die Kommission auch in ihrem Impact Assessment fest¹.

¹ Darin heißt es: “- refurbishing natural gas pipelines to hydrogen operations will be less expensive than new-build pipelines, and will hence offer a competitive advantage to the owners/operators of existing natural gas networks”, Seite 9.

Der Erhalt wettbewerbsorientierter Marktstrukturen ist auch für die Entstehung eines Wasserstoffmarktes essenziell. Dafür bedarf es wie bei Strom- und Gasnetzen auch für Wasserstoffnetze einer effektiven Entflechtung. Mit den vorgeschlagenen Entflechtungsvorgaben, die strenger ausfallen als sie aktuell für Strom- und Gasnetze gelten, haben Gasnetzbetreiber aber keinerlei Anreiz, in die Ertüchtigung ihrer Netze für den Wasserstofftransport zu investieren.

Die Entflechtungsvorgaben sind stattdessen ein massives Hemmnis für die Umstellung. Mit der Umstellung von Gas auf Wasserstoff müssten vielfach die Netze zunächst in eine eigene Gesellschaft ausgegliedert werden. Spätestens ab 2030 müsste dann die Netzbetreibergesellschaft oder die Infrastruktur verkauft werden, wenn auch der ISO-Ansatz wie in vermutlich den meisten Fällen nicht in Betracht kommen. Im Ergebnis erschwert dies einerseits die Umstellung der Netze und führt zu volkswirtschaftlich unnötig hohen Kosten, die letztlich von den Kunden getragen werden müssen. Andererseits führt dies zu erheblichem Mehraufwand beim Aufbau des Wasserstoffnetzes, der viele bereits geplante oder in Umsetzung befindliche Projekte bremst und den Hochlauf eines Wasserstoffmarktes somit erschwert statt beschleunigt. Kurzgefasst geben die Entflechtungsregeln den Ausschlag dafür, ob Wasserstoff den angestrebten Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten kann und wann sowie zu welchen Kosten ein entsprechender Markthochlauf zu erreichen ist. Die gut funktionierenden Märkte für Strom- und Gas in Europa zeigen, dass die bereits bestehenden Entflechtungsvorgaben den Wettbewerb auf dem bestehenden Energiemarkt sichern und fördern, indem sie für alle Teilnehmer in den Marktbereichen Chancengleichheit schaffen.

Zudem verzichtet man durch die vorgeschlagenen Entflechtungsregeln ohne Not auf die wichtigen Erfahrungen, die Gasnetzbetreiber in Deutschland, Belgien und Frankreich mit der Umstellung von L- auf H-Gas gemacht haben und derzeit noch machen. In diesem Prozess werden heute bereits wesentliche Schritte einer möglichen späteren Umstellung auf Wasserstoffanwendungen ausgeübt.

Hinzu kommt, dass die Kommission nicht alle Anwendungssektoren, Kundengruppen und potenzielle Wasserstoffherzeuger in den Blick nimmt, indem sie für das Verteilernetz keinerlei Rolle für den Wasserstofftransport vorsieht. Damit lässt die Kommission vollkommen außer Acht, dass etwa in Deutschland heute mehr als 99 % der Industrie-, Gewerbe und Nicht-Haushaltskunden Gas über die Verteilernetze beziehen.² So werden rund 1,8 Millionen

² Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2021): Monitoringbericht 2020, S. 335

mittelständische Unternehmen über das Gasverteilernetz mit Energie versorgt.³ Der Gasbedarf der deutschen Wirtschaft lässt sich also bei weitem nicht durch die alleinige Betrachtung des Fernleitungsnetzes dekarbonisieren. Es ist vielmehr ebenso notwendig, die auf der Verteilernetzebene vorhandenen Netzstrukturen zu berücksichtigen und diese gezielt mit Dekarbonisierungsmaßnahmen zu adressieren. Mit Blick auf die große Aufgabe der Dekarbonisierung des Gebäudesektors, insbesondere der Bestandsgebäude, werden alle Optionen benötigt. Daher sollte der Zugang zu Wasserstoff auch für die rund 20 Millionen Privatkunden in Deutschland, die ihr Zuhause mit Gas heizen, als eine unter mehreren Zukunftsoptionen möglich bleiben, insbesondere vor dem Hintergrund der Kosten zur Ertüchtigung der Stromnetze und den enormen zusätzlichen Aufwand für die notwendige energetische Sanierung bestehender Wohngebäude und für die Umrüstung der Heizungen. Im Ergebnis fehlt somit für viele Industrie- und Gewerbekunden, aber auch für Kommunen und Städte die notwendige Perspektive für die Transformation des Energiesystems entsprechend den lokalen und regionalen Gegebenheiten über eine reine Elektrifizierung hinaus. Dies manifestiert sich auch darin, dass für Gasverteilernetze bei einer Umstellung auf Wasserstoff ebenfalls die verschärften Vorgaben für das Ownership Unbundling gelten würden, statt analog zu Strom und Gas abgestufte Vorgaben. Auch hier gilt: Gasnetzbetreiber haben unter diesen Bedingungen keinerlei Anreiz, in die Transformation des Gassystems und seine Umstellung auf Wasserstoff zu investieren. Effizienz geht verloren.

Des Weiteren sollten Rahmenbedingungen für Importe von Wasserstoff so ausgestaltet sein, dass sich ein fairer Wettbewerb unter gleichen Bedingungen entfalten kann. Es muss zudem zweifelsfrei erkennbar sein, auf welche Weise der Wasserstoff hergestellt wurde. Gleichzeitig müssen Wasserstoffimporte, die die innerhalb der EU geltenden Kriterien einhalten, einen diskriminierungsfreien Zugang zum europäischen Markt erhalten und dürfen nicht durch zu hohe bürokratische Hürden erschwert werden.

Um dies zu gewährleisten, sind verschiedene Wege vorstellbar: Aus Sicht des BDEW ist für die Herkunftsnachweise ein System zu bevorzugen, das die Handelbarkeit und Nachhaltigkeitszertifizierung von außereuropäisch produziertem Wasserstoff in den EU-Rahmen integriert, da diese schneller und unkomplizierter als ein Massenbilanzsystem umzusetzen sind. Der BDEW spricht sich deshalb für ein einheitliches europäisches System für Nachweise von Herkunft und der erzielten THG-Intensität von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen wie Wasserstoff aus, idealerweise unabhängig vom Handel mit der Commodity (Energie). Dieses System ist die Grundlage für den grenzüberschreitenden Handel innerhalb der europäischen Union. In einem

³ ebenda

solchen System ist dann die Anrechenbarkeit auf EE-Ziele und Quoten, die sich z.B. aus Artikel 27 der RED II ergeben, der Treiber für die Erzeugung der entsprechenden Mengen an Wasserstoff. Dadurch wird außerdem gewährleistet, dass nur der Wasserstoff erzeugt wird, der auch einen Beitrag zur Dekarbonisierung leistet, weil nur dieser nachgefragt wird.

Die Kommission legt in ihrem RL-Vorschlag die Zertifizierung von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen jedoch als Massenbilanzierung an. Diese müsste dann aber, um einen europäischen Binnenmarkt für ein einheitliches System überhaupt zu ermöglichen, notwendigerweise zum Handel mit solchen Nachweisen das gesamte europäische Gasnetz als ein Massenbilanzierungssystem festschreiben, sollte an diesem Ansatz und nicht der präferierten, zuvor ausgeführten HKN-Variante festgehalten werden. Über den Anwendungsbereich der Gasbinnenmarkt-Richtlinie hinaus sind entsprechende handelsnahe Lösungen auch für den Off-Grid-Transport von Wasserstoff nötig, da der Aufbau eines europäischen Wasserstoffnetzes erst Schritt für Schritt erfolgen wird.

Kurzgefasst müssen die Vorschläge der Kommission insbesondere zu folgenden Punkten angepasst werden, um den Übergang von Erdgas zu erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen und den Hochlauf eines Wasserstoffmarktes schnell und kosteneffizient zu schaffen:

- Technologieoffene Ausgestaltung der rechtlichen und regulatorischen Vorgaben für erneuerbare und dekarbonisierte Gase, die offen für die Nutzung von Wasserstoff in allen Sektoren sind, insbesondere im Hinblick darauf, dass den Kommunen bzw. Unternehmen auch auf lokaler und regionaler Ebene für die klimaneutrale Gestaltung des Wärme- und Verkehrsmarktes die Nutzung von Wasserstoff in der Zukunft möglich ist,
- Differenzierung der Netzebenen „Fernleitung“ und „Verteilung“ bei Wasserstoff analog zum Gassystem,
- Anwendung der bei Gas- und Stromnetzen bewährten Entflechtungsregeln auf Wasserstoff, unter Beibehaltung der Möglichkeit des ITO-Modells für Fernleitungsnetzbetreiber auch nach 2030,
- Möglichkeit des gemeinsamen Betriebs von Wasserstoff- und Gas- sowie Stromnetzen - ohne die unnötige bürokratische Hürde der Trennung in zwei Gesellschaften im Rahmen einer horizontalen Entflechtung,
- Beibehaltung der unterschiedlichen, etablierten Netzzugangs- und Entgeltvorgaben des Gasbereiches für die Netzebenen „Fernleitung“ und „Verteilung“,
- Ermöglichung einer gemeinsamen Finanzierung von Gas- und Wasserstoffnetzen im Hinblick auf ein zukünftiges Netz der allgemeinen Versorgung mit Wasserstoff, zumindest Möglichkeit einer begrenzten und umsetzbaren Verwendung der Erträge aus dem Betrieb der Gasnetze zur Umstellung bestehender und zum Bau neuer Wasserstoffleitungen schaffen, um einen schnellen Hochlauf zu gewährleisten,

- Finanzierung der Umstellung von Gas- bzw. Neuerrichtung von Wasserstoffnetzen auch über Finanzinvestoren und Versicherungsgesellschaften sicherstellen bzw. nicht durch zu starke regulatorische Eingriffe zu einem frühen Zeitpunkt der Marktentwicklung gefährden,
- Schaffung eines zentralen, EU-weit einheitlichen Nachweis- und Handelssystems für erneuerbare und dekarbonisierte Gase, präferiert in Form von Herkunftsnachweisen (GOs) nach dem Book & Claim-Prinzip,
- Einführung eines gemeinsamen Netzentwicklungsplans für Gas und Wasserstoff auf nationaler Ebene und europäischer Ebene (TYNDP),
- Ausgestaltung einer gemeinsamen EU DSO Entity für Strom- und Gas-VNB dergestalt, dass für spartenspezifische Themen die jeweilige Gruppierung die Entscheidungshoheit hat und spartenübergreifende Themen zwischen Strom- und Gas-VNB auf Augenhöhe gemeinsam behandelt werden,
- Integration der Thematik Wasserstoff in die bestehenden Einrichtungen auf FNB-Ebene (ENTSOG) und VNB-Ebene (EU DSO Entity), um einen Übergang von der heutigen Erdgas- zur Wasserstoffinfrastruktur zu gewährleisten; in der Konsequenz Verzicht auf die Schaffung einer eigenen Entity für Wasserstoffnetzbetreiber,
- Mit Blick auf den perspektivischen Wasserstoffhochlauf in allen Anwendungssektoren sollten der Rechtsrahmen zukunftsorientiert gestaltet werden, und End- bzw. Haushaltskunden im Wasserstoff die gleichen Rechte erhalten, wie Gas und Stromkunden.

Anmerkungen im Einzelnen

Mit Blick auf das große Potenzial von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen für die Erreichung der EU-Klimaziele hat sich der BDEW frühzeitig in die Debatte zu den Überlegungen der Europäischen Kommission eingebracht, den seit 2009 bestehenden Rechtsrahmen für den Gasbinnenmarkt anzupassen.⁴ Im Folgenden kommentiert der BDEW die Stellen der Legislativvorschläge der Kommission, an denen Verbesserungsbedarf besteht.

1 Gas-Richtlinie

1.1 Definitionen (Artikel 2)

1.1.1 „Erdgas“ (Artikel 2 Nr. 1)

Die Kommission schlägt vor, Biogas und Gas aus Biomasse als „Erdgas“ zu definieren. Dieser Ansatz ist mit Blick auf die getrennte Betrachtung von Methan- und Wasserstoffsystemen im Kommissionsvorschlag nachvollziehbar, aber sachlich nicht richtig, da Biogas bzw. Biomethan keine fossilen Gase („Erdgas“) sind. Dies widerspräche zudem der Regelung in Art. 2 Nr. 1 und Nr. 28 der Richtlinie (EU) 2018/2001 selbst, der zufolge Biogas als Energie aus erneuerbaren Quellen definiert ist. Auch Biogas kann die Grundlage für die Erzeugung von Wasserstoff aus biogenen Quellen sein und sich somit in ein Wasserstoffsystem einfügen. Der BDEW schlägt daher vor, die Definition von „Erdgas“ durch den Begriff „Methangas / methanhaltiges Gas/ methanbasiertes Gas“ zu ersetzen.

Die Definition in Nr. 1 bedarf auch der Klarstellung in Hinblick auf die Definition für „erneuerbares Gas“ in Nr. 2, die richtigerweise ebenfalls Biogas und Biomethan sowie gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs (RFNBOs) umfasst. Auch gasförmige RFNBOs können bei entsprechender Aufbereitung in das Erdgasnetz eingespeist werden.

⁴ [BDEW Roadmap Gas](#), [BDEW-Stellungnahme zur vertieften Konsultation der GD Energie](#), [BDEW Positionspapier zum EU-Rahmen für erneuerbare und dekarbonisierte Gase](#), [BDEW Position paper „Preparing a future strategy on energy sector integration“](#), [BDEW Position Paper „DG Energy roadmap: A EU Hydrogen Strategy“](#), [BDEW Position Paper „ACER Public Consultation on The Bridge Beyond 2025“](#), [BDEW Position Paper „CEER Consultation: Regulatory Challenges for a Sustainable Gas Sector“](#).

1.1.2 „CO₂-armer Wasserstoff“ und „CO₂-armes Gas“ (Artikel 2 Nr. 10 und 11)

Der BDEW begrüßt die Aufnahme einer Definition von „CO₂-armem Wasserstoff“, „CO₂-armem Gas“ und „CO₂-armen Brennstoffen“ in die Richtlinie. Allerdings sind die vorgeschlagenen Definitionen nicht verständlich, da weder im Rahmen der Begriffsbestimmungen noch an anderer Stelle der Richtlinie die Bestimmungsmethodik, der Verantwortliche und das Referenzsystem für die Bestimmung der Treibhausgaseinsparung eindeutig festgelegt werden (siehe auch Kommentare zu Artikel 8). Notwendig ist außerdem, eine Konsistenz der Definition von „CO₂-armen Brennstoffen“ mit Art. 2 Nr. 5 lit. b des Vorschlags zur Überarbeitung der Energiesteuer-Richtlinie herzustellen.

1.1.3 Zu ergänzen: Differenzierung von Fernleitungs- und Verteilernetzebene im Wasserstoffnetz (Artikel 2 Nr.21 und 22)

In Art.2 Nr. 21 und 22 definiert der Vorschlag der Kommission „Wasserstofftransport“ und „Wasserstoffnetzbetreiber“, wobei der Transport von Wasserstoff unabhängig von Druck, geografischer Abdeckung oder der an das Wasserstoffnetz angeschlossenen Kundengruppe definiert ist. Wasserstoffnetze werden überwiegend nicht völlig neu, sondern unter Verwendung weiter Teile des existenten Gasnetzes entstehen. Demnach werden auch die Spezifika des Gasnetzes hinsichtlich kleinerer Leitungsdurchmesser und geringerer Drücke in den nachgelagerten Netzstrukturen aus dem Erdgasnetz übernommen. Daher ist analog zum Gasnetz zwischen Netzen, die dem eher lokalen und regionalen (Verteilernetz, analog Art.2 Nr. 18 und 19) und solchen, die dem überregionalen Transport (Fernleitungsnetz, analog Art. 2 Nr. 16 und 17) dienen, zu differenzieren.

Ohne eine Trennung zwischen lokalem bzw. regionalem Verteilernetz und dem überregionalem Fernleitungsnetz lassen sich nicht die notwendigen differenzierten Regelungen für die Entflechtung von Wasserstoffnetzen schaffen, die Kosten und Nutzen ausgewogen berücksichtigen und für die Kommunen und Regionen Entscheidungsspielräume sichern.

Insgesamt schafft der Wegfall der Unterscheidung große Unsicherheiten im Markt, welche sich auf das Engagement der Unternehmen im Aufbau von Wasserstoffnetzinfrastruktur negativ auswirken werden und somit dem zügigen Hochlauf im Wege stehen. Die Trennung in FNB- und VNB-Ebene sollte daher auch im Wasserstoffmarkt erhalten bleiben.

1.1.4 Marktgestützte Lieferpreise (Artikel 4)

Das Auslaufen regulierter Endkundenpreise analog zu den Vorgaben der Strombinnenmarkt-Richtlinie ist zu begrüßen. Der BDEW steht staatlichen Eingriffen in den Wettbewerb kritisch gegenüber. Zur Unterstützung finanziell schwacher Bürger sollten wettbewerbsneutrale

energierechtliche Optionen, wie z.B. die Abschaffung bzw. Reduzierung von staatlich induzierten Preisbestandteilen, oder sozialpolitische Maßnahmen gewählt und voneinander unterschieden werden. Eine Vermischung von sozialrechtlichen und energierechtlichen Fragestellungen behindert den Wettbewerb und schadet letztlich allen Kunden, da Wettbewerb die beste Möglichkeit ist, Energiepreise fair und so niedrig wie möglich zu gestalten. Auch Ausnahmesituationen wie die derzeitige Energiepreiskrise oder Fragen der Gasimporte sollten keine grundsätzliche Abkehr vom freien Wettbewerbsmarkt begründen dürfen. Eventuelle nicht vermeidbare Eingriffe sollten stets und klar definiert sowie in Umfang und Zeitraum begrenzt sein.

1.1.5 Genehmigungsverfahren für Gas- und Wasserstoff-Anlagen bzw. Infrastruktur (Artikel 7)

Der Ansatz der Kommission ist richtig, für klare und eindeutige Regelungen und unkomplizierte Verfahren einzutreten. Insbesondere ist es richtig, einen Gleichlauf von Genehmigungsregelungen für Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur zu fordern und die Landnutzungsrechte für Wasserstoffinfrastruktur an denen für Erdgas zu orientieren. Die Absicht, die Dauer von Genehmigungsverfahren für Infrastrukturprojekte auf zwei Jahre zu begrenzen ist zwar positiv, sie bleibt aber vor dem Hintergrund umfangreicher und komplexer Genehmigungsanforderungen und vielfach nicht ausreichend ausgestatteter Genehmigungsbehörden in der Praxis oft nicht umsetzbar.

Anstatt bei einem immer größer werdenden Prüfungsumfang immer kürzere Fristen zu setzen, muss der Prüfungsumfang gestrafft und entschlackt werden. Vorgaben des europäischen Sekundärrechts tragen vielfach erheblich zu Verzögerungen in den Verfahren bei. Auch mit Blick auf die Transformation der Gaswirtschaft und den Hochlauf eines Wasserstoffmarktes sollte eine Anpassung des europäischen Rechts daher dringend erfolgen und zur Umsetzung entsprechende Maßgaberegeln für die Anwendung der europäischen Natur- und Artenschutzregelungen in der Richtlinie aufgenommen werden. Dies betrifft u.a.

- eine stärkere und einheitliche Verankerung des Populationsansatzes statt des Individuenschutzes im europäischen Natur- und Artenschutzrecht,
- die Harmonisierung der Ausnahmeveraussetzungen im besonderen Artenschutzrecht von Fauna-Flora-Habitat- (92/43/EWG) und Vogelschutzrichtlinien (2009/147/EG),
- eine Aufnahme des Klimaschutzes durch den Ausbau der Infrastruktur für die Nutzung Erneuerbarer Energien als Ausnahmegrund,
- eine gesetzliche Klarstellung, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien im öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient, sowie

- eine Überprüfung der Richtlinienanhänge der Fauna-Flora-Habitat- (92/43/EWG) und Vogelschutzrichtlinie (2009/147/EG) und Überprüfung der Schutzbedürftigkeit der aufgenommenen Arten (und Herausnahme EU-weit ungefährdeter und ubiquitärer Arten), sowie Aufnahme einer regelmäßigen Überprüfungs- und Überarbeitungspflicht.

1.2 Zertifizierung erneuerbarer und CO₂-armer Brennstoffe und Gase (Artikel 8)

In Art. 8 Abs. 1 wird für erneuerbare Gase eine Pflicht zur Zertifizierung nach Artikeln 29 und 30 der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) unter Nutzung der „Union Database“ festgelegt. Zurzeit befindet sich die RED II jedoch in einem laufenden Revisionsverfahren.

Die Nutzung der Unionsdatenbank sollte nicht zu einem erhöhten Aufwand beim grenzüberschreitenden Handel mit erneuerbarem Wasserstoff führen. Zudem ist eine schnelle Umsetzung oder Erweiterung der Unionsdatenbank auf alle Sektoren erforderlich. Damit erneuerbare und kohlenstoffarme Gase ihr Potenzial zur Dekarbonisierung entfalten können, müssen sie im europäischen Binnenmarkt grenzüberschreitend handelbar sein. Der Einbezug von „nicht-nachhaltigen“ erneuerbaren Gasen ist dabei erforderlich, damit keine Doppelstrukturen geschaffen werden. Auch sollte ein einheitliches HKN-System eingeführt werden, das sowohl erneuerbare als auch kohlenstoffarme Gase umfasst. Die Europäische Kommission sollte ermächtigt werden, einen Delegierten Rechtsakt zu erlassen, um ein solches einheitliches System für Herkunftsnachweise einzuführen, damit es nur ein Herkunftsnachweis-Gasregister und nicht viele nationale Systeme gibt.

Generell ist ein einheitliches Handels- und Nachweissystem für erneuerbare und dekarbonisierte Gase die Voraussetzung, um die Nachfragemärkte schnell, standardisiert und mit geringem Umsetzungsaufwand bedienen zu können und gleichzeitig ein hohes Maß an Zuverlässigkeit zu gewährleisten. Um einen europäischen Binnenmarkt für ein einheitliches System zu ermöglichen, ist es insbesondere notwendig, dass zum Handel mit solchen Nachweisen das gesamte europäische Gasnetz als eine Einheit angesehen wird, sollte an diesem Ansatz festgehalten werden. Dadurch ist der Nachweis für ins europäische Gasnetz eingespeistes Gas, unabhängig vom physischen Fluss des Gases, innerhalb des europäischen Wirtschaftsraums handelbar und kann somit die enthaltenen Eigenschaften auf jedes aus dem europäischen Gasnetz ausgespeiste und verbrauchte Energieäquivalent übertragen werden. Ein Level-Playing-Field wird dadurch auch zwischen physischen Importen von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen in den europäischen Wirtschaftsraum und der Produktion innerhalb des europäischen Wirtschaftsraums hergestellt, da beide nach der einmaligen Einspeisung ins europäische Netz auf dem gleichen Markt aufeinandertreffen. Hierbei ist sicherzustellen, dass bei europäischen Importen die gleichen Standards für Nachweise angewandt werden und es nicht zu Doppelvermarktung im Ausland kommen kann.

Darüber hinaus muss der Bezugspunkt (Einspeisung ins Gasnetz, Ausspeisung oder Endverbrauch) und der Referenzwert für die Bestimmung der THG-Einsparung (brennstoffbezogen: z.B. Erdgas oder anwendungsbezogen: Verwendung als Kraftstoff, Strom- oder Wärmeerzeugung) als wesentliche Bestimmung im Rahmen der Richtlinie (und nicht im Delegierten Rechtsakt) festgelegt werden (analog RED II).

Bis eine weit verzweigte Wasserstoffinfrastruktur realisiert ist, sollten auch flexible Lösungen für die Zertifizierung von Wasserstoff möglich sein, die auch den "Off-Grid"-Transport mit einbeziehen. Entsprechende Regelungen müssten in den geeigneten gesetzlichen Regelwerken so angelegt werden, dass sie mit den Regelungen in der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und -Verordnung kompatibel sind. Möglich wäre dies über ein breitgefasstes Verständnis von einer „Single Logistical Facility“ oder der Nutzung eines Herkunftsnachweissystems.

Dass der in Art. 8 Nr. 5 Satz 1 angekündigte „delegierte Rechtsakt“ erst zum 31.12.2024 veröffentlicht werden soll, verzögert aus Sicht des BDEW den Hochlauf von Wasserstoff und behindert die Wirksamkeit der Richtlinie, da eine wesentliche Definition weiterhin unklar sein wird. Insbesondere die Erfahrungen bezüglich des „delegierte Rechtsakt“ aus der RED II hinsichtlich der Strombezugskriterien zeigen, dass durch die ausstehende Veröffentlichung erhebliche Unsicherheiten in nationalen Definitionen und damit auch im Markt verursacht werden, die den Hochlauf von Wasserstoff verzögern. Eine davon betrifft die Unterabsätze 6 und 7, wonach potenzielle nationale oder internationale Regelungen zur Festlegung von Standards für die Herstellung von CO₂-armem Wasserstoff mindestens der im „delegierten Rechtsakt“ festgelegten Methodik entsprechen müssen. Wenn ein solches über die Mindestanforderungen hinausgehendes System dann von einem Benutzer als Konformitätsnachweis verwendet wird, könnte dies möglicherweise auch von den Herstellern zusätzliche Anforderungen und Nachweise, wie zum Beispiel einen speziellen Massenbilanzansatz erfordern. Dies könnte zu Wettbewerbsverzerrungen entlang der Lieferketten führen. Darüber hinaus können potenzielle Ansprüche gegen die Hersteller von kohlenstoffarmem Wasserstoff geltend gemacht werden, um weitere Konformitätsnachweise zu erbringen, was zu zusätzlicher Unsicherheit führt (Unterabsatz 9b).

Der BDEW fordert daher eine entsprechende Regelung in einem Anhang, zumindest aber eine stärkere Spezifizierung der Definition bereits im Rahmen dieser Richtlinie, um konkrete Anhaltspunkte bezüglich wesentlicher offener Fragen zu erhalten und die wesentlichen Leitplanken für eine harmonisierte Umsetzung zu setzen. Der geplante „delegierte Rechtsakt“ überlappt im Hinblick auf „Recycled Carbon Fuels“ mit der RED III, die in Arti. 29a Nr. 3 bereits eine entsprechende Ermächtigung für die Methodik zur Bestimmung der THG-Minderung für RFNBOs und „Recycled Carbon Fuels“ vorsieht. Für „Recycled Carbon Fuels“ sollte es keine Doppelregulierung geben. Die Ermächtigung sollte um eine Anforderung ergänzt werden, dass der „Delegated Act“ sich an Methodik und Definitionen zur Bestimmung der THG-Minderung der RED III für „Renewable Fuels“ zu orientieren hat, um eine grundsätzliche Gleichbehandlung

aller Gase zu gewährleisten. Zu beachten ist, dass die Bestimmung der THG-Minderung nach der RED III auf die Erzeugung von Strom-, Wärme- oder Kälte sowie auf die Verwendung als Kraftstoff abstellt. Es fehlt ein entsprechendes Referenzsystem für die stoffliche Verwendung als "Feed-Stock" oder Reduktionsmittel oder im Rahmen von Industrieprozessen ohne "messbare Wärme".

Satz 2 entspricht im Wortlaut Art. 29a Nr.3 RED III. Es bedarf allerdings der Klarstellung, dass es hierbei nicht um CO₂ (oder Kohlenstoff) geht, das bei der Herstellung des Wasserstoffs oder Gases abgeschieden und dauerhaft gelagert wird (CCS). Die Regelung darf sich nur auf „Captured“ CO₂ beziehen, welches aus einer CO₂-Quelle abgeschieden und für die Herstellung des synthetischen Gases verwendet wurde (CCU) und anschließend bei der Nutzung (Verbrennung) wieder freigesetzt werden kann.

1.3 Endkundenmärkte und Verbraucher

Der Vorschlag der Kommission, die bereits für Stromkunden geltenden Vorgaben dort zu spiegeln, wo sie sinnvoll und technisch umsetzbar sind, ist richtig. Das sorgt für ein gleiches Schutzniveau und effiziente Prozesse bei Mehrsparten-Energieunternehmen. Mit Blick auf den perspektivischen Wasserstoffhochlauf in allen Anwendungssektoren sollten der Rechtsrahmen zukunftsorientiert gestaltet werden und End- bzw. Haushaltskunden die gleichen Rechte erhalten wie Gas und Stromkunden. Die im folgenden aufgeführten Artikel sowie die dazugehörigen Definitionen (Art. 2) und die dazugehörigen Erwägungsgründe (Nr. 4, 8, 11, 17) sind entsprechend anzupassen.

1.3.1 Grundlegende vertragliche Rechte (Artikel 10)

End- bzw. Haushaltskunden im Wasserstoff sollten die gleichen Rechte erhalten wie Gaskunden. Abs. 10 ist entsprechend anzupassen.

1.3.2 Lieferantenwechsel (Artikel 11)

Die Mitgliedstaaten werden verpflichtet, sicherzustellen, dass für den Endkunden ab spätestens 2026 der technische Vorgang des Wechsels des Lieferanten oder der Marktteilnehmer ("Market Participants") innerhalb von 24 Stunden möglich ist. Dies entspricht der Regelung aus der Strombinnenmarkt-RL. Zu begrüßen ist, dass in der englischen Fassung ausdrücklich „Lieferanten von Gasen“ in der Mehrzahl („Gases Suppliers“) genannt werden, so dass die Regelung sowohl für Gas als auch für Wasserstoff gedacht ist.

Der Zusatz „oder der Marktteilnehmer“ in Absatz 1 ist an dieser Stelle nicht erforderlich und sollte sowohl im 1. als auch im 3. Satz gestrichen werden. In der Strombinnenmarkt-Richtlinie werden an dieser Stelle „im Bereich der Aggregation tätigen Marktteilnehmer“ adressiert, die jedoch – richtigerweise – für Gas- und Wasserstoff nicht vorgesehen sind.

Legt man den „technischen Vorgang des Wechsels“ eng aus, so ist dies bereits mit den heutigen Marktprozessen möglich. Ist hingegen beabsichtigt, dass der gesamte Vorgang ab Äußerung des Wechselwunsches bis zur erfolgten Zuordnung der Lieferstelle zum neuen Lieferanten innerhalb von 24 Stunden erfolgt, so sind hierfür umfangreichere Anpassungen der heutigen Marktprozesse erforderlich. Diese sollten idealerweise zeitgleich mit den Anpassungen im Strombereich erfolgen, da so bei Mehrspartenunternehmen (Lieferanten wie Netzbetreibern) hohe Synergieeffekte erzielt werden können. In Deutschland bestehen bereits heute hochautomatisierte Regelungen zum Lieferantenwechsel, die einen Lieferantenwechsel innerhalb von zehn Werktagen inkl. der Klärung aller erforderlichen vertraglichen Fragestellungen ermöglichen.

1.3.3 Vergleichsinstrumente (Artikel 12)

End- bzw. Haushaltskunden im Wasserstoff sollten die gleichen Rechte erhalten wie Gaskunden. Daher ist in Absatz 1 die Einschränkung des Zugangs zu mindestens einem Vergleichsinstrument auf Erdgashaushaltskunden und Kleinstunternehmen nicht sachgerecht und sollte korrigiert werden. Ebenso sollte mindestens ein Instrument den gesamten Erdgas- und den gesamten Wasserstoffmarkt abdecken. Der Einbezug gebündelter Produkte in Absatz 1 geht über die Vorgaben aus der Strombinnenmarkt-Richtlinie hinaus und sollte gestrichen werden.

1.3.4 Aktive Kunden (Artikel 13 i.V.m Art. 2 Nr. 71)

End- bzw. Haushaltskunden im Wasserstoff sollten die gleichen Rechte erhalten wie Gaskunden. Positiv ist daher, dass Art. 13 auf Endkunden abstellt und damit alle Gase umfasst. Vor diesem Hintergrund sollten sich die Rechte der „aktiven Kunden“ auch auf Wasserstoff beziehen. Entsprechende Einschränkungen sind für den Verkauf in Art. 13 Abs. 2 lit. b) und das Verbot der doppelten Entgelterhebung in Abs. 4 lit. b) vorgesehen. Denn bereits heute existieren kleine Hauselektrolyseure, die u.a. in Deutschland hergestellt werden. In Kombination mit dem für Europa angestrebten umfangreichen Roll-out von PV-Dachanlagen bieten sie die Chance, im Sinne der Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie möglichst viel erneuerbare Energie in und um die Gebäude zu produzieren. Das gilt besonders auch für Gewerbegebäude, deren Wärmebedarf durch den Wasserstoff gedeckt werden kann. Viele Stromnetze werden zu bestimmten Zeiten den Überschussstrom nicht aufnehmen können, und Batterien haben nur

eine begrenzte Speicherfähigkeit. Der größte Nutzen kann perspektivisch in Gasnetzen erreicht werden, die vollständig auf H₂ umgestellt sind, da dort jeder Prosumer einspeisen kann. Solange der Wasserstoff im Gasnetz noch beigemischt wird, wird die Anzahl der Einspeiser begrenzt sein, damit mit stabiler Beimischungsquote gearbeitet werden kann. Sobald das Netz komplett auf Wasserstoff umgestellt ist, kann auch wesentlich mehr Wasserstoff zeitweise gespeichert werden.

Daher sollte Abs.2 lit. b) und f) um Wasserstoff erweitert werden, ebenso wie die Definition von „aktiver Kunde“ in Art. 2 Nr. 71. Außerdem ist der letzte Satz in Erwägungsgrund (8) zu streichen.

1.3.5 Bürgerenergiegemeinschaften (Artikel 14)

Es ist richtig, dass die Kommission analog zu Art.16 der Strombinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2019/944 auch in der Gas-Richtlinie Regelungen für „Bürgerenergiegemeinschaften“ einführt. Die Errichtung von Bürgerenergiegemeinschaften kann ein wichtiges Vehikel sein, um dezentrale Versorgungslösungen zu schaffen.

Der Vorschlag der Kommission sieht für Bürgerenergiegemeinschaften, die Netze betreiben, grundsätzlich die gleichen Regeln vor wie für alle anderen Netzbetreiber und geht in die richtige Richtung.

Viele Bürgerenergiegemeinschaften betreiben Windenergieanlagen und/oder PV-Anlagen, die zu bestimmten Zeiten Überschussstrom erzeugen, der nicht immer mittels Batterien zwischengespeichert werden kann. Die Nutzung des Potentials zur Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom oder auch aus Biomasse, Abwasser oder Müll sollte auch Bürgerenergiegemeinschaften möglich sein. Daher sollten Bürgerenergiegemeinschaften nicht im Vorhinein auf Biomethan beschränkt werden, sondern ihnen perspektivisch auch Wasserstoff offenstehen. Dementsprechend sollten die Absätze 1, 3 und 4 auf „Gase“ bzw. „Wasserstoff“ ausgeweitet werden.

Mit Blick auf die vorgesehene Möglichkeit für Mitgliedstaaten, geschlossene Verteilernetze für Erdgas von der Genehmigung von Entgelten bzw. deren Berechnungsmethodik auszunehmen, müsste zudem der Verweis in Ab. 2 lit. c) auf Art.44 Abs. 2 gerichtet sein (und nicht auf Art. 28 Abs. 2).

1.3.6 Endkundenrechnungen (Artikel 15 i.V.m Annex I)

Grundsätzlich entsprechen die in Art. 15 genannten Vorgaben den in Deutschland mit der Umsetzung der Strombinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2019/944 auch für Gas geltenden Vorgaben. Auch die in Anhang I aufgeführten Mindestinhalte der Rechnung entsprechen den

Vorgaben der Strombinnenmarkt-Richtlinie. Allerdings sollte bei Punkt 1.2 (e) die Vorgabe dahingehend geändert werden, dass nur auf die Möglichkeit eines Lieferantenwechsels hingewiesen wird. Ein pauschaler Hinweis auf „Vorteile eines Lieferantenwechsels“ ist zum einen falsch, da ein Lieferantenwechsel nicht per se einen Vorteil für die individuellen Bedürfnisse des Kunden darstellt und zum anderen auch rechtlich kritisch, wenn der Kunde auf Grund dieses Hinweises wechselt und danach einen für ihn nachteiligeren Tarif erhält.

Anhang I führt in Punkt 5 (b) eine Gaskennzeichnung in Analogie zur bestehenden Stromkennzeichnung ein. Vorgesehen ist die Ausweisung des an Endkunden gelieferten Anteils an erneuerbaren und CO₂-armen Gasen. Im Hinblick auf transparente Kundeninformation und einen Anreiz zum Umstieg auf erneuerbare und dekarbonisierte Gase ist dies grundsätzlich positiv. Jedoch bietet die Ausweisung des Gasmixes erst echten informatorischen Mehrwert für den Kunden, wenn sich der Hochlauf von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen verstetigt hat. Daher sollte die Gaskennzeichnung erst ab einem bestimmten Marktanteil oder alternativ ab 2028 verpflichtend eingeführt werden.

Die Offenlegung des Anteils der verschiedenen Gase soll unter Verwendung von Herkunftsnachweisen erfolgen. Im Gegensatz hierzu ist gemäß Artikel 8 eine Zertifizierung und Anerkennung von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen im Rahmen von Nachweisen im Massenbilanzierungssystem vorgegeben. Hier besteht ein erheblicher Widerspruch. Einerseits sollen die erneuerbare bzw. CO₂-arme Eigenschaft und die sich ergebenden CO₂-Emissionen unter Verwendung von Herkunftsnachweisen ausgewiesen werden. Andererseits finden Herkunftsnachweise keine Anerkennung bei der Zielerreichung zur Einsparung von Treibhausgasemissionen oder Substitution von Emissionshandelszertifikaten.

Um die Dekarbonisierung des Gasmarktes voranzutreiben, spricht sich der BDEW für die Einführung handelbarer Herkunftsnachweise für erneuerbare und dekarbonisierte Gase aus, was eine einheitliche Terminologie und sinnhafte Anwendungsmöglichkeiten voraussetzt.

Die alleinige Verwendung von Herkunftsnachweisen im Rahmen einer Gaskennzeichnung erbringt keinen Zusatznutzen, ist für den Endkunden nicht nachvollziehbar und wird daher abgelehnt.

1.3.7 Intelligente Messsysteme im Wasserstoffsystem (Artikel 17 und 22)

Für Wasserstoffkunden sollte hinsichtlich des Messsystems ein anderer Begriff gewählt werden als der für Strom und Gas genutzte Begriff des „intelligenten Messsystems“. Die Anforderungen an die Messsysteme für Gas und für Wasserstoff sind unterschiedlich ausgeprägt und sollten zum leichteren Verständnis auch unterschiedlich bezeichnet werden. Der BDEW versteht die Anforderungen für Messsysteme Wasserstoff so, dass die sie lediglich fernauslesbar sein müssen Daten sicher übermitteln können müssen, die auch zu Kontroll- und

Steuerungszwecken genutzt werden können. Daher schlägt der BDEW vor diese Messeinrichtungen „Messsystem“ zubezeichnen, also eine Messeinrichtung, die fernauslesbar ist. Anderfalls ist die Unterscheidung von intelligenten Messsystemen für Gas und für Wasserstoff unklar. Artikel 22 zu den Interoperabilitätsanforderungen sollte ebenfalls auf Wasserstoff erweitert werden. So ließe sich eine Kompatibilität zwischen Gas und Wasserstoff erreichen.

1.4 Zugang Dritter zu Wasserstoffnetzen, -terminals und -speichern (Artikel 31-33)

1.4.1 Kooperation H2-Netzbetreiber (Artikel 31)

Wasserstoffnetzbetreiber sind nach Art. 46 Abs. 1 lit. a) des RL-Entwurfs u.a. dafür verantwortlich, ihre Netze unter wirtschaftlichen Bedingungen in enger Kooperation mit verbundenen und angrenzenden Wasserstoffnetzen zu betreiben und zu entwickeln und eine sichere und zuverlässige Wasserstofftransportinfrastruktur zu schaffen.

Dabei bleibt unklar, wie genau eine solche Zusammenarbeit aussehen kann und welche konkreten Gesichtspunkte inhaltlich umfasst sein sollen. Auch wenn zunächst bis 2030 nur bilaterale Verhandlungslösungen vorgesehen sind, besteht Bedarf nach einer systematischen Überprüfung der Übertragbarkeit von Gas-Regelungen auf Wasserstoffnetze und einer Harmonisierung bei der Ausgestaltung spezifischer Regelungen, wo dies für die Schaffung einer sicheren und zuverlässigen Wasserstoffinfrastruktur erforderlich ist. Insbesondere im Fall netzübergreifender Wasserstofftransporte können die Entwicklung gemeinsamer Vertragsstandards und ein hohes Maß an Kooperation einen Beitrag zum Hochlauf des Wasserstoffmarktes leisten.

Die Kooperation der Wasserstoffnetzbetreiber wird daher als entscheidend für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur betrachtet. Der BDEW hält es deshalb für sinnvoll, dass die Eckpunkte einer solchen Zusammenarbeit europaweit einheitlich vorgegeben werden, um rechtssicheres Verhalten aller beteiligten Akteure sicherzustellen. Damit kann zur Planungs- und Investitionssicherheit für die (zukünftigen) Wasserstoffnetzbetreiber maßgeblich beigetragen werden, indem ansonsten möglicherweise bestehende kartell- und wettbewerbsrechtliche Unsicherheiten durch klare Vorgaben auf EU-Ebene entkräftet und Kooperationen so zweifel frei ermöglicht und gefördert werden.

Die Umsetzung könnte in einem neuen Absatz des Art. 31 der Richtlinie vorgenommen werden, in dem die Vorgaben zum verhandelten Netzzugang bis Ende 2030 geregelt werden. Er könnte allgemeingültig ohne etwaige zeitliche Restriktion dahingehend erweitert werden, dass alle Betreiber von Wasserstoffnetzen berechtigt und ab 2031 verpflichtet sind, untereinander zur Abwicklung netzübergreifender Transporte in dem Ausmaß verbindlich zusammenzuarbeiten, das erforderlich ist, um einen transparenten, diskriminierungsfreien, effizienten und massengeschäftstauglichen Wasserstoffnetzzugang zu angemessenen Bedingungen zu

gewähren. Dies kann unter anderem den Austausch der dafür erforderlichen Informationen sowie die Entwicklung gemeinsamer Vertragsstandards umfassen.

1.4.2 Zugang Dritter zu Wasserstoffnetzen auf Vertragsbasis

Art. 31 Absätze 4 und 5 des RL-Entwurfs werfen weitere Fragen auf. Dort heißt es, dass sich Mitgliedstaaten bis zum 31.12.2030 für den verhandelten Netzzugang entscheiden können. Beim Übergang zum regulierten Netzzugang haben die Regulierungsbehörden die Wasserstoffnutzer über die Betroffenheit verhandelter Tarife durch die Einführung des regulierten Netzzugangs zu informieren. Eine Bewertung dieser Regelung kann derzeit nicht erfolgen, hierfür wären weitere Details notwendig. Auch ist erklärungsbedürftig, wie Art. 31 Abs. 5 und Art. 53 Abs. 8 des RL-Entwurfs im Verhältnis zueinander zu verstehen sind.

Sobald sich eine breite Anwendung von Wasserstoff mit einem Massenmarkt, insbesondere im Bereich der Haushaltskunden, entwickelt, ist nur ein regulierter Netzzugang auch schon vor 2030 das geeignete Instrument. Für die Phase, in der Pilotprojekte und einzelne Hydrogen Valleys bestehen, sollte hingegen ein verhandelter Netzzugang auch auf der Verteilernetzebene möglich sein.

1.4.3 Zugang zu Speicheranlagen für Wasserstoff (Artikel 33)

Der BDEW begrüßt die Flexibilität, die die Kommission den Mitgliedstaaten bei der Ausgestaltung des Zugangs zu Wasserstoffspeicheranlagen einräumen will, um einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Versorgung der Kunden zu gewährleisten. Für den erfolgreichen Markthochlauf einer Wasserstoffwirtschaft wird es darauf ankommen, die erforderlichen Investitionen in Wasserstoffspeicher durch ein an die Marktentwicklung im jeweiligen Mitgliedstaat angepasstes Regulierungsregime anzureizen. Der BDEW sieht daher die verpflichtende Einführung eines regulierten Zugangs auf der Basis von vorab von der Regulierungsbehörde genehmigten Tarifen oder Methoden zu ihrer Berechnung kritisch und plädiert dafür, dass den Mitgliedstaaten auch die Möglichkeit zur Einführung eines Zugangs zu Wasserstoffspeicheranlagen auf Vertragsbasis eingeräumt wird.

1.5 Verweigerungsgründe für Anschluss und Zugang zu Gasnetzen (Artikel 34 i.V.m. Artikel 37, 40)

Zukünftig soll laut Art. 34 des RL-Entwurfs die Anschluss- oder Zugangsverweigerung nur noch aufgrund fehlender Kapazitäten des Netzes möglich sein.

Allerdings sind die konkreten Bedingungen unklar und die Verweise auf erneuerbare und kohlenstoffarme Gase verwirrend. In Kombination mit der unverändert bestehenden

Ausbauverpflichtung werden Netzbetreiber die fehlende Kapazität wohl kaum jemals nachhaltig als Grund für eine Anschluss- oder Zugangsverweigerung heranziehen können. Auch die Umstellung bestehender Leitungen auf Wasserstoff wird so kaum möglich sein. Netzbetreiber müssen aber in der Lage sein, prüfen zu können, welche Investitionen in Gasinfrastrukturen mit der allgemeinen Klimaschutzstrategie und einer erfolgreichen Energiewende vereinbar sind und entsprechende Konsequenzen für ihre Netzplanung daraus ziehen können. Dafür lässt die derzeit vorgeschlagene Ausgestaltung der Verweigerungsgründe für Netzanschluss und -zugang in der Gasbinnenmarktrichtlinie keinen Raum. Für die Dekarbonisierung der heutigen Gasversorgung müssen Netzanschluss- und Zugangspflichten überprüft und ggf. angepasst werden, damit Gasnetzbetreiber unnötige Kosten und „Stranded Investments“ vermeiden können. Die Netzbetreiber müssen möglichst frühzeitig in die Lage versetzt werden, entsprechende Entscheidungen treffen zu können.

Darüber hinaus sind die Regelungen zur Anschluss- und Zugangsverweigerung gerade im Hinblick auf die Erreichung der europäischen Klimaziele widersprüchlich ausgestaltet. Während Anschluss und Zugang zu Erdgas- und Wasserstoffsystemen ausschließlich wegen fehlender Kapazitäten verweigert werden dürfen (Art.34 Abs. 1 RL-Entwurf), kann der Anschluss und Zugang für Erzeugungsanlagen von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen auch aus anderen Gründen als fehlende Kapazitäten verweigert werden, nämlich wenn Anschlussbegehren entweder wirtschaftlich nicht sinnvoll oder technisch nicht machbar sind (Art. 37 Abs. 2 bzw. Art. 40 Abs. 9 RL-Entwurf). Es wäre jedoch widersinnig, wenn ausgerechnet für diese Gase mehr Verweigerungsgründe herangezogen werden könnten als für (herkömmliches) Erdgas und für Wasserstoff. Vielmehr sollten für alle Gase die gleichen Verweigerungsgründe gelten. Hinzu kommt, dass die Ausgestaltung der verschiedenen Verweigerungsgründe unsystematisch und für den Normanwender unübersichtlich ausgestaltet ist. Zum einfacheren Verständnis sollte eine einheitliche Regelung für alle Gase geschaffen werden. Der Vorschlag in Art. 34 GasRL kann hierzu genutzt und erweitert werden. Die zusätzlichen Regelungen in Art. 37 Abs. 2 und Art. 40 Abs. 2 RL-Entwurf sollten entfallen.

Damit die nationalen Vorgaben bezüglich Anschluss- und Versorgungspflichten für (Gas-) Netzbetreiber an die Erreichung der bestehenden Klimaziele angepasst werden können, ist ein entsprechender Rahmen auf europäischer Ebene erforderlich. Daher sollte nach Ansicht des BDEW sowohl am Regelungsgehalt als auch an der systematischen Ausgestaltung dringend nachgebessert werden.

1.6 Entflechtung von Wasserstoffnetzbetreibern (Artikel 62-64)

Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass die Europäische Kommission im Rahmen ihres „Wasserstoff- und Gasmarkt-Dekarbonisierungspakets“ den zwingend und zeitnah nötigen

regulatorischen Rahmen für den Hochlauf des Wasserstoffmarktes in der EU schaffen möchte. Es ist effektiv und sinnvoll, dabei an die bestehenden Regelungen zum Strom- und Gasmarkt anzuschließen und somit auch für den Wasserstoffmarkt eine Trennung zwischen den wettbewerblichen Aktivitäten der Gewinnung und der Versorgung auf der einen Seite, sowie den nicht-wettbewerblichen Aktivitäten des Transports auf der anderen Seite vorzusehen. Einheitliche Entflechtungsregeln schaffen dabei für die Netzbetreiber Planbarkeit für Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur und ermöglichen die effiziente Nutzung von Synergien.

Die über das bisherige erprobte Entflechtungsregime hinausgehenden Vorschläge der Kommission zur Entflechtung der Wasserstoffnetzbetreiber konterkarieren allerdings den Aufbau einer Wasserstoffnetzinfrastruktur und damit die Entwicklung einer nachhaltigen und klimaneutralen Wasserstoffwirtschaft sowohl in Deutschland als auch in Europa im generellen. Sie gefährden damit die energiepolitische Zielstellung von Mitgliedstaaten wie Deutschland, ohne Kernenergie die Klimaziele zu erreichen, und verschenken das Potenzial der raschen Dekarbonisierung eines Wirtschaftszweigs.

Die insbesondere in Deutschland gegebene Möglichkeit des Aufbaus eines Wasserstoffnetzes im Wesentlichen durch die Nutzung und Umstellung bestehender Gasnetze in Wasserstoffnetze ist volks- und betriebswirtschaftlich ein Glücksfall, der für die Transformation hin zur Klimaneutralität genutzt werden muss. In Deutschland steht ein leistungsfähiges und komplett unterirdisch verlegtes Gasnetz mit einer Gesamtlänge von mehr als 550.000 km für die Transformationsaufgabe zur Verfügung.⁵

Die Nutzung und Umstellung der Gasnetze ermöglicht es, schnell und kosteneffizient eine Infrastruktur für Wasserstoff zu etablieren. Eine Infrastruktur, deren Neuaufbau auf der grünen Wiese Jahrzehnte bräuchte und kaum Akzeptanz in der Bevölkerung finden dürfte. Nur mit ihr kann die molekularbasierte Energieversorgung, insbesondere von Industrie und Gewerbe (inklusive Strom- und Wärmeerzeugung beispielsweise in KWK-Anlagen), durchgängig sichergestellt werden.

Zur Versorgung von Industrie und Gewerbe sind sowohl das Fernleitungsnetz als auch das weit verzweigte Verteilernetz erforderlich. Allein 1,8 Millionen Industrie- und Gewerbekunden sind aktuell an das Verteilernetz angeschlossen.⁶ Die perspektivische Versorgung von schweren

⁵ Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2021): Monitoringbericht 2020, Seite 332

⁶ Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2021): Monitoringbericht 2020, Seite 335.

Nutzfahrzeugen für den Personen und Güterverkehr mit Wasserstoff wird nur über das Verteilernetz möglich sein. Auch Konzepte zur dezentralen Erzeugung von Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien sind nur mit einem Verteilernetz möglich.

Die Umstellung des Gasnetzes auf ein Wasserstoffnetz ist möglich. In der Praxis hat sich am Beispiel der jüngsten Umstellung von L- auf H-Gasversorgung gezeigt, wie bei einer integrierten technischen und organisatorischen Planung eine reibungslose Nutzungsänderung erfolgen kann. Sukzessive werden Kunden und Netze in einem transparenten Prozess auf das neue Gas umgestellt. Bei einer Umstellung der Netze von Gas auf Wasserstoff können auch die bestehenden Wegerechte der Netzbetreiber weiter genutzt werden, aufwändige Verfahren zur Wiederbeschaffung der Rechte entfallen und auch Genehmigungen können weitgehend übertragen werden.

Die überzogenen Entflechtungsvorstellungen sowohl auf vertikaler als auch auf horizontaler Ebene der EU-Kommission zerstören wesentliche Vorteile einer Weiternutzung der Gasnetzinfrastuktur. Die für eine klimaneutrale Energieversorgung erforderliche Transformation gelingt nur dann schnell und effizient, wenn die Systeme von Anfang an integriert gedacht und geplant werden. Die Gasnetzbetreiber bereiten sich jetzt auf den effizienten Übergang auf eine Versorgung mit klimaneutralen Gasen vor und müssen dabei gleichzeitig die Versorgung der bestehenden Erdgasverbraucher weiterhin sicherstellen. Insoweit verhalten sich Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur wie kommunizierende Röhren. Ein Warten auf etwaige Entwicklungen wird den Herausforderungen der Transformation nicht gerecht. Die Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber besitzen darüber hinaus neben den für diese Transformation notwendigen Assets auch das erforderliche Fachpersonal, umfassendes Know how und jahrzehntelange Erfahrung im leitungsgebundenem Energietransport bzw. in der Verteilung. Zudem ermöglicht eine integrierte Betrachtung von Gas- und Wasserstoffnetzen, dass diese schnell und passgenau aufeinander abgestimmt werden.

Ginge es nach der EU-Kommission, müssten viele bestehende Gasnetzbetreiber ihre Gasnetze zur Weiternutzung an einen anderen Wasserstoffnetzbetreiber verkaufen, der die Anforderungen der eigentumsrechtlichen Entflechtung (s. g. „Ownership Unbundling“) erfüllt, oder alle Aufgaben eines Netzbetreibers auf ein solches Unternehmen übertragen, und das unter Beibehaltung wesentlicher finanzieller Risiken und ohne die im Rahmen der bisherigen Regulierung bestehenden Chancen. Damit werden ohne Not hohe Hürden für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur geschaffen und sämtliche Synergien beim bereits entflochtenen Netzbetrieb zerstört, wie insbesondere auch der Einsatz der für den Netzbetrieb erforderlichen Fachkräfte, bezüglich derer bereits heute ein Mangel herrscht. Dies und die damit verbundenen Unsicherheiten setzen die dringend benötigten Anreize für Gasnetzbetreiber gerade nicht, jetzt in Wasserstoffnetze bzw. die Umstellung von vorhandenen Gasnetzen zu investieren.

Betreiber von Gas- und Stromnetzen unterliegen bereits heute einem strengen Entflechtungsregime, auf dessen Grundlage insbesondere auch in Deutschland ein sehr liquider Markt entstanden ist. Es bestehen demzufolge keinerlei Belege dafür, dass das ITO-Modell oder die Entflechtungsvorschriften für Verteilernetzbetreiber in der Praxis nicht effektiv funktioniert hätten und entsprechend für Wasserstoffnetzbetreiber nicht dauerhaft angemessen wären⁷. Würden Entflechtungsregeln, die nach den europäischen Richtlinien für Betreiber von Gas- und Stromnetzen gelten, auch für Wasserstoffnetzbetreiber nahtlos Anwendung finden, könnte ein reibungsloser Übergang gewährleistet werden. Die letztlich der Transparenz dienende Trennung zwischen Netzbetreibern unterschiedlicher Sparten sollten sich daher auf die buchhalterische Entflechtung unter regulativer Aufsicht beschränken, wie dies auch ACER und CEER vorgeschlagen haben.⁸ Hierdurch ließe sich die von der EU Kommission gewünschte Transparenz in Bezug auf die Finanzierung und die Kosten regulierter Tätigkeiten effektiv gewährleisten ohne die Nutzung der erheblichen Synergiepotenziale zwischen Erdgas und Wasserstoff einzuschränken.

So würden Investitionsanreize gesetzt, die zu einer deutlichen Beschleunigung der Dekarbonisierung und zu mehr Unabhängigkeit von fossilen Rohstoffen führen könnten. Im Ergebnis würde dies auch zu mehr Versorgungssicherheit führen.

Mit der Umsetzung des von der Kommission vorgeschlagenen Ownership Unbundling rückt eine leitungsgebundene Wasserstoffversorgung, ohne die eine Wasserstoffwirtschaft nicht aufgebaut werden kann, wirtschaftlich und auch zeitlich in weite Ferne. Das alternativ vorgesehene ISO-Modell hat bereits im Strom- und Gassektor keine Akzeptanz erreicht und ist in der vorgeschlagenen Fassung ohnehin nur auf eine eng begrenzte Anzahl von Wasserstoffnetzen anwendbar. Ferner wären Unternehmen dazu verpflichtet, den operativen Betrieb an ein anderes Unternehmen zu übertragen, wodurch ein integrierter Betrieb der Gas- und Wasserstoff-Infrastrukturen mit entsprechenden Synergien unmöglich werden würde. Als eine nur kurzfristig nutzbare Alternative ist das ITO-Modell vorgesehen, dessen Nutzung für Wasserstoffnetzbetreiber nur bis 2030 möglich wäre. Die Befristung hätte zur Folge, dass zahlreiche europäische Fernleitungsnetzbetreiber vom Wasserstofftransportgeschäft ausgeschlossen wären. Das ITO-Modell ist in Europa sowohl im Gas- als auch im Stromsektor weit verbreitet.

⁷ Europäische Kommission (2014), *Report on the ITO Model* und CEER (2016), *Status Review on the Implementation of Transmission System Operators' Unbundling Provisions of the 3rd Energy Package*

⁸ [ACER-CEER Position Paper on the Key Regulatory Requirements to Achieve Gas Decarbonisation, December 2021:](#)

Horizontal unbundling rules: *allow gas network operators to also become hydrogen network operators, subject to NRA approval and mandatory separate accounting between gas and hydrogen infrastructure and activities in order to ensure transparency and efficient tariff-setting*

Mit der Einführung des Ownership Unbundling wäre die Finanzierung der Wasserstoffnetze wäre deutlich eingeschränkter möglich, da z.B. ein großer Teil der möglichen Investoren der Finanzbranche bereits sowohl in Netzen wie auch insbesondere nachhaltiger Erzeugung engagiert sind. Die Vorgaben des Ownership Unbundling setzen der Finanzierung von Wettbewerbsbereichen wie Erzeugung und Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzen schon heute enge Grenzen. Dies würde dann um so mehr auch für Wasserstoffnetze gelten, da nach dem bisherigen RL-Entwurf aktuelle Investitionsmöglichkeiten nicht mehr gegeben wären.

Der deutsche Weg, die Energieversorgung ohne fossile Energien und ohne Kernkraft sicherzustellen und dennoch Industriestandort zu bleiben, wäre massiv gefährdet, mit den entsprechenden Auswirkungen auf das Klima. Nur mit einer Netzinfrastruktur für Erneuerbaren Energien und Wasserstoff wird die Transformation gelingen.

Dazu schlägt BDEW folgende Regelungen vor:

- Wasserstoffnetze sollten entsprechend der Vorgaben für Strom und Gas entflochten werden, das heißt die Regelungen sollten
 - für Wasserstoffverteilernetze die rechtliche, organisatorische, informatorische und rechnungsmäßige Entflechtung wie für Strom- und Gasverteilernetze (Art. 42) vorsehen und
 - für Wasserstofffernleitungsnetze alle für Fernleitungsnetzbetreiber im Gas möglichen Optionen einschließlich auch des ITO-Modells dauerhaft und nicht nur bis 2030 zulassen.

- Art. 63 des RL-Entwurfs sollte gestrichen werden.

- Für Wasserstoff sollte ebenso wie für Strom und Gas eine Unterscheidung zwischen Verteilernetz und Fernleitungsnetz in die Definitionen aufgenommen werden, um damit für die Zukunft eine Entscheidung auf lokaler und regionaler Ebene über Wärme-, Energieversorgungs- und Verkehrskonzepte zu ermöglichen.

1.7 Aufgaben von H₂-Netz-, Speicher-, und Terminalbetreibern (Artikel 46)

Die Aufgaben der Wasserstoffnetzbetreiber und der Gasnetzbetreiber sollten so gut wie möglich aufeinander abgestimmt sein, da sich die meisten Netze aus den bestehenden Erdgasnetzen hin zu Wasserstoffnetzen weiterentwickeln werden und dieser Übergang nur bei einem harmonisierten Aufgabenkanon gelingen kann. Daher wäre es sinnvoll, für die Verteilernetzbetreiber Wasserstoff die gleichen Regelungen anzuwenden wie für Verteilernetzbetreiber Gas.

1.8 Integrierte Netzplanung (Artikel 51/ 52)

Die vorgeschlagenen Anpassungen für Inhalte und Vorgehen zur Erstellung des nationalen Netzentwicklungsplans (NEP) Gas sind vom Grundsatz her nachvollziehbar, allerdings fehlt die Integration von Wasserstoffnetzen in die bestehenden NEP-Gas-Prozesse. Eine bedarfsorientierte Modellierung des Netzausbaus für die Betrachtungszeiträume t+5 und t+10 wird nach wie vor unterstützt. Darüber hinaus hält der BDEW die Ergänzung um ein weiteres Modellierungsjahr, bspw. t+15, welches Szenario basiert modelliert werden sollte, für sinnvoll, um die Anforderungen aus den nationalen Energie- und Klimaplänen entsprechend zu berücksichtigen.

Die frühzeitige Einbeziehung der Stakeholdergruppen in den NEP-Erstellungsprozess erscheint angesichts der sich verändernden Einspeise- und Nutzungssituation sinnvoll. Allerdings müssen die Prozesse handhabbar bleiben. Bereits heute ist die Erarbeitung des NEP für die FNB mit sehr hohem fachlichem und organisatorischem Aufwand verbunden. Die Beteiligung weiterer Stakeholder sollte über einen vorgelagerten Prozess erfolgen, in dem die grundlegenden Daten für den eigentlichen Netzentwicklungsplan zusammengetragen werden. Relevanter Input kann auf diese Weise effizient für die Modellierung durch die FNB eingebracht werden.

Um den Aufwand gegenüber heute nicht zu erhöhen, müssen die Vorgaben geschärft werden, wie die eigentliche Wasserstoffnetzplanung ausgestaltet werden soll. Auch für diesen Bereich sollte von Beginn an eine fundierte Netzentwicklungsplanung erfolgen, und zwar in einem integrierten Prozess für Gas und Wasserstoff gemeinsam, um eine effiziente Transformation von der Gas- hin zur Wasserstoffinfrastruktur zu ermöglichen und Synergien, aber auch Wechselwirkungen zwischen Gas- und Wasserstoffinfrastruktur analysieren und nutzen zu können (siehe auch Kommentar zu Art. 31 Nr.4 Kooperation). Im Interesse dieser Herangehensweise ist es nicht zielführend, für Wasserstoffnetze separate Vorschriften zu erlassen (Art. 52), die sich in der Bearbeitungstiefe zudem von den Vorschriften für Gasnetze (Art. 51) unterscheiden. Aus diesem Grund schlägt der BDEW vor, Artikel 52 zu streichen und stattdessen die Vorschriften in Artikel 51 jeweils um den Zusatz „Wasserstoff“ zu ergänzen. Die Zuständigkeit auch für die Netzentwicklungsplanung für Wasserstoffnetze liegt dann bei den FNB. Dies ist sinnvoll, da sich die wesentliche Grundstruktur von Wasserstoffnetzen ausgehend von den bestehenden Fernleitungsnetzen entwickeln wird.

Der BDEW hat allerdings Zweifel daran, ob ein gemeinsamer NEP-Prozess zwischen den Gasen und dem Stromsektor in allen Mitgliedstaaten sinnvoll ist. Die Erfahrungen in Deutschland zeigen, dass die Erstellung des Netzentwicklungsplans Strom aufgrund des weiterhin bestehenden hohen Ausbaubedarfs der Stromübertragungsnetze mit einer Vielzahl von Eingaben verbunden ist, deren Bearbeitung sehr zeitaufwändig ist. Eine ähnliche Situation zeigt sich bei den Verfahren zum Netzentwicklungsplan Gas in den vergangenen Jahren nicht, dies ist auch für die Zukunft nicht zu erwarten, wenn ganz überwiegend bestehende Erdgasnetze genutzt

werden. Eine Integration von Strom- und Gasnetzplanung birgt daher die Gefahr, zusätzliche Komplexität und Zeitaufwand in die Prozesse hineinzubringen, während der Nutzen begrenzt sein dürfte. Dennoch wird es aufgrund der stärkeren Verzahnung der Systeme und der Übernahme von Aufgaben durch die jeweils andere Sparte in vielen Regionen erforderlich sein, dass Netze aufeinander abgestimmt geplant werden. Hier sollte dem einzelnen Mitgliedstaat die notwendige Flexibilität gewährt werden, zu entscheiden, ob und bis zu welchem Grad eine gemeinsame Netzentwicklungsplanung vorgeschrieben wird.

Bei den zugrundeliegenden Szenarien ist hingegen eine effiziente Herangehensweise zwischen den verschiedenen Sektoren in jedem Fall anzustreben. Auf der europäischen Ebene werden die Szenariorahmen seit einigen Jahren bereits gemeinsam zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern entwickelt, und dieser Ansatz wird im Rahmen der überarbeiteten TEN-E-Verordnung weiter formalisiert werden. Um Verzögerungen zu vermeiden, sollten die FNB und ÜNB daher diese gemeinsam entwickelten EU-Szenarien nutzen, um konsistente und kohärente Szenarien für die jeweiligen Planungsprozesse abzuleiten. Dabei spielen auch die Größen und die Standorte von Power-to-Gas-Anlagen eine wichtige Rolle. Sie werden zentrale Elemente zur Integration des Energiesystems sein und müssen daher bei der Entwicklung der Szenarien besonders berücksichtigt werden. Nun so kann die darauf aufsetzende Planung der Netzinfrastrukturen (Strom, Wasserstoff, Wärme) und die konkreten Investitionen so optimiert werden, dass zugleich der sozioökonomische Nutzen maximiert und zusätzliche Kosten des Netzausbaus begrenzt werden. Dementsprechend ist eine Abstimmung dieser Szenarien zwischen den Gas-/H₂-Fernleitungsnetzbetreibern und den Übertragungsnetzbetreibern erforderlich.

Die konkrete Netzentwicklungsplanung auf nationaler Ebene muss für Gas und Wasserstoff kombiniert erfolgen. Dies ergibt sich insbesondere mit Blick auf die Umstellung von Gasinfrastruktur/-pipelines auf den Transport von Wasserstoff. Getrennt gehaltene Prozesse könnten zu bedeutenden Ineffizienzen führen.

Die Berücksichtigung von prognostizierten Verbrauchsentwicklungen sollte weiterhin fester Bestandteil des Netzentwicklungsplanprozesses bleiben. Die unmittelbare Anwendung des Grundsatzes „Energieeffizienz first“ (vgl. Art. 51 Abs. 3 RL-Entwurf) im Netzentwicklungsplan ist zwar im Prinzip erstrebenswert, aber in diesem Kontext nicht sinnvoll und somit hier nicht in vollem Umfang praktikabel. Dieser Grundsatz der Energieeffizienz-Richtlinie (EED) ist neu, seine Wirkung – auch auf das Verbrauchsverhalten – ist aktuell nicht offensichtlich und muss in den nächsten Jahren beobachtet und bewertet werden. Der NEP hat die Aufgabe, ein versorgungssicheres und resilientes Gasnetz abzubilden. Dieser Grundsatz darf nicht durch eine Vorrangigkeit des Effizienzprinzips gefährdet werden. Auch wenn die Ziele der EED in Kürze in Kraft treten, so wird erst die Zeitachse zeigen, wie schnell die Gasverbräuche zurückgehen. Aus den Erfahrungen der Vergangenheit ist bekannt, dass Mengen- und Leistungsrückgang nicht parallel verlaufen. Die verschiedenen Szenarien sollten deshalb weiterhin mit vorab definierten Annahmen die Wirksamkeit und Geschwindigkeit von Gebäudesanierungen aus den

mittelfristigen Erfahrungen ableiten. Wenn die Planungen der Vergangenheit nur auf den Vorgaben der EED 2012 aufgesetzt hätten, würden heute große Kapazitätslücken und massive Einschränkungen der Versorgungssicherheit bestehen.

1.9 Finanzierung von grenzüberschreitenden H₂-Netzen (Artikel 53)

Artikel 53 sieht detaillierte Regelungen für die Finanzierung von grenzüberschreitenden Wasserstoffnetzen vor. So müssen nach dem 31. Dezember 2030 alle betroffenen Wasserstoffnetzbetreiber ein System des finanziellen Ausgleichs aushandeln, um die Finanzierung der grenzüberschreitenden Wasserstoffinfrastruktur sicherzustellen (Art. 53 Abs. 5). Über diesen Ausgleichsmechanismus soll binnen drei Jahren und spätestens bis zum 31. Dezember 2033 Einigung erzielt werden (Art. 53 Abs. 6). Sollte dies nicht gelingen, so entscheiden die betroffenen Regulierungsbehörden gemeinsam innerhalb von zwei Jahren. Können sich auch diese nicht einigen, entscheidet ACER.

Hierzu merkt der BDEW an, dass die im Erwägungsgrund (119) des Richtlinienvorschlags genannte Grundannahme, dass gut vernetzte Wasserstoffmärkte in der Union für eine erfolgreiche Energiewende notwendig sind und daher Investitionen in grenzüberschreitende Wasserstoffinfrastruktur erleichtert bzw. nicht behindert werden sollten, geteilt wird. Am effizientesten kann dies allerdings durch eine Bepreisung der Grenzübergangspunkte erreicht werden.

Die vorgesehene verpflichtende grenzüberschreitende Finanzierung ist in der praktischen Umsetzung allerdings mit hohen Unsicherheiten und hohem Konfliktpotential verbunden. Der Prozess zur Bestimmung der Kompensationsregeln auch ohne gerichtliche Auseinandersetzungen dürfte sich bis mindestens 2036 hinziehen (Vorliegen der ACER-Entscheidung). Gerade bei den Ausgleichsmechanismen zwischen Netzbetreibern ist angesichts der diesbezüglichen Erfahrungen in Deutschland mit den BNetzA-Festlegungen HoKoWä⁹, REGENT¹⁰ und AMELIE¹¹

⁹ Festlegung BK9-13-607 hinsichtlich einer horizontalen Kostenwälzung zwischen marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern sowie einer sachgerechten Aufteilung der Kosten auf Ein- und Ausspeisungsentgelte.

¹⁰ Festlegung BK9-19-610 einer Referenzpreismethode für FNB.

¹¹ Festlegung BK9-19-607 eines Ausgleichsmechanismus zwischen FNB.

von einem langwierigen und streitbehafteten Prozess auszugehen, wobei hier durch die grenzüberschreitende und am Ende EU-weite Komponente von einer noch deutlich größeren Vielfalt der zu berücksichtigenden Aspekte sowie auch Positionen der beteiligten Unternehmen, Regierungsbehörden und auch Ministerien auszugehen ist.

Angesichts dieser Bedenken empfiehlt der BDEW die Streichung des Art. 53 und die Aufnahme der Möglichkeit für Mitgliedstaaten, auf freiwilliger Basis einen Ausgleichsmechanismus zu vereinbaren, der individuell zwischen den Wasserstoffnetzbetreibern und Regierungsbehörden der betreffenden Mitgliedstaaten bzw. den Mitgliedstaaten selbst zu verhandeln ist.

1.10 Nationale Regulierungsbehörden (Artikel 70-74)

Hintergrund

Der Europäische Gerichtshof (EuGH) hat mit Urteil vom 2. September 2021 (C-718/18) die Regelungen der Richtlinie 2009/72/EG (Elt-RL) sowie der insoweit gleichlautenden Richtlinie 2009/73/EG (Gas-RL) über die Aufgaben und Befugnisse der nationalen Regulierungsbehörde (NRB) dahingehend ausgelegt, dass sie eine völlige Unabhängigkeit in der Ausübung ihrer Befugnisse fordern – gegenüber den Wirtschaftsteilnehmern, gegenüber der Regierung, aber auch gegenüber dem nationalen Gesetzgeber.

Nach engem Verständnis der Entscheidung wäre es den Mitgliedstaaten damit vollständig versagt, im Bereich der Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang (einschließlich Netzentgelten) künftig auch nur abstrakte rechtliche Vorgaben zur Vorstrukturierung der Tätigkeit der NRB oder zur Formulierung politischer Zielsetzungen in diesem Themenfeld zu erlassen. Jedwede nationale Rechtsetzung wäre untersagt, selbst wenn sie inhaltlich vollständig in Übereinstimmung mit den EU-rechtlichen Zielen und Vorgaben stünde und diese lediglich näher konkretisiert. Eine solche Auslegung wie vom EuGH nun vorgenommen war von den Richtliniengebern 2009 nicht intendiert und dürfte auch heute keine breite Zustimmung finden.

Die Europäische Kommission hatte in dem Vertragsverletzungsverfahren im Kern kritisiert, dass der deutsche Gesetzgeber das Bundeswirtschaftsministerium ermächtigt hat (§ 24 EnWG), im Wege der Verordnung detaillierte Vorgaben für die Regulierung im Bereich von Netzzugang und Netzentgelten zu machen. Der EuGH sieht darin eine unzulässige Aufgabenübertragung auf die Bundesregierung. Die Festlegung von Bedingungen und Methoden obliege allein der NRB, die dabei in völliger Unabhängigkeit von allen politischen Stellen agieren können müsse. In der Urteilsbegründung konstatiert er, dass eine „völlige Unabhängigkeit“ der NRB von allen öffentlichen Einrichtungen und somit auch von der legislativen Gewalt sicher zu stellen sei (Rn. 112, 130).

Der EuGH leitet seine Rechtsauffassung aus den Vorschriften über die „Aufgaben und Befugnisse der Regulierungsbehörde“ (Art. 41 Gas-RL 2009) im Zusammenspiel mit den Vorschriften über die „Benennung und Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden“ (Art. 39 Gas-RL 2009) ab.

Vorschläge zur Anpassung der Binnenmarktrichtlinien Gas (und Strom)

Die Umsetzung der Binnenmarktrichtlinien Gas (und Strom) erfordert fraglos nationale Umsetzungsrechtsakte. Dabei muss es dem nationalen Gesetzgeber freistehen, zur Umsetzung und Erreichung der Regulierungsziele der Richtlinien Recht zu setzen, das die Entscheidungen der NRB vorstrukturiert. Hierbei hat der Gesetzgeber

- höherrangiges Europäisches Recht zu achten und
- der NRB hinreichend Freiraum für eigenständige Entscheidungen zu geben.

Dementsprechend schlägt der BDEW folgende Änderungen vor:

Art. 70 Abs. 4 Satz 2 lit. b)

„(4) Die Mitgliedstaaten gewährleisten die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde und sorgen dafür, dass diese ihre Befugnisse unparteiisch und transparent ausübt. Hierzu stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Regulierungsbehörde bei der Wahrnehmung der ihr durch diese Richtlinie und zugehörige Rechtsvorschriften übertragenen Regulierungsaufgaben

a) rechtlich getrennt und funktional unabhängig von anderen öffentlichen und privaten Einrichtungen ist;

b) sicherstellt, dass ihr Personal und ihr Management

i) unabhängig von Marktinteressen handelt;

ii) bei der Wahrnehmung der Regulierungsaufgaben keine direkten Weisungen von Regierungsstellen oder anderen öffentlichen oder privaten Einrichtungen einholt oder entgegennimmt. Eine etwaige enge Zusammenarbeit mit anderen zuständigen nationalen Behörden, ~~oder~~ allgemeine politische Leitlinien der Regierung, etwa zur Erreichung der Europäischen Klimaziele, die nicht mit den Regulierungsaufgaben und -befugnissen nach Artikel 72 zusammenhängen, sowie Ergebnisse der Durchführung von Beschwerdeverfahren nach Artikel 73 Absatz 8 bleiben hiervon unberührt.

Art.70 Abs. 5 Satz 1 lit. a)

(5) Zur Wahrung der Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde stellen die Mitgliedstaaten insbesondere sicher, dass die Regulierungsbehörde unabhängig von allen politischen

Stellen selbständige Entscheidungen treffen kann; die Mitgliedsstaaten sind dabei befugt, für die Tätigkeit der Regulierungsbehörde im Rahmen des Artikel 72 einen abstrakten Rahmen zu setzen und mit dem Unionsrecht vereinbare inhaltliche Bestimmungen zu treffen.

Art. 72 Abs. 1 lit. a bis c und Abs. 7

Hinsichtlich der Aufgaben und Befugnisse der Regulierungsbehörde in Absatz 1 und Absatz 7 sollte klargestellt werden, dass sie dafür verantwortlich ist, ihre Entscheidung auf Grundlage „wissenschaftlich anerkannter Methoden“ zu treffen.

Art. 73 Abs. 7

(7) Die von den Regulierungsbehörden getroffenen Entscheidungen sind im Hinblick auf die gerichtliche Überprüfung in vollem Umfang zu begründen. Die Begründung umfasst insbesondere die Sachverhaltsermittlung, die Methodenwahl und -anwendung sowie eine Bewertung im Hinblick auf die mit der Entscheidung verfolgten Ziele. Die Entscheidung ist der Öffentlichkeit unter Wahrung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen zugänglich zu machen.“

Art. 73 Abs. 8

(8) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass auf nationaler Ebene geeignete Mechanismen bestehen, in deren Rahmen eine von einer Entscheidung der Regulierungsbehörde betroffene Partei das Recht hat, bei einer von den beteiligten Parteien und Regierungen unabhängigen Stelle Beschwerde einzulegen und die Entscheidung der Regulierungsbehörde in tatsächlicher und rechtlicher Hinsicht inhaltlich umfassend überprüfen zu lassen“.

Begründung im Einzelnen

Die Gasbinnenmarkt-Richtlinie (Gas-RL) ist neben anderen EU-Rechtsakten (z.B. Verordnungen und Netzkodizes) eine wesentliche Grundlage für das Regulierungssystem der Mitgliedstaaten im Gassektor. Die Mitgliedstaaten haben gemäß Art. 291 Abs. 1 AEUV Verfahrensautonomie bei der Ausgestaltung und Konkretisierung des nationalen Energieregulierungssystems.

Die Möglichkeit der Mitgliedstaaten, über die Ausgestaltung ihres Energieregulierungssystems zu entscheiden, ergibt sich z.B. auch aus der in Art. 41 Gas-RL vorgesehenen Vielfalt bei der Festlegung von Tarifen oder von Methoden zur Tarifberechnung. Daher muss den Mitgliedstaaten die Möglichkeit und das Recht eingeräumt werden, bei der Umsetzung der Richtlinie

konkretisierende normative Vorgaben zu machen, um die in der Richtlinie enthaltenen Ziele, Aufgaben und Vorgaben zu erreichen. Dazu können auch detailliertere rechtliche Vorgaben gehören, um angemessene Bedingungen für den effektiven und zuverlässigen Betrieb von Gasnetzen zu gewährleisten, wobei insbesondere die langfristigen Ziele zu berücksichtigen sind.

Dabei dürfen die in der Richtlinie eingeräumten Befugnisse, deren Unabhängigkeit und der Ermessensspielraum der Regulierungsbehörden nicht durch eine sehr ausgeprägte Vorstrukturierung unangemessen eingeschränkt werden. Erforderlich ist und bleibt aber, dass das Parlament als maßgeblicher nationaler Gesetzgeber in der Umsetzung europäischer Richtlinien die Grundlagen einer Materie strukturieren und anwendbar machen können muss, was auch für die Kernfragen der Energieregulierung gilt. Eine normative Strukturierung im Sinne eines Prüfprogramms für das Handeln der Behörde beeinträchtigt nicht ihre Unabhängigkeit gegenüber der Regierung in der Durchführung der Regulierung. Die Regulierung erfolgt gemäß EuGH auf der Grundlage einer „technisch-fachlichen Beurteilung der Wirklichkeit“ (Rn. 132) ohne echte politische Entscheidungsspielräume (Rn. 131).

Die normative Vorstrukturierung braucht es im Übrigen auch, um die effektive gerichtliche Kontrolle der Entscheidungen der NRB durch die nationalen Gerichte zu ermöglichen (Rn. 128). Der geforderte effektive Rechtsschutz der regulierten Unternehmen erfordert nicht zuletzt eine umfängliche gerichtliche Auseinandersetzung mit der behördlichen Entscheidung, was sowohl die Tatbestands- wie auch die Rechtsfolgenseite umfasst. Die Begründung der Behörde ist hierfür von maßgeblicher Bedeutung.

2 Gas-Verordnung

2.1 Definitionen (Artikel 2)

2.1.1 „Entry-Exit System“ und Artikel 2 Nr. 53 RL bzw. Artikel 2 Nr. 30 VO

Der BDEW begrüßt die Aufnahme einer Definition des Entry-Exit-Systems in der Richtlinie sowie der Verordnung, möchte aber auf die fehlende Konkretisierung des Systems hinweisen, die in den Erwägungsgründen zuvor beschrieben wurden, um einer Fehldeutung vorzubeugen. Daher sollte ergänzt werden, dass es den Netznutzern ermöglicht wird, das ein- oder ausgespeiste Gase auf der Grundlage fester oder unterbrechbarer Kapazität grundsätzlich jedem Ein- oder Ausspeisepunkt, einschließlich eines virtuellen Handlungspunkts im selben Einspeise-/Ausspeisesystem, frei zuzuordnen. Zudem sollten die Definitionen in Art. 2 Nr. 53 Richtlinie und Art. 2 Nr. 30 Verordnung angeglichen bzw. beide Definitionen vereinheitlicht werden.

Unabhängig davon ist Folgendes zu berücksichtigen: Ein einheitliches Bilanzierungsregime im Wasserstoff auf nationaler Ebene als Zielmodell – analog zur Festlegung der Bundesnetzagentur zur Bilanzierung Gas („GaBi Gas 2.0“) in Deutschland – wird ab einem gewissen Reifegrad des Wasserstoffmarktes unterstützt und notwendig sein. Damit finden Marktteilnehmer auch bei der aus kapazitiven und bilanziellen Gründen notwendigen Einteilung in mehrere Entry-Exit-Systeme (Marktgebiete) einheitliche Bilanzierungsregeln vor. Eine Standardisierung der Bilanzierungsregeln ist für den Zusammenschluss von Marktgebieten sinnvoll.

Allerdings können trotz Geltung eines gleichen Bilanzierungsregimes mehrere Entry-Exit-Systeme (Marktgebiete) innerhalb eines oder mehrerer Mitgliedstaaten bzw. der Geltung eines Bilanzierungsregimes über einen längeren Zeitraum – also über 2031 hinaus – erforderlich sein, sofern sie physikalisch noch getrennt sind. Das Angebot frei zuordenbarer fester Kapazitäten über größere Bilanzierungszonen hinweg stellt hohe Anforderungen an die technische Verknüpfung und zeitliche Dimension der Schaffung der Verknüpfungsmöglichkeit der Wasserstoffnetze, ist gleichzeitig jedoch auch eine Voraussetzung für die Entstehung eines liquiden europäischen Wasserstoffmarktes. Räumlich größere Marktgebiete oder ein deutschlandweites Marktgebiet sind erstrebenswert, aber vor dem Hintergrund der gemachten Erfahrungen im Erdgasbereich erst nach Erreichung der vorgenannten Voraussetzungen sinnvoll umzusetzen.

2.1.2 Artikel 2 (35) Conditional Capacity

Mit der Definition der „Conditional Capacity“ hat die Kommission eine Unterform der ‚Firm Capacity‘ definiert. Dies hat unmittelbar Auswirkungen auf den vorliegenden VO-Entwurf und die bestehenden Network Codes, die sich auf ‚Firm Capacities‘ beziehen. Daher sollten die einzelnen Regelungen der Network Codes auf die Anwendbarkeit dieser Definition überprüft werden.

2.1.3 Definition zu ergänzen: Area Coordinator (in Deutschland: Marktgebietsverantwortlicher)

In Artikel 3 wird der Begriff „Market Area Operator“ verwendet. Damit ist die in Deutschland als „Marktgebietsverantwortlicher“ bezeichnete Marktrolle gemeint. Allerdings wird dieser Begriff bislang nicht in den europäischen Rechtstexten definiert.

Da an dieser Stelle ein neuer Begriff eingeführt werden muss, sollte auf den bereits im Harmonised Gas Role Model der Vereinigung EASEE-gas verwendeten Begriff „Area Coordinator“

zurückgegriffen werden.¹² Dieser sollte in Artikel 2 in Übereinstimmung mit der Formulierung im Gas Role Model wie folgt definiert werden:

„‘Area Coordinator‘ means a party responsible for the management of balancing groups, system balancing activities and/or the provision of data (for example settlement and balancing information); Other duties and responsibilities might be stipulated in the respective national laws; the Area Coordinator is also responsible for the price formation for balancing energy in the network;“

2.2 Allgemeine Grundsätze (Artikel 3 Einleitung und lit. i)

Im ersten Satz in Artikel 3 sollte der Begriff „Market Area Operators“ durch „Area Coordinators“ ersetzt werden, um Übereinstimmung mit der Begriffsbezeichnung im Harmonised Gas Role Model von EASEE-gas herzustellen. Die entsprechende Begriffsdefinition ist in Artikel 2 zu ergänzen (s.o.).

In Ziffer 3 lit. i) werden nur erneuerbare Gase erwähnt. Da explizit auch die kohlenstoffarmen Gase zur Dekarbonisierung beitragen, sollten diese hier hinzugefügt werden.

2.3 Trennung des regulierten Anlagevermögens (Artikel 4)

Art.4 Abs. 1 VO fixiert mit Verweis auf die Entflechtung der Rechnungslegung (Art. 69 RL) den Grundsatz der getrennten Finanzierung von Erdgas-, Strom- und Wasserstoffnetzen.

Die Regelungen zur Trennung des regulierten Anlagevermögens sind jedoch überflüssig, da dies bereits durch die Entflechtung der Rechnungslegung vorgegeben wird.

Bei der Finanzierung der Erdgas-, Wasserstoff- und Stromnetze sollte einerseits der Grundsatz der verursachungsgerechten Kostenzuordnung und Transparenz umgesetzt werden, andererseits aber auch ein geeigneter Rahmen für die Dekarbonisierung gesetzt werden. Die Regelungen in Artikel 4 sind nicht geeignet, prohibitiv hohe Netzentgelte für Wasserstoff-Nutzer und perspektivisch auch für Erdgas-Nutzer zu vermeiden und vorhersagbare, planbare Tarife zu ermöglichen. Ein Markthochlauf von Wasserstoff würde so verzögert.

¹² Das „Harmonised Gas Role Model“ wird von der Vereinigung EASEE-gas (European Association for the Streamlining of Energy Exchange – gas) hier bereitgestellt: <https://easee-gas.eu/gas-role-model-1>

Die strikte Trennung der Finanzierung zwischen Erdgas und Wasserstoff ist im Hinblick auf das Ziel einer breiten Anwendung von Wasserstoff und der zügigen Errichtung eines Netzes der allgemeinen Versorgung mit Wasserstoff kritisch. Es wird damit die Chance vergeben, den Aufbau der Wasserstoffnetze und die Transformation der Erdgasnetze gesamtsystemisch anzulegen und so die Dekarbonisierung volkswirtschaftlich zu optimieren. Immerhin hat sich auch der Deutsche Bundestag für eine gemeinsame Finanzierung von Wasserstoffnetzen und Erdgasnetzen ausgesprochen.¹³

Die strikte Trennung bei der Finanzierung von Wasserstoff- und Erdgasnetzen sollte zugunsten einer gesamthaften Betrachtung von Gasnetzen aufgegeben werden.

Art. 4 Abs. 1 lit. b) VO regelt, dass bei einer Übertragung von Vermögenswerten auf ein anderes reguliertes Anlagevermögen (z. B. von Erdgas zu Wasserstoff) ihr Wert zu ermitteln ist und der Genehmigung der Regulierungsbehörde bedarf. Gemäß Art. 4 Abs. 4 soll ACER Empfehlungen zur Bestimmung dieses Wertes „sowie die Zuordnung der daraus gegebenenfalls resultierenden Gewinne und Verluste“ abgeben und alle zwei Jahre aktualisieren.

Aus Sicht des BDEW bestünde bis zur Vorlage der ACER-Empfehlungen und der Umsetzung durch die Regulierungsbehörden eine erhebliche Unsicherheit über den zukünftigen, genehmigungsfähigen Wert von Vermögenswerten. Diese Unsicherheit könnte negative Auswirkungen auf den Erhalt der bestehenden Infrastruktur und die Investitionsbereitschaft haben.

Um regulatorisch bedingte Wertverluste bei der Übertragung von Vermögenswerten zu vermeiden und frühzeitig Planungssicherheit zu schaffen, sollte die Übertragung von Vermögenswerten in der Regel zu regulatorischen Restwerten erfolgen.

Art. 4 Abs. 2 VO gibt den Mitgliedstaaten die Möglichkeiten, Finanztransfers zwischen den getrennten regulierten Aktivitäten unter engen Voraussetzungen zu erlauben. Über ein „besonderes Entgelt“ könnten nach Genehmigung und zeitlich begrenzt Einnahmen von Letztverbrauchern eines regulierten Anlagevermögens (z.B. Erdgas) erzielt und damit ein Teil der Kosten eines anderen regulierten Anlagevermögens (z.B. Wasserstoff) gedeckt werden.

Ein vorausschauender Ausbau der Wasserstoffnetze unter Berücksichtigung der Dekarbonisierungsziele wird kurz- und mittelfristig ohne entsprechende staatliche Förderung nicht allein von den Wasserstoffnetznutzern finanziert werden können. Um trotz der von der EU-Kommission vorgesehenen getrennten Finanzierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen den Hochlauf

¹³ Vgl. § 112b EnWG und [Beschluss des Deutschen Bundestages vom 24.06.2021](#).

von Wasserstoff und die Dekarbonisierung des Gasmarktes zu ermöglichen, sind zeitlich begrenzte Finanztransfers notwendig und volkswirtschaftlich sowie klimapolitisch sinnvoll.

Zur Klarstellung sollte Art. 4 Abs. 2 VO dahingehend konkretisiert werden, dass es sich dabei um einen Finanztransfer auf nationaler Ebene handelt, der jeweils alle Netzbetreiber einer regulierten Tätigkeit umfasst. Der Verweis auf Art. 4 Abs. 1 VO könnte als ein Finanztransfer nur innerhalb eines Unternehmens/Konzerns missinterpretiert werden.

Voraussetzung für einen Finanztransfer muss sein, dass die die „besonderen Entgelte“ zahlenden Letztverbraucher perspektivisch auch von den damit finanzierten Maßnahmen profitieren. Konkret: Die Erhebung eines „besonderen Entgeltes“ bei den Erdgas-Haushaltskunden wäre nur dann gerechtfertigt, wenn ihnen zukünftig auch der Wasserstoff-Markt offensteht. Der BDEW spricht sich für eine breite Anwendung von Wasserstoff in allen Marktsegmenten aus, dies auch um die hohe Abhängigkeit von russischen Importen bei fossilen Energieträgern zu überwinden.

Wenn Kosten des Wasserstoffnetzes teilweise durch Finanztransfers gedeckt werden, profitieren davon auch grenzüberschreitende Wasserstofftransporte. Die vorgesehene Beschränkung der „besonderen Entgelte“ auf Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern wäre nur dann gerechtfertigt, wenn im Gegenzug auch eine Tarifierung der Wasserstoff-Grenzübergangspunkte vorgesehen wird.

Die restriktiv angelegten Regelungen in Art. 4 Abs. 2 bis 4 VO grenzen den Handlungsspielraum der Mitgliedstaaten und Regulierungsbehörden unnötig ein und werfen viele Fragen und Umsetzungsprobleme auf. Z. B. bleibt bei der zeitlichen Limitierung der Finanztransfers auf ein Drittel des Abschreibungszeitraums unklar, ob technische, handelsrechtliche oder regulatorische Nutzungsdauern gemeint sind und wie diese ermittelt werden. Im Sinne einer lernenden Regulierung sollte auf die restriktiven und komplexen Vorgaben verzichtet und stattdessen eine Evaluierung der Finanztransfers nach 15 bis 20 Jahren vorgesehen werden.

In Summe verbleiben jedoch fundamentale Bedenken hinsichtlich der Ausgestaltung, der Umsetzbarkeit und der Wirksamkeit der Regelungen für Finanztransfers, so dass sich der BDEW weiterhin für eine gemeinsame Finanzierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen ausspricht.

Redaktionelle Anmerkungen:

Der Artikel 4 ist an vielen Stellen unsauber oder missverständlich formuliert und sollte, unabhängig von der inhaltlichen Kritik, überarbeitet und korrigiert werden.

- Der Begriff „Gas“ sollte durch den Begriff „Erdgas“ ersetzt werden, da dies den Begriffsbestimmungen (Art. 2 RL) und der Systematik von RL und VO entspricht.

- Adressat von Art. 4 Abs. 1 Satz 1 VO sind „Übertragungs- oder Netzbetreiber“, diese Formulierung ist missverständlich, da offensichtlich alle Netzbetreiber in den Bereichen Erdgas (Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber), Wasserstoff (Wasserstoffnetzbetreiber) und Strom (Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber) gemeint sind. Hier sollte nur der Begriff „Netzbetreiber“ verwendet werden. Gleiches gilt für die Formulierung in Art. 4 Abs. 4 Satz 1 VO „Empfehlungen an die Fernleitungsnetzbetreiber oder die Netzbetreiber“, auch hier wäre „Netzbetreiber“ ausreichend.

2.4 Netzzugang H₂-Netze (Artikel 6)

Gemäß Art. 6 Abs. 6 müssen Wasserstoffnetze ab dem 1. Januar 2031 als Entry-Exit-Systeme organisiert werden. Ab dem genannten Zeitpunkt gelten die Vorschriften zur Entgeltgenehmigung aus dem Erdgasbereich auch für Wasserstoffnetze (Art. 6 Abs. 7). Gleiches gilt gemäß Art. 6 Abs. 8 auch für die Vorschriften für ein Buchungssystem von festen und unterbrechbaren Kapazitäten (Art. 5), zum Engpassmanagement (Art. 9) und für die Bereitstellung und Abrechnung von Regelenergie (Artikel 12).

Um den Aufbau eines Wasserstoffmarktes initiieren zu können, ist es essenziell, dass den Infrastrukturbetreibern wie auch den initialen Wasserstoffkunden die Möglichkeit gegeben wird, langfristige Verträge abzuschließen. Diese geben sowohl den Kunden Planungssicherheit für die notwendigen Investitionen in die Umstellung ihrer Infrastruktur als auch den Netzbetreibern in Bezug auf die Refinanzierung ihrer Investitionen. Das in Art. 6 Abs. 3 des VO-Entwurfs angelegte Recht der Regulierungsbehörden, kürzere maximale Vertragslaufzeiten als 20 bzw. 15 Jahre festzulegen, sieht bisher keine Verpflichtung für die Regulierungsbehörden vor, negative Einflüsse auf die Planungs- und Refinanzierungsmöglichkeiten bei einer Entscheidung zur Verkürzung zu berücksichtigen. Eine entsprechende Verpflichtung der Regulierungsbehörden sollte daher aufgenommen werden. Darüber hinaus sollte die Möglichkeit zur Verkürzung der maximalen Vertragsdauer von 20 auf 15 Jahre erst ab dem Jahr 2031 gegeben sein. Die Inbetriebnahme der überwiegenden Mehrheit der derzeit geplanten Wasserstoffprojekte wird erst ab den Jahren 2027 ff. erfolgen. Die im VO-Entwurf vorgesehene Möglichkeit zur Einkürzung der Langfristverträge bereits ab Inkrafttreten der Verordnung würde bedeuten, dass Kapazitätsverträge mit Startdatum z.B. 2030 im schlechtesten Fall nur für eine Laufzeit von 8 Jahren abgeschlossen werden könnten.

Zu Art. 6 Nr. 7 merkt der BDEW folgendes an:

Es ist nachvollziehbar, dass ab Geltung des regulierten Netzzugangs, also spätestens ab 2031, auch die Entgelte reguliert werden sollen. Nicht nachvollziehbar ist allerdings, dass das Modell der Entgeltfreiheit von Grenzübergangspunkten zwischen zwei Mitgliedstaaten, das für die Umsetzung im weit entwickelten Erdgasmarkt im Rahmen der Quo-Vadis-Studie der

EU-Kommission diskutiert, jedoch dort aus guten Gründen verworfen wurde, für die Anwendung in Wasserstoffnetzen eingeführt werden soll. Dies überrascht vor allem auch deshalb, weil dieser Ansatz nach Aussagen der EU-Kommission in der eigenen Marktkonsultation nur wenig Unterstützung erhalten hat.

Die Transportleistung der Netzbetreiber wird über buchbare Ein- und Ausspeisekapazitäten vermarktet. Gerade hier die Grenzübergangspunkte innerhalb der EU nicht zu berücksichtigen, dürfte zu erheblichen Verzerrungen z.B. gegenüber Einspeisepunkten an Produktionsanlagen führen. Zudem wären Kapazitätsengpässe an diesen Punkten zu befürchten, was falsche Ausbausignale zeigen könnte. Ferner würde die verstärkte Nutzung auch von weit entfernt gelegenen Speichern im Ausland angereizt, was zu physischen Kapazitätsengpässen führen könnte.

Die Entgeltsysteme im Verteilernetz sind auf den Massenmarkt in der Verteilung ausgerichtet. Deshalb müssen die Regeln transparent und diskriminierungsfrei, aber auch dauerhaft, effizient und einfach sein, um den Wettbewerb in der Endverteilung zu ermöglichen. Der BDEW empfiehlt deshalb, dass in Abschnitt 4, Verteilernetzbetrieb, ein eigener Artikel für die die Wasserstoffverteilernetzbetreiber betreffenden Dienstleistungen für den Zugang Dritter aufgenommen wird, der die Regelungen aus Art. 6, Abs. 1-2 und 4-5 umfasst (vgl. Kapitel 1.1.3).

Im Ergebnis empfiehlt der BDEW, Art. 6 Abs. 7 Satz 2 des VO-Entwurfs zu streichen, die Absätze 1-2 und 4-5 des Artikels 6 als eigenen Artikel für die Wasserstoffverteilernetzbetreiber betreffende Dienstleistungen in Abschnitt IV zu übernehmen und klarzustellen, dass sich Artikel 6 auf Wasserstofffernleitungsnetzbetreiber bezieht.

Die letzten Wochen haben die herausragende Rolle von Gasspeichern für die Versorgungssicherheit verdeutlicht. Die Anpassungen der Gasversorgungssicherheits-Verordnung (EU) 2017/1938 sollen u. a. die effizientere Nutzung von Gasspeicherkapazitäten und die gemeinsame Beschaffung strategischer Gasreserven ermöglichen. Vor diesem Hintergrund sollten für Ein- und Ausspeisepunkte an Wasserstoffspeichern Entgeltrabatte analog wie bei Erdgasspeichern Anwendung finden können. Dies würde der wichtigen Rolle der Wasserstoffspeicher gerecht werden, die der Optimierung der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette dienen und damit ein wesentlicher Faktor für einen erfolgreichen europäischen Markthochlauf sind.

2.5 Zertifizierung für Fernleitungs- und Wasserstoff-Netzbetreiber (Artikel 13)

Das Zertifizierungsverfahren ist ausschließlich auf die Ferngasnetzbetreiber ausgelegt und sollte nicht für die Verteilernetzebene im Wasserstoff Anwendung finden.

2.6 Tarife für den Netzzugang (Artikel 15)

Artikel 15 entspricht inhaltlich weitgehend den bisherigen Vorgaben für Erdgas-Fernleitungsnetzbetreiber. Neu ist, dass gemäß Artikel 6 Abs. 7 VO diese Vorgaben spätestens ab 2031 auch für Wasserstoffnetze gelten sollen.

Die Übertragung der Entgeltvorgaben für Erdgas-Fernleitungsnetze auf alle Wasserstoffnetze wird vom BDEW kritisch gesehen. Wie bereits an anderer Stelle ausgeführt, sollte bei Wasserstoff in Analogie zu Erdgas (und Strom) eine Unterteilung nach Fernleitung und Verteilung umgesetzt werden. Für Verteilernetze im Wasserstoffbereich sollten dabei zu den bestehenden Regelungen für Erdgasverteilernetze weitestgehend analoge Vorgaben gelten, um einen Übergang zu einer dekarbonisierten Gasversorgung zu erleichtern.

Artikel 15 sollte damit nicht auf Wasserstoffnetze Anwendung finden, die der lokalen und regionalen Verteilung („Wasserstoffverteilernetze“) dienen, sondern nur auf „Wasserstofffernleitungsnetze“.

2.7 Tarifnachlässe für erneuerbare und CO₂-arme Gase (Artikel 16)

Mit den Regelungen in Art. 16 VO sollen für erneuerbare und CO₂-arme Gase Rabatte auf Netzentgelte vorgeschrieben werden. Eine Förderung von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen wird vom BDEW grundsätzlich unterstützt, kann jedoch neben Netzentgeltrabatten auch über andere Wege erfolgen, z. B. über Commodity-Markt, Zertifikatshandel und/oder die Einführung einer Quote für die Verwendung erneuerbarer und CO₂-armer Gase für Lieferanten.

Der vorgesehene Tarifnachlass von maximal 75 % würde in Deutschland für die Einspeiser aus Erzeugungsanlagen für erneuerbare und CO₂-arme Gase, die mit dieser Regelung gefördert werden sollen, zu einer Verschlechterung gegenüber dem Status quo führen. Derzeit zahlen Netzbetreiber für die Biogaseinspeisung ein pauschales Entgelt an den Einspeiser für vermiedene Netzkosten im vorgelagerten System.¹⁴ Für die Einspeisung von Biomethan, von Wasserstoff, welcher durch Wasserelektrolyse erzeugt wird und von Gas, welches durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt werden ist (Power-to-Gas), werden von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern keine

¹⁴ Vgl. § 20a GasNEV

Einspeiseentgelte berechnet.¹⁵ Auf der Verteilernetzebene sind in Deutschland gar keine Einspeiseentgelte zu zahlen.¹⁶

Die Erfahrung der letzten 20 Jahre zeigt, dass die Einführung eines Einspeiseentgelts besonders bei kleineren Anlagen die Wirtschaftlichkeit wesentlich verschlechtern würde. In jedem Fall müssen bestehende angeschlossene Anlagen von einem Entgelt vollständig befreit bleiben.

Aus Sicht des BDEW ist Artikel 16 VO jedoch ohnehin nicht anwendbar auf Erdgas-Verteilernetzbetreiber, da mit Ausnahme von Abs. 1 lit. a) stets ausdrücklich nur von „Fernleitungstarifen“ oder „Fernleitungsnetzbetreibern“ die Rede ist und der in Abs. 3 zur Festlegung von Einzelheiten zu den gemäß Abs. 1 gewährten Rabatten genannte Netzkodex ebenfalls lediglich für „Fernleitungstarifstrukturen“ gilt. Zudem finden für Verteilernetzbetreiber in Deutschland, gemäß Gasnetzentgeltverordnung¹⁷ nur vereinzelt kapazitätsbasierte Tarife Anwendung, auf die in Abs. 1 lit. a) Bezug genommen wird.

Die Regelungen in Artikel 16 Abs. 5 VO zu einem 100 % Tarifnachlass u.a. an Grenzübergangspunkten würden zu einem erheblichen bürokratischen Aufwand führen und scheinen in der derzeitigen Form nicht umsetzbar. Es werden zum Teil Informationen vorausgesetzt, die bestimmten Wertschöpfungsstufen nicht vorliegen. So kann z.B. ein Fernleitungsnetzbetreiber nicht überprüfen, ob das Gas erstmalig in Deutschland eingespeist wurde. Auch den in Art. 16 Abs. 5 lit. a) VO geforderten kürzesten Weg kann ein Fernleitungsnetzbetreiber nicht nachvollziehen, vor allem dann nicht, wenn der Transport über mehrere Grenzen erfolgte. Schließlich ist unklar, ob der Rabatt auf die gesamte gebuchte Kapazität oder nur für den für den Transport von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen genutzten Anteil gewährt werden muss. Sinn und Zweck deuten auf letzteres hin, was jedoch einen erheblichen Aufwand in der Umsetzung bedeuten würde. Ein Transport von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen von einem LNG-Terminal oder einem Einspeisepunkt aus einem Drittstaat durch die EU zu einem Drittstaat wäre ohne Entgelt möglich. Die Kosten müssten durch die übrigen Kunden der Netzbetreiber, das heißt die im Inland angeschlossenen Kunden, getragen werden, was

¹⁵ Vgl. BNetzA-Festlegung REGENT (BK9-19-610)

¹⁶ Vgl. § 18 Abs. 1 GasNEV

¹⁷ Vgl. § 18 GasNEV

unangemessen erscheint und unter dem für Netzentgelte geltenden Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit nicht vertretbar wäre.

Wenn sich durch den 100 % Tarifnachlass auf FNB-Entgelte für erneuerbare und CO₂-arme Gase gemäß Art. 16 Abs. 5 VO die Erlöse eines FNB um 10 % verringern, soll es gemäß Art. 16 Abs. 5 lit. c) VO einen grenzüberschreitenden Ausgleichsmechanismus geben. Wenn sich die FNB nicht innerhalb von drei Jahren auf einen Ausgleichsmechanismus einigen, entscheiden gemeinsam binnen zwei Jahren die beteiligten Regulierungsbehörden, ansonsten ACER. Dieser Ausgleichsmechanismus würde bei allen Beteiligten einen enormen Aufwand bedeuten. Die Wirkung ist nicht einschätzbar, zumal jegliche Zielvorgabe fehlt. Es ist damit zu rechnen, dass die Verhandlungen zwischen den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern, aber im Anschluss auch zwischen den betreffenden Regulierungsbehörden aufgrund unterschiedlicher Interessen, Situationen und Rahmenbedingungen sehr Streitig verlaufen und zeitaufwändig sein werden. Es ist nicht damit zu rechnen, dass sich die Netzbetreiber oder aber danach die Regulierungsbehörden einigen werden, so dass nach fünf Jahren eine Entscheidung durch ACER erforderlich werden dürfte, wobei nicht auszuschließen ist, dass die Entscheidung gerichtlich überprüft wird. Der Umstand, dass zudem nicht alle Fernleitungsnetzbetreiber in der EU, sondern nur diejenigen Fernleitungsnetzbetreiber, bei denen die 10%-Erlösreduktions-Schwelle überschritten ist, sowie die (unmittelbar) benachbarten Fernleitungsnetzbetreiber einzubeziehen sind, jedoch im weiteren Verlauf durch Überschreitung der Schwelle auch bei anderen Netzbetreibern weitere hinzukommen könnten, dürften den Prozess weiter verkomplizieren. Für die beteiligten Netzbetreiber sowie Investoren bedeutet das einen langen Zeitraum der Unsicherheit.

Eine Anwendung des Artikel 16 auf Wasserstoffnetze würde den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft weiter verzögern, viele ungelöste Probleme aufwerfen und wird vom BDEW abgelehnt, da dieser in Deutschland massive negative Auswirkungen auf den Markthochlauf von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen hätte.

Aus den geschilderten Gründen plädiert der BDEW dafür, Artikel 16 VO vollständig zu streichen, um die bestehenden Rabatt-Regelungen fortführen zu können.

Eine weitergehende Förderung von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen könnte über den Commodity-Markt bzw. den Zertifikatshandel erfolgen.

2.8 Grenzüberschreitende Gasqualität / H₂-Beimischung an GÜP (Artikel 19/20)

Gemäß Artikel 19 des VO-Entwurfs müssen FNB zusammenarbeiten, um Einschränkungen der grenzüberschreitenden Gasflüsse zwischen den EU-Mitgliedstaaten aufgrund von Unterschieden in der Gasqualität zu vermeiden. Lassen sich solche Einschränkungen nicht vermeiden, müssen die betreffenden FNB auf Anforderung der zuständigen Regulierungsbehörden

bestimmte Maßnahmen ergreifen, die darauf abzielen, die Einschränkungen für den grenzüberschreitenden Gasfluss zu beseitigen, ohne aber die Anforderungen an die Gasqualität zu senken. Die FNB müssen technisch machbare Lösungen beschreiben, diese einer Kosten-Nutzen-Analyse unterziehen und mit Umsetzungszeitplänen belegen. Sie müssen realisierbare Lösungen öffentlich konsultieren und anschließend einen gemeinsamen Umsetzungsvorschlag vorlegen.

Die betreffenden Regulierungsbehörden entscheiden sodann über die zu ergreifenden Maßnahmen und machen Vorgaben für die Kostentragung zwischen den FNB und zu deren Berücksichtigung in den Netzentgelten. Dabei sind die wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Kosten und Nutzen im jeweiligen Mitgliedstaat zu berücksichtigen.

Aus Sicht des BDEW muss sichergestellt werden, dass auch die Aufwendungen, die den an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Betreibern von Gasspeichern bei der Anpassung an die veränderte Gasbeschaffenheit entstehen, bei der Kosten-Nutzen-Analyse angemessen berücksichtigt werden und in die Kostenbasis eingehen.

Aufwendungen, die den FNB durch die umfangreichen Maßnahmen nach Artikel 19 entstehen, müssen bei der Ermittlung der Netzentgelte vollständig berücksichtigt werden dürfen. Auf diese Weise werden die Kosten von einer großen Zahl an Netznutzern getragen. Unter anderem auch Haftungsfragen bei abweichenden Gasqualitäten gegenüber Gasnutzern/ Endkunden müssen eindeutig geregelt werden.

2.9 DSO Entity für Gase (Artikel 36 bis 38)

Artikel 36 - 38 des VO-Entwurfs verpflichtet die Erdgas-Verteilernetzbetreiber, auf europäischer Ebene zusammenzuarbeiten. Dies soll in der bereits bestehenden EU DSO Entity geschehen, die auf Basis der Strombinnenmarkt-VO (VO (EU) 2019/943) gegründet wurde. Die aus dem Strombereich bekannten Regelungen bezüglich Struktur, Finanzierung, Mitwirkungs- und Vertretungsmöglichkeiten und Arbeitsweise der Entity sollen auch auf Gasnetzbetreiber angewendet und die Aufgaben der Entity um gasspezifische Themen – insbesondere um die Erarbeitung von Network Codes und die Zusammenarbeit mit ENTSOG – erweitert werden.

Der BDEW begrüßt, dass auch für die Gas-VNB ein institutioneller Rahmen geschaffen werden soll, der es ihnen ermöglicht, künftig federführend – je nach Thema gemeinsam mit den FNB – Regelwerke für den Betrieb und die Planung der Gasverteilernetze zu entwickeln. Die bestehende EU DSO Entity der Strom-VNB ist ein geeignetes Vehikel, an das angeknüpft werden sollte. Zum einen kann so auf einer bestehenden Struktur aufgesetzt werden. Zum anderen können in einer gemeinsamen Entity spartenübergreifende Themen sehr gut adressiert werden. Dies wird aufgrund der sich stärker verzahnenden Sektoren immer bedeutender.

Elementar ist allerdings, bei der Erweiterung dieser Einrichtung um Gas-VNB sicherzustellen, dass Mitwirkungs- und Entscheidungsbefugnisse zu gasspezifischen Themen, bspw. bei der Entwicklung und Umsetzung der Network Codes, bei den Gas-VNB liegen und dass zu übergreifenden Themen ein Gleichgewicht der Zuständigkeit und der Entscheidungsgewalt zwischen Strom- und Gas-VNB besteht.¹⁸ Zudem sind direkt von Beginn alle Themen zur Entwicklung und zum Betrieb von regionalen und lokalen Wasserstoffnetzen (H₂-Verteilernetzen) als integraler Aufgabenbereich der EU DSO Entity zu berücksichtigen. Dies ist sehr wichtig, da die Regeln auf der Verteilernetzebene den Hochlauf von Wasserstoff sowie das Zusammenspiel der unterschiedlichen Gasen abbilden müssen. Eine separate Behandlung wasserstoffspezifischer Themen in der vorgesehene ENNOH würde viele neue Schnittstellen schaffen, die zu einer Verlangsamung der Abstimmungsprozesse führen und wesentlich mehr Personal binden würden.

Um sowohl spartenübergreifende als auch spartenspezifische Themen sachgerecht bearbeiten und die notwendigen Entscheidungen treffen zu können, schlägt der BDEW eine „2-Säulen-Struktur“ für die erweiterte EU DSO Entity vor:

- In der „Strom-Säule“ werden Strom-Themen behandelt; der bestehende Vorstand (Board of Directors) der Entity bleibt zentrales Lenkungsorgan und wird in einen Fachvorstand Strom umgewandelt. Zentrale Entscheidungen, die von allen Mitgliedern zu treffen sind, werden in der Generalversammlung durch die darin vertretenen Strom-VNB getroffen. Stromspezifische Themen werden in Expertengruppen dieser „Strom-Säule“ bearbeitet, die beratenden Organe (Strategic Advisory Group und Country Expert Group) bleiben ebenfalls erhalten.

¹⁸ Spiegelbildlich dazu sollten die Mitwirkungs- und Entscheidungsbefugnisse zu stromspezifischen Themen in der EU DSO Entity selbstverständlich (weiterhin) bei den Strom-VNB liegen.

- Daneben wird eine „Gase-Säule“ (inkl. H₂) eingerichtet. Hier werden spiegelbildlich ein Fachvorstand Gas sowie die beratenden Organe (SAG und CEG) entsprechend den Vorgaben aus der Strombinnenmarkt-VO eingerichtet. Der Fachvorstand Gase kann Expertengruppen zu gasspezifischen Themen einzurichten. Zentrale Entscheidungen werden von den in der Generalversammlung vertretenen Gas-VNB getroffen.
- Die Abstimmung zwischen beiden Sparten sollte in einem Koordinierungsgremium erfolgen, das aus Mitgliedern der beiden Fachvorstände besteht. Spartenübergreifende Fachthemen sind in gemeinsam eingerichteten und übergreifend besetzten Expertengruppen zu behandeln.

Für eine Erweiterung der EU DSO Entity müssen die Artikel 52ff. Strombinnenmarkt-VO entsprechend geändert und auf dieser Grundlage auch die Satzung, die Geschäftsordnung und die Verhaltensregeln geeignet weiterentwickelt werden. Dieser Vorgang sollte unter Einbindung der bestehenden europäischen Verbände, die Gas-VNB vertreten, erfolgen. Es ist darauf zu achten, Anpassungen an bestehenden Regelungen auf ein Minimum zu beschränken, damit die Arbeitsfähigkeit der bestehenden Organe der EU DSO Entity während des Erweiterungsprozesses uneingeschränkt erhalten bleibt.

2.10 ENNOH (Artikel 40 bis 42)

Der VO-Entwurf sieht vor, ein europäisches Netzwerk der Betreiber von Wasserstoffnetzen (European Network of Network Operators for Hydrogen – ENNOH) einzurichten. Dieses soll die Entwicklung und das Funktionieren des europäischen H₂-Marktes fördern und das optimale Management und den abgestimmten Betrieb und die solide technische Entwicklung des europäischen H₂-Netzes sicherstellen. Hierfür sollen Network Codes entwickelt und ein Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) für H₂ erarbeitet werden. Bei diesen Aufgaben soll ENNOH mit ENTSO-E und ENTSGOG zusammenarbeiten.

Das Konzept des ENNOH unterscheidet nicht zwischen einer Fernleitungsebene und einer Verteilernetzebene. Diese Unterscheidung ist aus Sicht des BDEW jedoch zwingend erforderlich, da sich Wasserstoffnetze ganz überwiegend aus der bestehenden Erdgasinfrastruktur heraus entwickeln werden. Die technischen und organisatorischen Regelungen, die für die Entwicklung von Wasserstoffnetzen benötigt werden, müssen den bestehenden Status Quo der Regelungen für Fernleitungsnetze (Erdgas) und Verteilernetze (Erdgas) berücksichtigen.

Aus diesem Grund sieht es der BDEW als erforderlich an, alle Themen zu regionalen und lokalen Wasserstoffnetzen gemeinsam mit dem Betrieb von Erdgasverteilernetzen in der EU DSO Entity zu behandeln (vgl. oben Punkt 2.10). Alle Themen für den Transport von Wasserstoff in Fernleitungsnetzen können analog dazu in der bestehenden europäischen Einrichtung der FNB, ENTSGO, bearbeitet werden. Für die Zusammenarbeit zwischen Fernleitungs- und

Verteilernetzbetreibern für Gas und Wasserstoff sollte ähnlich wie im Strombereich zwischen ENTSO-E und der heutigen EU DSO Entity eine Plattform eingerichtet werden.

Aus Gründen der Arbeits- und Kosteneffizienz und zur Vermeidung unnötiger Abstimmungsprozesse schlägt der BDEW daher vor, auf die Gründung eines ENNOH zu verzichten und die Aufgaben, die im Zusammenhang mit der Entwicklung und dem optimalen, sicheren Betrieb von Wasserstoffnetzen stehen, bei den o.g. bestehenden Institutionen anzusiedeln.

2.11 Verteilernetzbetreiber betreffende Transparenzanforderungen (Artikel 48)

Die Transparenzanforderungen in Artikel 48 für Wasserstoffnetzbetreiber müssen die Struktur der Verteilernetzbetreiber mit ihrem Massenmarkt berücksichtigen und sind entsprechend angepasst in Abschnitt 4 zu übernehmen. Insbesondere die Vorgaben in Art. 48 Abs. 4, die Festlegung der Punkte eines Wasserstoffnetzes, zu denen Informationen zu veröffentlichen sind, sowie die Informationen zu Angebot und Nachfrage in Art.48 Abs. 6, sind standardisiert für alle Verteilernetze zu regeln.