

Rechtsgutachten

zur Vereinbarkeit gemeinsamer
Netzentgelte für Erdgas und Wasserstoff mit
dem EU-Recht

Berlin, 24. März 2021

Über FNB Gas:

Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) mit Sitz in Berlin ist der 2012 gegründete Zusammenschluss der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, also der großen überregionalen und grenzüberschreitenden Gastransportunternehmen. Ein inhaltlicher Schwerpunkt der Vereinigung ist der Netzentwicklungsplan Gas, der seit 2012 durch die Fernleitungsnetzbetreiber erstellt wird. Zudem vertritt die Vereinigung ihre Mitglieder auch als Ansprechpartner gegenüber Politik, Medien und Öffentlichkeit.

Mitglieder der Vereinigung sind die Unternehmen bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, Ferngas Netzgesellschaft mbH, GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Nowega GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH und Thyssengas GmbH. Sie betreiben zusammen ein rund 40.000 Kilometer langes Leitungsnetz.

ZUSAMMENFASSUNG

Das Bundeskabinett hat am 10. Februar 2021 einen Gesetzesentwurf zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht beschlossen.

Entgegen der mehrheitlich in der Energiewirtschaft und Industrie vertretenen Auffassung, dass das Erdgasnetz und das daraus zu entwickelnde Wasserstoffnetz netzplanerisch und finanziell als Einheit zu betrachten sind, sieht der Gesetzesentwurf eine strikte Trennung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen vor. Eine gemeinsame Finanzierung des Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur durch Erdgas – und Wasserstoffkunden lehnt die Bundesregierung mit Verweis auf EU-Recht ab, ohne konkreten Nachweis.

Vor diesem Hintergrund hat der FNB Gas zur Untersuchung der Vereinbarkeit gemeinsamer Netzentgelte für Erdgas- und Wasserstoffnetze mit dem EU-Recht ein Rechtsgutachten erstellen lassen. **Das Gutachten von Prof. Dr. Pielow (Ruhr-Universität Bochum) kommt zu dem Ergebnis, dass gemeinsame Netzentgelte für den Transport von Erdgas (und anderen Gasen) und Wasserstoff mit dem Unionsrecht vereinbar sind.**

Die wichtigsten Erkenntnisse des Gutachtens lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Bereits die EU-Erdgasbinnenmarkttrichtlinie¹ weist in die Richtung gemeinsamer Entgelte für Erdgas- und Wasserstoffnetze. Die Richtlinie ist auf reine Wasserstoffnetze anwendbar, weil sie sich nicht allein auf Erdgas beschränkt. Vielmehr gilt sie entsprechend ihres Anwendungsbereiches auch für andere Gase, die sicher in einem Gasnetz transportiert werden können. Auch sollen die EU-Mitgliedsländer nach der Richtlinie sicherstellen, dass alle Gasarten einen nichtdiskriminierenden Zugang zum Gasnetz erhalten. Langfristig soll ein gemeinsamer europäischer Binnenmarkt für Energie entstehen, der die Versorgung möglichst vieler Kunden möglichst sicher, bezahlbar und nachhaltig gewährleistet.

Für die Einbeziehung von Wasserstoff in das (gesamte) Erdgasbinnenmarktrecht der EU sprechen, neben deutlichen Stellungnahmen der EU-Kommission, auch diverse Vorgaben in der unlängst überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 („RED II“)²; die klar auf „Gas aus erneuerbaren Quellen wie Wasserstoff“ Bezug nehmen.

Auch der EU-Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR) findet damit auf die Entgeltstrukturen von Wasserstoffnetzen Anwendung und steht einer gemeinsamen Entgeltregulierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen nicht entgegen. Anders als von der Bundesregierung argumentiert, lässt der Netzkodex ausreichenden Spielraum für eine Mischkalkulation bzw. für eine erlaubte Quersubventionierung bei Erdgas- und Wasserstoffnetzen. Folglich stellt ein gemeinsames Netzentgelt für Erdgas und Wasserstoff auch nicht automatisch eine unzulässige Quersubventionierung und damit einen Verstoß gegen den EU-Netzkodex dar. Eine Mischkalkulation der Netzentgelte für Erdgas- und Wasserstoffnetze kann beispielsweise damit begründet werden, dass aus volkswirtschaftlicher Sicht die Netznutzer der Erdgasinfrastruktur perspektivisch vom Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur profitieren werden. Das gilt nicht nur für nationale (inländische) Netznutzer, sondern auch bei Transit für ausländische Netznutzer. Denn die aktuelle EU-Energie- und Klimaschutzpolitik (European Green Deal, EU-Wasserstoffstrategie u.a.) zielt gerade auf einen grenzüberschreitenden Handel mit Wasserstoff und auf die Schaffung paneuropäischer Wasserstoff-Transportinfrastrukturen ab.

¹ Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt

² Erneuerbare-Energien-Richtlinie² (EU) 2018/2001

PROF. DR. IUR. JOHANN-CHRISTIAN PIELOW

Ruhr-Universität Bochum
Institut für Berg- und
Energierrecht
Universitätsstr. 150
44780 Bochum
Tel.: 0234 – 32-27333
e-Mail: christian.pielow@rub.de

**VEREINBARKEIT GEMEINSAMER NETZENTGELTE
FÜR ERDGAS UND WASSERSTOFF MIT DEM EU-RECHT**

RECHTSGUTACHTEN

IM AUFTRAG DES FNB GAS E.V., BERLIN

ERSTATTET VON

PROF. DR. JOHANN-CHRISTIAN PIELOW

INSTITUT FÜR BERG- UND ENERGIERECHT

DER RUHR-UNIVERSITÄT BOCHUM

IM MÄRZ 2021

Inhalt:

A.	EINLEITUNG	4
I.	Ausgangslage	4
II.	Problem- und Fragestellung	6
III.	Untersuchungsgang	8
B.	NÄHER ZUM STREIT- UND MEINUNGSSTAND	8
I.	Separate Finanzierung	9
II.	Gemeinsame Finanzierung	12
C.	UNIONSRECHTLICHE BEWERTUNG	15
I.	Erdgasbinnenmarkt und Wasserstoff	15
1.	Anwendbarkeit der Richtlinie 2009/73/EG	15
a)	Wortlaut von Art. 1 Abs. 2: „Gas aus anderer Gasart“	16
b)	Systematik und Telos	16
c)	Nachgelagerte und „separate“ Wasserstoffnetze?	17
d)	Zwischenergebnis	19
2.	Bestätigung im neueren EU-Energierecht und durch die Kommission	19
3.	Folgerungen, insbes. „Einheit“ von Erdgas- und Wasserstoffnetz	22
II.	Vereinbarkeit mit VO (EU) 2017/460 – NC TAR	23
1.	Anwendbarkeit	24
2.	Regelungsanliegen: Grenzüberschreitender Gashandel	25
3.	„Unzulässige Quersubventionierung“?	25
a)	Wortlaut und Systematik des Art. 7 S. 2 lit. c) NC TAR	26
aa)	„Quersubvention“ (vs. Mischkalkulation)	26
bb)	Betroffene Geschäftsfelder / Akteure	27
(1)	Zwischen Netznutzern	27
(2)	Zu Lasten gerade EU-ausländischer Netznutzer	28
b)	„Unzulässigkeit“ gemeinsamer Netzentgelte in Bezug auf Netzkunden im EU-Ausland?	31
aa)	Separate Netzentgelte	31

bb)	Näher zur „Unzulässigkeit“	32
cc)	Relativität und Flexibilität des NC TAR	32
dd)	Besonderheiten der Entgeltbildung für CH4-/H2-Netze	35
ee)	EU-energie- und Klimaschutzpolitische Ergänzung	37
c)	„Unzulässigkeit“ gemeinsamer Netzentgelte in Bezug auf inländische Kunden	39
4.	Ergebnis zu II.	40
D.	FAZIT	41

A. EINLEITUNG

I. Ausgangslage

Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft gilt als Schlüssel für die Bewältigung einer dekarbonisierten Energieversorgung in allen Lebensbereichen und damit zur Erreichung der Klimaschutzziele respektive der Klimaneutralität (2050) auf nationaler¹ wie europäischer² Ebene. Die Entwicklung von Absatzmärkten für Wasserstoff, gleichviel ob aus heimischer oder ausländischer Produktion, und seiner Folgeprodukte erfordern „die Verfügbarkeit einer entsprechenden Transport- und Verteilinfrastruktur (...), insbesondere im Bereich der Fernleitungsnetze.“ Deutschland verfügt mit seinem weit verzweigten Erdgasnetz und den angeschlossenen Gasspeichern bereits über eine gut ausgebaute Infrastruktur für Erdgas. Perspektivisch soll deshalb ein Teil der heimischen Gasinfrastruktur auch für Wasserstoff genutzt werden können. Es sollen dazu u.a. Netze zum ausschließlichen Transport von Wasserstoff geschaffen werden.³

In die letztgenannte Richtung zielen die Initiativen und Perspektiven der in der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.) organisierten deutschen Gasfernleitungsnetzbetreiber. Kernanliegen ist es, ein reines Wasserstoffnetz sukzessive aus den schon bestehenden Erdgasnetzen zu entwickeln und damit Synergien in technischer und vor allem wirtschaftlicher Hinsicht zu nutzen. Die Entwicklung „reiner“ Wasserstoffnetze geht über den bloßen und technisch bislang nur bedingt möglichen Mit-Transport von Wasserstoff (mittels H₂-Beimischung) in einstweilen weiter (auch) dem Gastransport dienenden Netzen hinaus. Auf der Basis bereits bestehender Leitungsinfrastrukturen soll auf diese Weise ein deutsches Wasserstoffnetz entstehen und folglich der – wirtschaftlich wie auch in punkto Raum- und Umweltbelastungen sehr viel aufwändigere – Neubau von Wasserstoffleitungen, wenn nicht vermieden, so doch in gerade auch volkswirtschaftlich vertretbaren Grenzen gehalten werden. Einen Meilenstein auf dem Weg, ein Wasserstoff- aus dem existenten Erdgasleitungsnetz heraus zu entwickeln, bildet die erstmalige Ausweisung

¹ S. dazu *BMWi (Hrsg.)*, Die Nationale Wasserstoffstrategie, Juni 2020, abrufbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20.

² S. zunächst *Europäische Kommission*, Mitteilung „Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa“ v. 8.07.2020, COM(2020) 301 final.

³ S. zum Ganzen einschl. Zitat *BMWi* (Fn. 1), S. 13 re.

eines Wasserstoff-Startnetzes mit ca. 1.200 km Länge im Entwurf der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030. Danach soll die erste Erdgasleitung bereits zum Jahresende 2022 auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden. Langfristig streben die FNB ein überregionales deutsches H₂-Netz an, welches zu einem überwiegenden Teil auf dem bestehenden Fernleitungsnetz basieren bzw. daraus entwickelt werden soll.⁴

Unterdessen ist vom Bundeskabinett am 10. Februar 2021 der Entwurf zu einer weiteren und erheblichen Modifizierung des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) bzw. des Energiewirtschaftsrechts insgesamt verabschiedet worden (nachfolgend: E-EnWG).⁵ Neben der notwendigen Umsetzung von Vorgaben aus dem EU-Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ von 2018/19⁶ in nationales Recht soll die Novelle „Einstiegsregelungen“ zur regulatorischen Behandlung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht verankern, und zwar „als Rahmen für einen zügigen und rechtssicheren Einstieg in den schrittweisen Aufbau einer nationalen Wasserstoffnetzinfrastruktur“⁷. Dazu sollen ein neuer Abschnitt 3b in Teil 3 des EnWG (§§ 28j bis 28q) eingefügt sowie die Übergangsvorschriften (konkret: §§ 113a bis 113c E-EnWG) ergänzt werden. Die Neuregelungen sollen eine „strategische Infrastrukturplanung im Energiebereich“ und die „optimale Systemintegration von Wasserstoff“ erlauben, gedacht sind sie ferner als „Übergangsregelung“,

„die nicht nur im Lichte der zu erwartenden EU-Vorgaben anzupassen sein wird, sondern auch mit Blick auf den beabsichtigten Integrationsprozess und die Erfahrungen, die wir in den nächsten Jahren mit der Umsetzung der Wasserstoffstrategie sammeln.“⁸

Inhaltlich soll die leitungsgebundene Versorgung mit Wasserstoff nunmehr zur „Energieversorgung“ zählen⁹ und ist der Gesetzentwurf ansonsten auf den Neubau von Wasserstoffleitungen bzw. auf die Umrüstung bisheriger (Erd-) Gas- auf Wasserstofftransportleitungen (ohne Differenzierung zwischen Übertragungs- und Verteilerleitungen) konzentriert.

⁴ Zu allem: *FNB Gas e. V.*, Entwurf zum NEP Gas 2020-2030 (Stand 1.07.2020), S. 152 ff., 179 ff.

⁵ *Bundesregierung*, Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (auch: Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetz, Stand: 10.02.2021), abrufbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetzentwurf-enwg-nouvelle.html> (Aufruf v. 12.02.2021).

⁶ Vorrangig der Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 5.06.2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.

⁷ *Bundesregierung*, Pressemitteilung „Aufbau einer Wasserstoffnetzinfrastruktur: Schlüssel zur Energiewende“ v. 10.02.2021, abrufbar unter www.bundesregierung.de.

⁸ Gesetzesentwurf der Bundesregierung (Fn. 5), S. 2, s.a. auch ebda., S. 69 f.

⁹ S. insoweit die vorgesehenen Ergänzungen der Legaldefinitionen in § 3 Nr. 14 („Energie“) sowie die neuen Nrn. 10b und 10c sowie 39a und 39b E-EnWG zu Wasserstoffnetzen („Netz zur Versorgung von Kunden ausschließlich mit Wasserstoff ...“) bzw. Wasserstoffspeicheranlagen sowie deren Betreibern.

Zur bloßen „Beimischung“ von Wasserstoff in fortbetriebenen Erdgasleitungen finden sich keine gesonderten (Neu-) Regelungen. Ihrer bedarf es recht eigentlich auch nicht, da (untergeordnete) Beimischungen anderer Gase in Erdgasleitungen schon nach bisheriger Fassung des EnWG möglich waren – und auch weiter möglich sind.¹⁰ Betreiber von Wasserstoffnetzen sollen der buchhalterischen, informatorischen sowie in Bezug auf die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von Wasserstoff der vertikalen Entflechtung unterworfen sein (§§ 28k und 28m) und sollen sie sich freiwillig der Regulierung unterwerfen können (§ 28j E-EnWG, sog. *opt in*-Modell).¹¹ Angedacht ist dabei ein von der Gasnetzregulierung in wichtigen Punkten abweichendes Regulierungsregime (§§ 28n und 28o E-EnWG): Namentlich die Entgelte für den Netzzugang sollen allein nach § 21 EnWG (*cost plus*) sowie jenseits von Anreizregulierung (§21a EnWG i.V.m. ARegV) und Einzelentgeltgenehmigung (§ 23a EnWG) anhand spezieller Vorgaben für die Kostenermittlung (§ 28o Abs. 1 S. 2 bis 5 E-EnWG) ermittelt werden. Näheres zur Netzanschluss-, -zugangs- und -entgeltregulierung bleibt der Regelung durch – bislang nicht vorliegende – Rechtsverordnungen der Bundesregierung (mit Zustimmung des Bundesrates) vorbehalten.

II. Problem- und Fragestellung

Seitens der Fernleitungsnetzbetreiber und anderer Stakeholder wie diverser Verbände der Energiewirtschaft und der Industrie stößt speziell der regulatorische Ansatz des neuen Abschnitts zu Wasserstoffnetzen im E-EnWG auf z. T. massive Kritik. Der Vorschlag der Bundesregierung laufe auf eine „komplett getrennte Planung und Finanzierung“ von Gas- und Wasserstoffnetzen hinaus.

Dies mache den Ansatz der Einheit aus Erdgas- und Wasserstoffnetz bzw. die Entwicklung letzterer aus der bestehenden Gasnetzinfrastruktur heraus zunichte, was mit signifikant höheren Kosten für Wasserstoffkunden einhergehe und den Aufbruch in eine deutsche Wasserstoffwirtschaft um Jahre verzögern könne.¹² Demgegenüber sind die FNB „überzeugt, dass langfristig nur eine regulatorische, finanzielle und netzplanerische *Einheit aus Wasserstoffnetz und Erdgasnetz* volkswirtschaftlich sinnvoll ist.“ Der Gesetzesentwurf lasse

¹⁰ S.a. S. 1 f. des Gesetzentwurfs: Beimischungen von Wasserstoff sowie von synthetischen und biogenen Gasen sollen „wie bisher“ neben Erdgas transportiert werden können. Näher zu Planungs- und Regulierungsrechtsfragen rund um H₂-Beimischungen *Benrath*, Die Verbesserung der Wasserstofftauglichkeit des Erdgasfernleitungsnetzes, RdE 2020, S. 453 ff.

¹¹ Zur Begründung dieses Konstrukt s. Gesetzentwurf (Fn. 5), S. 140.

¹² *FNB Gas e.V.*, Pressemeldung v. 28.01.2021 (abrufbar unter www.fnb-gas.de).

die zentrale Frage der Finanzierung ungeklärt und schaffe nicht die nötige Investitionssicherheit für den Aufbau der Transportinfrastruktur für Wasserstoff.¹³ Auch die BNetzA gibt u.a. zu bedenken, dass eine getrennte Finanzierung im weiteren Verlauf der Dekarbonisierung und dementsprechend sinkender Nachfrage nach Erdgas, ggf. verschärft durch Sonderabschreibungen aufgrund vorzeitiger Stilllegungen, am Ende wiederum zu einer einseitigen Belastung der Endkunden führen könne. Insofern könne auch ihrer Ansicht nach eine Umstellung von Teilen des Erdgasnetzes auf den Transport von Wasserstoff zu einer sinnvollen Nutzung des bestehenden Leitungssystems führen und könne, auch wenn insoweit prognostische Unsicherheiten bestünden, mit einem einheitlichen Entgeltsystem erreicht werden, „dass Erdgaskunden nicht zu stark belastet werden“.¹⁴ Auch darauf wird zurückzukommen sein.

Ihrerseits will die Bundesregierung zur Finanzierung der neuen Wasserstoffnetzinfrastruktur – auch, d.h. neben den Netzentgelten gem. § 28o Abs. 1 S. 3 E-EnWG – eigenständige Förderinstrumente entwickeln. Diese befänden sich in Vorbereitung und sollen die „Netzentgelte für Wasserstoff in einen für die Nutzer tragbaren Bereich bringen“.¹⁵ Die vorgesehene *separate* Rechnungslegung für Wasserstoffnetze – sowie dementsprechend auch ihre getrennte Finanzierung – sei ferner

„Grundlage dafür, Quersubventionierungen zwischen den Geschäftsbereichen zu verhindern.“

Das Verbot der Quersubventionierung folge für Fernleitungsnetzentgelte aus Artikel 13 Absatz 1 Satz 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 und Artikel 7 Satz 2 Buchstabe b der Verordnung (EU) 2017/460 (Network Code Tariff Gas – nachfolgend auch: NC TAR)¹⁶.

Danach müssten

„die Entgelte für die Erbringung von Fernleistungsdienstleistungen die tatsächlichen Kosten widerspiegeln. Sie dürfen keine Kosten enthalten, die nicht Gegenstand der Fernleitung sind, wie zum Beispiel die Kosten für eine reine Wasserstoffnetzinfrastruktur. Denn Fernleitung umfasst nach der Definition des Artikels 2 Absatz 1 Nummer 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 nur den Transport von Erdgas, nicht den von Wasserstoff.“¹⁷

¹³ FNB Gas e.V., Pressemeldung v. 10.02.2021 (www.fnb-gas.de).

¹⁴ Vgl. BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Eine Bestandsaufnahme der Bundesnetzagentur, Stand: Juli 2020, S. 74; s.a. Grösch/Horstmann/Müller, Leitungsgebundener Transport von Wasserstoff, RdE 2020, S. 174 (177). Zu den technisch-ökonomischen Prognosen für die Gasnetzinfrastruktur detailliert und frühzeitig auch Wachsmuth/Michaelis u.a., Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors (im Auftrag des Umweltbundesamtes), UBA-Schriften Climate Change 12/2019, insbes. S. 195 ff., 204 ff.

¹⁵ Gesetzesentwurf (Fn. 5), S. 2.

¹⁶ Verordnung (EU) 2017/460 der Kommission v. 16.03.2017 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen, ABl. EU Nr. L 72 v. 17.3.2017, S. 29.

¹⁷ Gesetzesentwurf (Fn. 5), S. 141.

Eine gemeinsame Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur durch Wasserstoff und zugleich Erdgaskunden verstößt nach dieser Argumentation

– übrigens ebenso wie ein denkbare, nach dem Gesetzesentwurf aber gleichfalls ausgeschlossene Bildung gemeinsamer Erlösobergrenzen für die Netzentgelte von Wasserstoff- und Erdgasnetzen ein und desselben Betreibers¹⁸ –

gegen Vorgaben des EU-Sekundärrechts.

Vor diesem Hintergrund wurde der Unterzeichnete von der FNB Gas e.V. mit der Untersuchung der Frage beauftragt, ob die Bildung gemeinsamer Netzentgelte für reine Wasserstoff- und für Erdgasnetze mit dem Europarecht und dort speziell mit der Verordnung (EU) 2017/460 (NC TAR) vereinbar ist. Allgemein soll dazu auch geprüft werden, ob von FNB betriebene reine Wasserstoffnetze dem Anwendungsbereich der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2003/73/EG unterfallen oder nicht. Das Gutachten betrifft insofern allein die EU-rechtliche Zulässigkeit gemeinsamer Netzentgelte für Erdgas- wie Wasserstoffkunden.

III. Untersuchungsgang

Ergänzend zur Problembeschreibung soll nachfolgend zunächst noch ein näherer Blick auf den Streit- und Meinungsstand zur Möglichkeit gemeinsamer Netzentgelte für reine Wasserstoffnetze der FNB geworfen werden (B.). Es schließt sich unter C. sodann die eingehendere Betrachtung des einschlägigen unionsrechtlichen Rahmens an: Zu fragen ist insbesondere danach, ob und ggfs inwieweit reine Wasserstoffnetze schon vom bestehenden Binnenmarktrecht für den (Erd-) Gassektor erfasst sind und es ist bejahendenfalls weiter zu prüfen, ob namentlich Art. 7 S. 2 lit. c) des Network Codes Tariff Gas (nach der VO [EU] 2017/460) einer gemeinsamen Entgeltbildung für Erdgas- und Wasserstoffnetze im Wege steht oder nicht. Die Ergebnisse der Untersuchung sind abschließend (D.) thesenförmig zusammenzufassen.

B. NÄHER ZUM STREIT- UND MEINUNGSSTAND

Die Frage, ob die Finanzierung insbesondere von aus bisherigen (Erd-) Gasversorgungsnetzen entwickelten Wasserstoffleitungen über getrennte Netzentgelte allein für die (künft-

¹⁸ Dazu dezidiert etwa *Schulte/Baumgart u.a.*, Der Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze (EWI EWIR Policy Brief), Nov. 2020, S. 7 ff.; s.a. *dies./Berger/Lencz/Mansius/Schlund*, Der Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze, RdE 2020, 135 (139).

tigen) Wasserstoffkunden zu erfolgen hat, ist politisch wie ökonomisch und sodann rechtlich umstritten. Dazu hat man sich zu vergegenwärtigen, dass der energie- und klimaschutzpolitisch allseits erwünschte Markthochlauf einer Wasserstoffwirtschaft (noch) ein *Entdeckungsverfahren* bildet, dessen Verlauf und Resultate maßgeblich von der weiteren technologischen und auch ökonomischen Entwicklung respektive von verfügbaren Fördermechanismen abhängt. Unsicherheiten bestehen etwa noch zur Art und Weise respektive zur näheren Ausgestaltung künftiger Wasserstoffnetze (reine oder durch Transportleitungen verbundene „Inselnetze“ vs. flächendeckender und eng vermaschter H₂-Netzverbund) sowie dazu, aus welchen Quellen Wasserstoff (nach der dazu bestehenden „Farbenlehre“: grau, grün, blau und/oder türkis) womöglich bevorzugt genutzt und dann mangels ausreichender heimischer Vorkommen

- wie dies namentlich auf den Bedarf an, politisch zurzeit priorisiertem, „grünem“ bzw. elektrolytisch aus erneuerbaren Energien erzeugtem, ebenso aber auf „blauen“, d.h. aus fossilen Quellen mittels CO₂-Abscheidung hergestellten Wasserstoff zutrifft –

auch in großem Stil zu importieren ist. Nicht weniger unsicher fallen dementsprechend rechtspolitische Handlungsempfehlungen zur Schaffung von „H₂-readiness“ innerhalb des deutschen wie europäischen Energiewirtschaftsrechts aus. Priorisiert wird, im Sinne des besagten „Entdeckungsverfahrens“, eine schrittweise und „tastende“ Anpassung des Rechtsrahmens, wie sie nun auch mit dem Kabinettsentwurf zum deutschen „Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetz“ (s.o. A. I.) erstmals in Angriff genommen wurde.

Klarheit besteht einstweilen nur insoweit, *dass* es überhaupt gehöriger Investitionen in den Auf- und Ausbau einer Wasserstoff(netz-)infrastruktur bedarf. Schon aus (Transaktions-) Kostengründen spricht dabei Einiges für die Entwicklung von Wasserstofftransport- und -verteilerleitungen aus den bestehenden Erdgasnetzen – an Stelle des kompletten Neubaus einer – mit entsprechenden Raum-, Umwelt- und Kostenbedarfen einhergehenden – H₂-Infrastruktur. Freilich bedarf es auch dazu erheblicher Investitionen und dies führt zur vorliegend interessierenden und umstrittenen Frage, ob eine (Re-) Finanzierung künftiger Wasserstoffnetze, die von (bisherigen) Erdgasnetzbetreibern errichtet werden, über die Kostenumlage nur unter den – anfänglich noch wenigen und zunächst vor allem industriellen H₂-Netznutzern – zu erfolgen hat oder ob dazu auch die Erdgaskunden des Netzbetreibers herangezogen werden können.

I. Separate Finanzierung

Die im vorskizzierten Entwurf zum Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetz enthaltene Auffassung der Bundesregierung findet sich schon in vorbereitenden Papieren des BMWi.

Betont wird einerseits, dass es in der Hochlaufphase zu einer H₂-Energiewirtschaft (noch) keiner rechtlichen Unterscheidung zwischen Wasserstofffernleitungs- und -verteilernetzen bedürfe, bzw. dies von der weiteren Entwicklung des Sektors abhängig zu machen sei. Zur Finanzierung von Wasserstoffnetzen findet sich andererseits der Hinweis:

„Eine Querfinanzierung des Aufbaus einer Wasserstoffnetzinfrastruktur über von Erdgas- und Wasserstoffkunden zu entrichtende gemeinsame Netzentgelte erfolgt nicht. Eine Finanzierung über gemeinsame Fernleitungsnetzentgelte *wäre bereits unionsrechtlich unzulässig*. Auch über gemeinsame Verteilernetzentgelte wäre dies nicht umsetzbar. Insgesamt bedürfte es dafür einer Änderung des EU-Rechts.“¹⁹

Eine Vertiefung dieses Gedankens bzw. eine nähere Begründung für die behauptete Unvereinbarkeit gemeinsamer Netzentgelte, namentlich wohl mit dem Verbot „unzulässiger Quersubventionierung“ in Art. 7 S. 2 lit. c) der Verordnung (EU) 2017/460 (NC Tar), unterbleibt.²⁰ Immerhin wird die Gefahr letztlich „prohibitiv“ wirkender Netznutzungsentgelte gerade für Wasserstoffnetznutzer angesprochen, welche den Markthochlauf verhindern könnten. Dem solle jedoch mittels Flankierung aus öffentlichen Mitteln, sprich: mit Fördergeldern für die Betreiber der der öffentlichen Versorgung dienenden Wasserstoffnetze, entgegengewirkt werden.

In dieselbe Richtung, wenn auch zurückhaltender bzw. ergebnisoffener, formuliert, wie eingangs schon angedeutet, die *Bundesnetzagentur*: Gemeinsame Netznutzungsentgelte für Gas- und H₂-Kunden seien bei der bloßen, nach gegenwärtigem Stand der Technik aber eher unbedeutenden Beimischung von Wasserstoff in fortbetriebenen Erdgasleitungen, auch aufgrund von dann nur geringen Mehrkosten, unbedenklich.²¹ Bei der Errichtung separater Leitungssysteme, derer es in einem zunehmend auf Wasserstoff setzenden Energiesystem bedürfe, sei insbesondere nach Anreizen zu entsprechendem privatwirtschaftlichem Investment zu suchen. Eine Möglichkeit sei, in einem regulierten Regime für Was-

¹⁹ S. *BMWi*, Eckpunkte AG Recht zur Übergangsregulierung für H₂-Netze v. 17.11.2020, S. 2 f. – Hervorh. nur hier.

²⁰ Diese findet sich an gleicher Stelle, wenn auch knapp, nur zu einem möglichen, am Ende aber offenen Verstoß gemeinsamer Netzentgelte gegen das (finanz-) verfassungsrechtliche Verbot sog. „Sonderabgaben“.

²¹ *BNetzA*, Bestandsaufnahme (o. Fn. 14), S. 73. S. zur Beimischung auch ebda., S. 28: “Das heißt, dass für den Mittransport von Wasserstoff keine separaten Kosten erfasst und dementsprechend auch keine separaten Erlöse oder Entgelte gebildet werden. Sämtliche für den Transport von beigemischtem Wasserstoff über Erdgasleitungen anfallenden Kosten werden also über die bestehenden Netzentgelte von allen Gasnutzern finanziert. Solange die Wasserstoffbeimischung nicht dazu führt, dass die Vorgaben des DVGW zur Gasbeschaffenheit verletzt werden und somit das Gasgemisch für jeden Endkunden nutzbar bleibt, ist dieses Modell sachgerecht und kann aufrechterhalten werden.“

serstoffnetze private Erdgaskunden den Transport des Wasserstoffs („für zumindest zunächst hauptsächlich industrielle Abnehmer“) mitfinanzieren zu lassen.²² Nach dem für regulierte Energieinfrastrukturen bereits geltenden Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit sowie aus Gründen der Kosteneffizienz und -reflexivität liege es jedoch näher, die Kosten für eine H2-Leitungsinfrastruktur separat und nur den Transportkunden dieses Netzsystems aufzuerlegen.²³ Auch die BNetzA sieht insoweit das Risiko prohibitiv hoher Preisen bzw. Netzentgelte, zumal zu Beginn des Betriebs einer Wasserstoffinfrastruktur nur wenige Nutzer angeschlossen seien.²⁴ Die alternativ dazu vorgeschlagene Verteilung der Kosten der H2-Infrastruktur gemeinsam mit den Kosten der schon bestehenden Gasinfrastruktur (auch) auf alle Gaskunden ginge hingegen einher mit einer

„Quersubventionierung in Richtung der Wasserstoffnutzer [; sie] würde den Endkunden des Energieträgers Erdgas ineffizient hoch belasten und sowohl [hier nicht konkretisierte] rechtliche wie wirtschaftliche Fragen aufwerfen.“²⁵

Die BNetzA gibt, worauf eingangs (A. II.) schon hingewiesen wurde, freilich auch zu bedenken, dass mit fortschreitender Dekarbonisierung und steigender Energieeffizienz die Nachfrage nach Erdgas abnehmen und dies, womöglich noch verschärft durch Sonderabschreibungen aufgrund vorzeitiger Stilllegungen, zu steigenden Netzentgelten für die verbleibenden Erdgaskunden führen könne. Ein einheitliches Entgeltsystem für Gas- und H2-Netze könne dann gerade dazu beitragen, dass Erdgaskunden (auf die Dauer) nicht zu stark belastet würden. Detailfragen seien jedoch mit Unsicherheiten behaftet bzw. sei die Frage der Kostentragung und ggfs. -teilung für Wasserstoffinfrastrukturen in einem gesellschaftlichen, ökonomischen und politischen Diskurs zu klären, „um die richtigen Investitionsanreize, Kostenverteilungen und Rahmenbedingungen für die Entstehung einer bedarfsgerechten Wasserstoffinfrastruktur zu setzen.“²⁶

Stimmen, die sich (mehr oder weniger dezidiert) für eine getrennte Finanzierung reiner Wasserstoffleitungen ausschließlich durch die H2-Netzkunden aussprechen, finden sich

²² Ebda. Eine dritte Variante bilde die Finanzierung von H2-Netzen über Umlagen unter allen Energiekunden, „strom- und gasseitig, oder sogar beim Einsatz bspw. im Verkehrssektor“.

²³ Bislang sei dies leicht umzusetzen gewesen, da sowohl im Strom- als auch im Gasnetz nur ein Produkt transportiert wurde und über alle Netzebenen hinweg eine vergleichsweise große Anzahl an Konsumenten an die Netze angeschlossen sind.

²⁴ BNetzA, wie vor.

²⁵ Ebda., S. 74.

²⁶ BNetzA (Fn. 14), S. 73 f.

im Übrigen im rechts- wie wirtschaftlichen Schrifttum²⁷, ferner in Verlautbarungen von Interessengruppen²⁸, darunter naheliegend Kreise des Erdgashandels.²⁹

II. Gemeinsame Finanzierung

Nicht unbeachtlich ist andererseits der Kreis derer, die sich – aus Sicht der Gasnetzbetreiber „verständlich“³⁰ – dafür aussprechen, sämtliche für die Umstellung auf Wasserstoff anfallenden Kosten (Leitungsneubau, Ersatz/Anpassung von Komponenten etc.) im Rahmen der bestehenden Netzregulierung anzuerkennen und so letztlich

– und im präferierten, da mit entsprechend geringeren Transaktionskosten verbundenen Fall der Entwicklung eines Wasserstoff- aus den bereits bestehenden Erdgasnetzen heraus durch dann gegebene CH₄-/H₂-Netzbetreiber –

auch allen (Erd-) Gaskunden aufzuerlegen.³¹ Neben den Verbänden der Gasnetzwirtschaft³² wird die Umlagefähigkeit von Kosten für reine Wasserstoffnetze der Gasnetzbetreiber auch auf deren Erdgaskunden in Teilen des juristischen Schrifttums bejaht. Hergeleitet wird dies aus der – unten (C. I.) noch näher zu prüfenden – Anwendbarkeit der Gasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG auch auf Wasserstoff – mit der Folge, dass Wasserstoffnetze der allgemeinen Versorgung, die von Betreibern von (Erd-) Gasnetzen oder von Dritten errichtet und betrieben werden, auch dem dort vorgegebenen Regulierungsregime unterfallen.³³ Von Interesse ist ferner, dass sich auch im Zuge der von der BNetzA durchgeführten Marktkonsultation zur Regulierung von Wasserstoffnetzen “die Mehrheit der 51

²⁷ Bspw. *Schulte/Baumgart*, EWI EWIR Policy Paper (Fn. 18), S. 7: „... bedürfte jedenfalls genauerer Prüfung“.

²⁸ Dazu etwa *Handelsblatt* (online) v. 10.02.2021 („Bundesregierung ebnet Weg für Wasserstoffnetze“).

²⁹ Darunter der europäische Händlerverband *Efet*, vgl. *Energate messenger* (online) v. 27.01.2021 („Monopolkommission nimmt Wasserstoffinfrastruktur in den Fokus“).

³⁰ So ausdrücklich *BNetzA* (Fn. 14), S. 30.

³¹ Deutlich zu diesen Zusammenhängen, u.a. mit Einschätzung von Investitionskosten bzw. -einsparungen, *Europ. Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilerunternehmen (GEODE)*, Überlegung für eine Regulierung der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur in Europa v. 30.04.2020, insbes. S. 5 f.; ebenso, wenn auch tw. differenzierend, aber mit zusätzlicher ökonomischer Bewertung, *Held/Strasser/Fimpel u.a. (BBH)*, Eckpunkte der Regulierung deutscher Wasserstoffnetze im Kontext einer Anpassung des europarechtlichen Rahmens und ihre Finanzierung durch Integration in den rechtlichen Rahmen der Gasnetzregulierung (Gutachten im Auftrag von Hydrogen Europe AISBL und GEODE AISBL), 2020, S. 15 ff. (abrufbar unter https://www.die-bbh-gruppe.de/fileadmin/user_upload/Aktuelles/Studien/BBHGutachten_Regulierung_Wasserstoff_dt.pdf).

³² S. dazu das gemeinsame Verbändepapier von *FNB Gas, BDI, BDEW, VIK und DIHK*, Auf dem Weg zu einem wettbewerblichen Wasserstoffmarkt, 2020. Für die gleichlautende Sicht in anderen Ländern s. bspw. für das Projekt „H21 North of England“ *Sadler/Solgaard Anderson*, H21 NoE-Report 2018, S. 437 ff.

³³ So jedenfalls implizit *Rosin/Spiekermann/Bourazeri/Beck-Broichsitter*, ET Heft 5/2020, S. 54 ff.; s. ferner *Burmeister/Dartsch/Schapowalow*, in: *White&Case-Memorandum „Wasserstoff-Infrastruktur in Lingen im Sinne des EnWG“* v. 18.09.2020, S. 5; *Sieberg/Cesarano*, RdE 2020, S. 230 ff.; grundsätzlich auch

Stellungnehmenden“ – vor allem in Anbetracht ansonsten drohender prohibitiv hoher Preise für die Nutzer von H₂-Netzen – für die gemeinsame Finanzierung von Gas- und Wasserstoffnetzen aussprachen. Dies geht aus der Zusammenfassung der Stellungnahmen zur Konsultation hervor, in der es weiter heißt:

„Das Problem prohibitiv hoher Entgelte ist auf den Fall einer separaten Bepreisung der Wasserstoffinfrastruktur beschränkt. Viele Stellungnehmende plädieren deshalb für eine gemeinsame Bepreisung von Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur auf Basis des bestehenden Regulierungsregimes, einige fordern sogar ein Entgeltmodell, das sektorübergreifend auch das Stromnetz einbezieht.“³⁴

Gegenüber der von der Gegenansicht für möglich gehaltenen Abfederung prohibitiv wirkender Netzentgelte mittels staatlicher Investitionsförderungen wird auch geltend gemacht, dass solche Förderungen umso schwerer zu erreichen seien, je unsicherer sich – infolge einer nur separaten Netzbepreisung bei anfänglich nur wenigen (industriellen) Abnehmern – sich das Investment in der Antragsphase darstelle. Ferner wird das bereits von der *BNetzA* (s. oben I.) artikulierte Bedenken einer künftig abnehmenden Nachfrage nach Erdgas – mit entsprechend steigenden Entgelten unter den verbleibenden Nutzern der Erdgasnetze – vorgebracht. Hier kommt hinzu: Mit getrennten Entgelten für Wasserstoffnetze hätten allein die Erdgasnetzbetreiber und deren Kunden ferner die im EU-Emissionszertifikatehandel weiterhin anfallenden sowie voraussichtlich weiter ansteigenden Mehrkosten für CO₂-Ausstöße zu schultern – während Wasserstoffnetzbetreiber und -nutzer mit finanziellen Anreizen für die Vermeidung von CO₂-Emissionen (speziell beim Transport von bevorzugt „grünem“ Wasserstoff) rechnen dürften.³⁵

Und schließlich sprach sich auch der *Bundesrat* – jedenfalls implizit – für die gemeinsame Finanzierung von CH₄-/H₂-Netzen durch Wasserstoff- wie Erdgaskunden aus: Auf Initiative u.a. Nordrhein-Westfalens forderte er schon in den Beratungen zur Änderung des *Bundesbedarfsplangesetzes*³⁶ die „Schaffung eines minimalen Rechtsrahmens für Wasserstoffinfrastrukturen“ mittels einzelner Änderungen des EnWG und der GasNZV, um deren

Held/Straßer/Fimpel (o. Fn. 31), S. 15 f.; s. ferner – auch zur bisherigen und unzureichenden Umsetzung im deutschen EnWG – *Ronnacker*, RdE 2020, S. 178 (181).

³⁴ *BNetzA*, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Ergebnisse der Marktkonsultation, Stand: Nov. 2020, S. 60. Nur eine „geringere Anzahl“ von Stellungnehmenden präferierte danach die separate Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur (ebda., S. 62) und konkretisierte dies die *BNetzA* in einer informalen e-Mail-Notiz an die *OGE GmbH* vom 25.11.2020 dahingehend, dass sich (nur) „gut ein Drittel“ der Antworten für getrennte Netzentgelte ausgesprochen habe.

³⁵ Zu diesen Zusammenhängen auch *Sadler/Solgaard Anderson* (Fn. 32), S. 446 ff.

³⁶ S. inzwischen Art. 1 Gesetz zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes und anderer Vorschriften v. 25.02.2021 (BGBl. I S. 298).

Anwendungsbereich auf reine H₂-Netze, und zwar unabhängig von der Herkunft des Wasserstoffs, auszudehnen.³⁷ Entgegen der von der Bundesregierung nunmehr vorgesehenen eigenständigen Behandlung von „Wasserstoff“ neben „Elektrizität und Gas“ schon in § 1 Abs. 1 E-EnWG³⁸ sah der Vorschlag des Bundesrats eine Erweiterung der Definition von „Gas“ in § 3 Nr. 19a EnWG vor, und zwar neben Erdgas, Biogas und Flüssiggas im Rahmen der §§ 4 und 49 auch auf

„Wasserstoff und synthetisch erzeugtes Methan, wenn sie in ein Wasserstoffnetz oder in ein anderes Gasversorgungsnetz eingespeist werden“.

Diese Lösung hätte notwendig zu einer Gleichbehandlung von Erdgas- und reinen Wasserstoffnetzen, gerade auch in punkte Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung, geführt bzw. wäre es dann auch zu einer einheitlichen Bildung von Erlösbergrenzen für Betreiber von CH₄-/H₂-Netzen gekommen. Die Bundesregierung verschloss sich jedoch dem frühen Vorstoß des Bundesrats unter Hinweis auf die noch nicht vorliegende Auswertung der Marktkonsultation der BNetzA zum Thema Wasserstoff und ein auf dieser Basis notwendig zu entwickelndes „umfassendes Regulierungskonzept“.³⁹

Nach Auswertung der BNetzA-Bestandsaufnahme zur Marktkonsultation⁴⁰ bekräftigte der Bundesrat, auch mit Blick auf neuere EU-Regelwerke (u.a. „RED II“), noch einmal das Erfordernis eines kurzfristig zu schaffenden „ambitionierten Rechtsrahmens für eine nachhaltige Wasserstoffwirtschaft“. Im Zusammenhang mit der notwendigen Anpassung auch des Planungs- und Genehmigungsrechts fordert er zusätzlich die weitergehende Einbeziehung von Wasserstoffinfrastruktur in die Bedarfsplanung – u.a. mit dem Ziel,

„auch die werterhaltende Nutzung bestehender Gasinfrastruktur – beispielsweise im Rahmen freiwerdender Leitungen durch die L-H-Gasumstellung – zum Transport von Wasserstoff“

zu ermöglichen.⁴¹ Ihrerseits hatte die Länderkammer schon zuvor auf den wünschenswerten „Aufbau reiner Wasserstoffnetze neben den bestehenden Erdgasnetzen“ hingewiesen und dazu auch ausgeführt:

³⁷ S. Beschluss v. 6.11.2020 in BR-Drs. 570/20 (Beschluss), S. 7 ff. (Zitat S. 10). Nach dem bisherigen § 3 Nr. 19a EnWG sind bislang nur elektrolytisch erzeugter Wasserstoff bzw. auch auf dieser Basis synthetisch erzeugtes Methan erfasst.

³⁸ S. oben A. I. und Gesetzesentwurf Bundesregierung (Fn. 5), S. 7 mit Begründung auf S. 102: Aufnahme von Wasserstoff als „neuer [sc. dritter] Energieträger“.

³⁹ S. Gegenäußerung in BT-Drs. 19/24236 v. 11.11.2020.

⁴⁰ O. Fn. 14.

⁴¹ S. Entschließung des Bundesrates v. 27.11.2020, BT-Drs. 647/20 (Beschluss).

„Auf der Fernleitungsebene wird ein weitgehend getrennter Transport von Erdgas und Wasserstoff in dezidierten Teilen des Fernleitungsnetzes als technisch, ökonomisch und energiewirtschaftlich optimale Lösung angesehen.“⁴²

C. UNIONSRECHTLICHE BEWERTUNG

Im Vordergrund steht vorliegend die Frage, ob und ggfs. inwieweit eine gemeinsame Finanzierung von Wasserstoffnetzen eines Erdgasnetzbetreibers mit dem EU-Recht vereinbar ist oder nicht. Dazu ist zunächst die Anwendbarkeit namentlich der Regelwerke zum (Erd-) Gasbinnenmarkt auch auf Wasserstoff und Wasserstoffnetze zu prüfen: Sodann ist die Verordnung (EU) 2017/460 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR) in den Blick zu nehmen. Hier ist insbesondere zu fragen, ob gemeinsam für (Erd-) Gas- und Wasserstoffnetze eines Netzbetreibers gebildete Netznutzungsentgelte als „unzulässige Quersubventionierung“ gegen Art. 7 S. 2 lit. c) VO (EU) 2017/460 einzustufen sein können.

I. Erdgasbinnenmarkt und Wasserstoff

Fraglich ist zunächst, ob „Wasserstoff“ überhaupt vom Anwendungsbereich des Binnenmarktrechts erfasst wird. Sofern dies insbesondere auch für Wasserstoffnetze der Fall ist, ist weiter zu untersuchen, welche Rechtsfolgen sich womöglich schon daraus für die hier interessierende Frage nach der Finanzierung einer reinen Wasserstoffinfrastruktur ergeben.

1. Anwendbarkeit der Richtlinie 2009/73/EG

Gleichsam als „Grundgesetz“ fungiert für die Gaswirtschaft in der EU die Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (nachfolgend auch GasBM-RL).⁴³ Mit dem Regelwerk wurden ausweislich seines Art. 1 Abs. 1 gemeinsame Vorschriften für die Fernleitung, die Verteilung, die Lieferung und die Speicherung von „Erdgas“ erlassen. Allerdings heißt es zum „Anwendungsbereich“ (s. Überschrift) der Richtlinie allgemein und in über den Wortlaut („Erdgas“) beachtlich hinausgehender Weise in ihrem Art. 1 Abs. 2:

⁴² S. BR-Drs. 570/20 (Beschluss), S. 11.

⁴³ Vom 13.07.2009, ABl. EU 2009 Nr. L 211, S. 94; sie diente zugleich der Aufhebung der (früheren Binnenmarkt-) Richtlinie 2003/55/EG.

„Die mit dieser Richtlinie erlassenen Vorschriften für Erdgas, einschließlich verflüssigtem Erdgas (LNG), *gelten auch* in nichtdiskriminierender Weise für Biogas und Gas aus Biomasse oder *anderen Gasarten*, soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase *in das Erdgasnetz einzuspeisen* und durch dieses Netz zu transportieren“ (Hervorh. nur hier).

a) Wortlaut von Art. 1 Abs. 2: „Gas aus anderer Gasart“

Die Binnenmarktrichtlinie gilt ersichtlich damit nicht allein für (natürliches) Erdgas sondern unter den genannten Vorgaben ausdrücklich nicht nur für „Gas aus Biomasse“ sondern auch für „Gas aus anderen Gasarten“. Darunter ist dem Wortlaut nach ganz zweifellos auch Wasserstoff zu subsumieren, soweit dieser jedenfalls in gasförmigem Zustand (worum es vorliegend allein geht) und nicht etwa flüssig (erst nach Abkühlung auf mind. -252°C !) daherkommt.⁴⁴ Es ist im Sinne der Einschränkung des Art. 1 Abs. 2 GasBM-RL ferner auch möglich, dieses Gas (H_2) „in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren“ – und zwar gleichviel, ob in Form der bloßen und mengenmäßig untergeordneten „Beimischung“ zum weiterhin transportierten Erdgas oder aber zwecks Transports nur noch von Wasserstoff durch bisherige Erdgasleitungen. Dem Normtext nach fällt also auch der ausschließliche Transport von Wasserstoff in bestehenden Erdgasnetzen in den Anwendungsbereich der Richtlinie. Bzw. kann Art. 1 Abs. 2 GasBM-RL gerade als EU-gesetzliche *Fiktion* – und nicht etwa nur als (widerlegbare) Vermutung oder als Anordnung nur einer „analogen“ Anwendung der Richtlinie⁴⁵ – dergestalt verstanden werden, dass auch solche Erdgasnetze erfasst werden, in denen „andere Gase“ mit- oder sogar ausschließlich transportiert werden. Eine Differenzierung dahingehend, dass bei einer *ausschließlichen* Einspeisung anderer Gase das Netz seine Qualität als bisheriges Erdgasnetz behält oder verliert und etwa zum reinen oder neuen Wasserstoffnetz mutiert, ist jedenfalls dem *Wortlaut* der Norm gerade nicht zu entnehmen – was offenbar von der oben (B. I.) genannten Gegenansicht namentlich der *BNetzA* übersehen wird.⁴⁶

b) Systematik und Telos

Anhaltspunkte systematischer oder telelogischer Art, die dieser Normtextinterpretation entgegenstehen, sind nicht ersichtlich - im Gegenteil: Bekräftigt wird die Auslegung noch durch Erwägungsgrund Nr. 41 GasBM-RL, wonach die Mitgliedstaaten sicherstellen sollen, dass neben Biogas und Gas aus Biomasse ausdrücklich auch „andere Gasarten“ (nicht

⁴⁴ Wie hier *Rosin/Spiekermann/Bourazeri/Beck-Broichsitter* (Fn. 33), S. 55.

⁴⁵ Im letztgenannten Sinne aber *Rosin/Spiekermann et al.*, wie vor.

⁴⁶ S. noch einmal *BNetzA*, Bestandsaufnahme (Fn. 14), S. 36; ebenso *Schulte/Baumgart u.a.* (EWI EWIR Policy Brief, o. Fn. 18), S. 3.

näher bestimmter Art) nichtdiskriminierenden Zugang zum Gasnetz erhalten, sofern dies dauerhaft mit den technischen Vorschriften und Sicherheitsvorschriften vereinbar ist.

Hinzuweisen ist andererseits auf die die Spruchpraxis der EU-Gerichte beherrschende Interpretationsmaxime der gebotenen sowie möglichst weitreichenden „praktischen Wirksamkeit“ jedweden Unions- und insbesondere des Rechts zum EU-Binnenmarkt. Wie dazu gerade im Kontext mit der Erdgasnetz- und -entgeltregulierung erst kürzlich vom *OLG Düsseldorf* im Verfahren zur REGENT GP-Festlegung der BNetzA⁴⁷ wieder, dort freilich bezogen auf Maßnahmen der EU-Staaten im Bereich des EU-Kartellrechts (Art. 101 AEUV), ausgeführt wurde, verbietet das Loyalitätsgebot nach Art. 4 Abs. 3 EUV

„nach ständiger Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs den Mitgliedsstaaten, Maßnahmen, auch in Form von Gesetzen oder Verordnungen, zu treffen oder beizubehalten, die die praktische Wirksamkeit der für die Unternehmen geltenden Wettbewerbsregeln aufheben könnten.“⁴⁸

Viceversa entspricht es ebenso ständiger Rechtsprechung des EuGH, bei Unsicherheiten über die Auslegung einer europäischen Rechtsnorm im Zweifel und teleologisch, d.h. unter Zugrundelegung des zentralen (Binnenmarkt-) Ziels des Unionsrechts, diejenige Auslegungsvariante zu wählen, mit deren Hilfe eben jenem Zentralanliegen (Wettbewerb im Binnenmarkt) am ehesten zur „praktisch Wirksamkeit“ verholfen werden kann.⁴⁹ All dies spricht zusätzlich für die Anwendung der GasBM-Richtlinie auch auf Wasserstoff und Wasserstoffnetze.

c) Nachgelagerte und „separate“ Wasserstoffnetze?

Zu konzidieren bleibt aus historischer, bei der Gesetzesauslegung für das „Hier & Jetzt“ freilich zu vernachlässigender Perspektive, dass zur Zeit der Entstehung des Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie vor mehr als 10 Jahren (2009) das Thema „Wasserstoff“ noch nicht auf der Tagesordnung stand. Daraus mögen gelegentlich geäußerte Unsicherheiten bezüglich des Anwendungsbereichs resultieren. Auch wenn gerade gezeigt wurde, dass bei – methodisch maßgeblicher – Auslegung nach Wortlaut und Zielsetzung Wasserstoff, sofern

⁴⁷ Konkret ging es um die Festlegung vom 29.03.2019 (Az. BK9-18/611-GP) zur Referenzpreismethode sowie der weiteren in Art. 26 Abs. 1 der VO (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkte für alle im Ein- und Ausspeisesystem NetConnect Germany / GASPOOL tätigen Fernleitungsnetzbetreiber (REGENT-NCG/GP).

⁴⁸ Vgl. *OLG Düsseldorf* v. 16.09.2020 (3 Kart 750/19) unter Verweis u.a. auf EuGH v. 21.09.2016, [C-221/16](#), [Rn. 44](#) f., und v. 04.09.2014, [C-184/13](#) u.a., [Rn. 28](#) f.; zur Bedeutung im Kontext Erdgasbinnenmarkt und EU-Kartellrecht s.a. *Heller*, Neue Erdgasinfrastrukturen und Freistellung von der Regulierung, 2013, S. 423 ff.

⁴⁹ Eingehend zur Rspr. des EuGH s. nur *Potacs*, Effet utile als Auslegungsgrundsatz, *EuR* 2009, S. 465 ff. m. zahlr. Nachw. aus der Judikatur.

in ein (bisheriges) Erdgasnetz einspeis- und dort transportierbar, sehr wohl von der Richtlinie erfasst wird, mag es sinnvoll sein, mit dem im vollen Gange befindlichen Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft die eine oder andere Klarstellung in der Erdgas-Binnenmarkt-Richtlinie, gerade auch in punkto Anwendbarkeit auf H₂-Netze, zu empfehlen. Im Rahmen dieser Untersuchung wird davon ausgegangen, dass auch neu errichtete Wasserstoffinfrastrukturen deutscher Erdgasnetzbetreiber – namentlich in Gestalt von (nachgelagerten) Anbindungs- oder Sticleitungen – jeweils und jedenfalls über eine Verbindung zum (vorgelegerten) „Erdgasnetz“ verfügen. Auch wenn Letzteres dann nur noch für den H₂-Transport genutzt wird, muss im Sinne der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie weiterhin doch von einer Einspeisung in bzw. ein Transport durch ein „Erdgasnetz“ ausgegangen werden. Art. 1 Abs. 2 GasBM-RL differenziert schließlich nicht zwischen ehemaligem und aktuell noch dem Transport gerade von Erdgas dienendem Netz. Dem Gesamtduktus und Telos der Norm nach darf vielmehr entnommen werden, dass der Handel mit gleichwelchem energetisch nutzbaren „Gas“, auch zwecks breiter „praktischer Wirksamkeit“ der Norm im Binnenmarkt (s. soeben b)), immer dann erfasst ist, wenn er über bestehende Gasnetzinfrastrukturen realisiert werden kann.

Anders dürfte es sich in Bezug auf völlig „separate“, also solche Wasserstoffnetze verhalten, die künftig gerade *nicht* aus bestehenden Erdgasnetzen bzw. mittels neuer H₂-Anbindungsleitungen in Verlängerung derselben entwickelt, sondern womöglich von Dritten (ungeachtet dagegen sprechender Raum-, Umwelt- und Wirtschaftlichkeitsaspekte, s. oben A. I.) sozusagen „auf der grünen Wiese“ gänzlich *neu* errichtet und betrieben werden. Immerhin wird es auch in diesem Fall – allein nach dem Wortlaut des Art. 1 Abs. 2 GasBM-RL im *Potentialis* – technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit „möglich“ sein (engl.: *can be injected to*, franz.: *possible de les injecter*), Wasserstoff anstelle eines neuen Netzes eben in ein (bestehendes) „Erdgasnetz“ einzuspeisen und dort zu transportieren; dass dies auch *tatsächlich* der Fall ist, verlangt die Norm ausdrücklich gerade nicht. Gleichwohl verbleiben hier doch ersichtliche Zweifel und erscheint jedenfalls an dieser Stelle eine Präzisierung durch den EU-Gesetzgeber wünschenswert.

Eindeutiger nicht in den Anwendungsbereich der GasBM-RL fallen u.E. demgegenüber bereits existierende Wasserstoffnetze (resp. Direktleitungen) zur Versorgung ausschließlich bestimmter Abnehmer v.a. der chemischen Industrie, in Deutschland namentlich die H₂-Leitungssysteme der Unternehmen *Air Liquide* und *Linde*. Hier ist schon zweifelhaft, ob jene Systeme *per definitionem* entweder „Fernleitungen“ (Art. 2 Nr. 3 f.) oder (Gas-) „Verteilung“ i.S.d. Art. 2 Nr. 5 f. GasBM-RL bilden. Jedenfalls dienen sie nicht eigentlich

der „Belieferung von Kunden“, worunter nach dem Gesamtduktus des Erdgasbinnenmarktrechts (s.a. Art. 37 Abs. 1 lit. c GasBM-RL) prinzipiell die Belieferung *beliebig vieler* Kunden zum Zwecke gerade auch der „Energieversorgung“ bzw. von „Energieverbrauchern“ (s. z.B. Erwägungsgründe 22, 47, 49) zu verstehen ist.

d) **Zwischenergebnis**

Im Zwischenergebnis ist festzuhalten, dass nach Wortlaut, Systematik und Zielsetzung der Richtlinie zum Erdgasbinnenmarkt keinesfalls nur die (untergeordnete) Beimischung von Wasserstoff sondern gerade auch der ausschließliche Transport von Wasserstoff in bislang als Erdgasnetzen betriebenen Leitungsinfrastrukturen erfasst ist. Ebenso hat dies für solche H₂-Netze zu gelten, die in Erweiterung bestehender und früher als solcher genutzter Erdgasleitungen, etwa als Anbindungs- oder Stichleitungen, zwecks Weiterverteilung von Wasserstoff geschaffen werden. Anders kann es sich im Hinblick auf solche Wasserstoffnetze verhalten, die etwa von Drittunternehmen gerade nicht aus oder in Erweiterung der vorhandenen Erdgasnetzinfrastruktur entwickelt sondern unabhängig davon gänzlich neu errichtet werden. Derartige „separate“ H₂-Netze sind, ebenso wie bereits existierende Wasserstoffleitungen zur Versorgung ausschließlich bestimmter Großunternehmen, jedoch nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Bei ihnen stellt sich, da es sich nicht um CH₄- und zugleich H₂-Netze handelt, auch nicht die Frage nach der Zulässigkeit gemeinsamer Netzfinanzierung und bleiben sie im Weiteren daher ausgeblendet.

2. **Bestätigung im neueren EU-Energierrecht und durch die Kommission**

Bekräftigt wird der vorstehende Befund – Anwendbarkeit des Erdgasbinnenmarktrechts (jedenfalls) auf aus bisherigen Erdgasnetzen entwickelte H₂-Leitungsinfrastrukturen – durch Hinweise in neueren Vorschriften zum Recht der europäischen „Energieunion“, wie sie sich namentlich im Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ von 2018/19 finden: So erweitert die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 („RED II“)⁵⁰ den Anwendungsbereich für obligatorische Herkunftsbezeichnungen, die bislang nur für „erneuerbare“ Elektrizität („EE-Strom“) galten, nun explizit auch auf „Gas aus erneuerbaren Quellen wie Wasserstoff“ (sog. EE-Gas, vgl. Erwägungsgrund Nr. 59 und Art. 19 Abs. 7 S. 1 lit. b) ii)). Diese Neuregelung zielt, worauf übrigens auch der Bundesrat hinweist⁵¹,

⁵⁰ Richtlinie des Europ. Parlaments und des Rates v. 11.12.2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. EU 2018 Nr. L 328, S. 82.

⁵¹ S. EntschlieÙung v. 27.11.2020 in BR-Drs. 647/20 (Beschluss), S. 2 f.

gleichfalls darauf ab, den grenzüberschreitenden Handel gerade auch mit erneuerbaren Gasen zu intensivieren. Ferner geht es dem EU-Gesetzgeber um die Beseitigung von Rechtsunsicherheiten, s.a. Erwägungsgrund Nr. 60 RED II.⁵² Art. 20 enthält zudem die ausdrückliche Verpflichtung der Mitgliedstaaten zur Prüfung, ob die „bestehende Gasnetzinfrastruktur“ auszuweiten ist, sofern dies notwendig ist, um die Einspeisung von Gas aus erneuerbaren Quellen zu erleichtern. Damit zielt die Richtlinie (EU) 2018/2001 ihrerseits und recht eindeutig auf den Transport speziell von „grünem“ Wasserstoff gerade in den bisherigen Erdgasnetzen ab und differenziert auch hier nicht weiter zwischen einer bloßen Beimischung und dem exklusiven Wasserstofftransport in Erdgasleitungen.

Geteilt wird diese Sichtweise sodann von der *Europäische Kommission*: Dies folgt zumindest aus einem Schreiben der Direktoren in der Unterdirektion B (Binnenmarkt) der Generaldirektion Energie, *Catharina Sikow-Magny*, an keine geringere Stelle als den „Regulierungsrat“ mit dort versammelten hochrangigen Vertretern der nationalen Regulierungsbehörden der EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)⁵³ wie zugleich (in Kopie) an deren Generalsekretär *Christian Zinglensen*. In dem Brief vom 12. Okt. 2020 äußert sich die EU-Behörde nach einem vorausgegangen mündlichen Austausch mit Kommissionsvertreter *Florian Ermacora* nunmehr „amtlich“ zur Praxis einiger Übertragungsnetzbetreiber in den EU-Staaten, die darin bestehe, neben dem Transportnetz für Strom oder Gas auch mit der Errichtung und dem Betrieb von Elektrolyseuren aktiv zu werden bzw. sich am Bau und Betrieb von Wasserstoffinfrastrukturen (durch Drittunternehmen) zu beteiligen.⁵⁴ Demgegenüber ruft die GD Energie insbesondere die Entflechtungsvorgaben für Übertragungsnetzbetreiber in Erinnerung und weist darauf hin, dass bei Zweifeln über deren Anwendung im Einzelfall ausschließlich, d.h. anstelle möglicher Alleingänge nationaler Regulierungsbehörden, der Europäische Gerichtshof zu befinden habe. Und speziell in Bezug auf (Erdgas-) Fernleitungsnetzbetreiber sowie zur Anwendbarkeit der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG nach deren Art. 1 Abs. 2 heißt es:

„Even though the national requirements on the injection of hydrogen may vary across Member States, the technical possibility of transporting hydrogen-methane blends via the natural gas system is a fact. Given the need to establish the Directive’s scope in the ab-

⁵² Ebenso *Rosin/Spiekermann et al.* (Fn. 33), S. 55 f. m.w.N.

⁵³ Zu Zusammensetzung und Aufgaben des „Regulierungsrats“ s. Art. 21 f. der inzwischen gleichfalls erneuerten ACER-Verordnung (EU) 2019/942 v. 5.06.2019, ABl. EU 2019 Nr. L 158, S. 22.

⁵⁴ *S. Kommission (GD Energie)*, Note for the attention of the ACER Board of Regulators, Schreiben vom 12.10.2020, Az. Ref. Ares(2020)5410801.

stract (rather than based on national particularities) and to avoid any scenario of a possible circumvention of the rules, the Commission thus considers hydrogen to qualify as falling under the scope of Article 1, paragraph 2.⁵⁵

Daraus folgert die Kommission im selben Schreiben:

„For the same reason, the specific use of gas produced or supplied, including whether or not it is injected into the transmission system of the TSO in question, does not alter the applicability of the unbundling requirements.“⁵⁶

Die GD Energie macht hiermit jedenfalls implizit klar: Zum Einen unterfallen Wasserstoff und damit auch Wasserstoff(leitungs-)infrastrukturen klar der Richtlinie über den Erdgasbinnenmarkt. Dabei wird auch hier nicht zwischen einer bloßen H₂-Beimischung und dem ausschließlichen Transport von Wasserstoff im Erdgasnetz unterschieden (wofür im konkreten Kontext wohl auch kein Anlass bestand). Entscheidend aus Kommissionssicht ist aber zum Zweiten, dass mit der Anwendbarkeit der GasBM-RL auch die darin befindlichen *Unbundling*-Vorschriften zu befolgen sind – und zwar (sogar) unabhängig davon, ob der im konkreten Fall und elektrolytisch erzeugte Wasserstoff überhaupt in das Netz des betreffenden Fernleitungsnetzbetreibers eingespeist wird oder nicht.⁵⁷ Demnach müssten übrigens gerade auch „separate“ H₂-Netze, bezüglich derer nach hier vertretener Ansicht die Anwendbarkeit der GasBM-RL durchaus fraglich ist (s. oben c), vom EU-Binnenmarktrecht erfasst sein.

Zwar kommt der Kundgabe einer bloßen Rechtsauffassung der EU-Kommission prinzipiell keine (unmittelbare) Rechtsverbindlichkeit zu. Nicht von ungefähr verweist das Schreiben selbst darauf, dass zur Anwendung der Entflechtungsregeln das „letzte Wort“ beim Gerichtshof (dem allein die verbindliche Auslegung des Unionsrechts zusteht) liege. Den Hinweis seitens der GD ENER an den Regulierungsrat der ACER wird man insoweit auch als „Stellungnahme“ im Sinne einer sachverständigen Meinungsäußerung⁵⁸ einordnen können, die Art. 288 Abs. 5 AEUV ausdrücklich als „nicht verbindlich“ bezeichnet. Den-

⁵⁵ Hervorh. n. i. Orig. Deutsch: „Auch wenn die nationalen Anforderungen an die Einspeisung von Wasserstoff in den einzelnen Mitgliedstaaten unterschiedlich sein können, ist die technische Möglichkeit des Transports von Wasserstoff-Methan-Gemischen über das Erdgasnetz eine Tatsache. In Anbetracht der Notwendigkeit, den Anwendungsbereich der Richtlinie abstrakt (und nicht auf der Grundlage nationaler Besonderheiten) festzulegen und jedes Szenario einer möglichen Umgehung der Vorschriften zu vermeiden, ist die Kommission daher der Ansicht, dass Wasserstoff in den Anwendungsbereich von Artikel 1 Absatz 2 fällt“.

⁵⁶ Hervorh. nur hier. Deutsch: „Aus demselben Grund ändert die spezifische Verwendung des erzeugten oder gelieferten Gases, einschließlich der Frage, ob es in das Fernleitungsnetz des betreffenden ÜNB eingespeist wird oder nicht, nichts an der Anwendbarkeit der Entflechtungsvorschriften.“

⁵⁷ Für Betreiber von Elektrizitätsübertragungsnetzen findet sich die entsprechende Wertung zur Anwendung der Entflechtungsregeln bzgl. Aktivitäten in der Wasserstofferzeugung aufgrund der Strombinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2019/994 auf S. 2 des gen. Kommissionsschreibens.

⁵⁸ S. dazu nur *Ruffert*, in: Calliess/Ruffert (Hg.), EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 288 AEUV Rn. 96.

noch sollte der Aussagegehalt des Schreibens nicht unterschätzt werden. Es wäre schließlich keineswegs das erste Mal bzw. entspricht es eher noch verbreiteter Praxis, dass derartige, jedenfalls förmlich bzw. „amtlich“ daherkommende Verlautbarungen namentlich der EU-Kommission beim Rechtsstreit von den Richter/innen des Gerichtshofs (oder seiner Generalanwälte/innen) entscheidungs- oder begründungsunterstützend herangezogen werden und ihnen damit – als Mittel zur „weichen“, influenzierenden Steuerung und vor allem als Auslegungsdirektive – eine im Ansatz doch *mittelbare* Rechtswirkung zukommt.⁵⁹ Und in jedem Fall zeigt eine solche Meinungsäußerung, dass die vom BMWi behauptete Eindeutigkeit der EU-Regularien selbst aus Sicht der Kommission nicht gegeben ist, sondern die Vorgaben einer genaueren Auslegung bedürfen, welche gerade auch technische Neuerungen und Entwicklungen im Zuge der Energiewende, konkret: infolge der wachsenden Bedeutung von Wasserstoff, hinreichend berücksichtigt.

3. Folgerungen, insbes. „Einheit“ von Erdgas- und Wasserstoffnetz

Nach dem Gesagten spricht Einiges für die Anwendbarkeit der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG jedenfalls auf von Fernleitungsnetzbetreibern oder Erdgas-VNB aus dem Erdgasnetz entwickelte Wasserstoffleitungen bzw. CH₄-/H₂-Netze. Wie es sich für „separate“ bzw. gänzlich neue Wasserstoffnetze verhält, die von Dritten, eventuell auch unter Beteiligung von Erdgas-FNB/VNB, errichtet und betrieben werden, muss – mangels Eindeutigkeit des Art. 1 Abs. 2 GasBM-RL – einstweilen dahinstehen (s. oben 1. c)). Nach Auffassung der Kommission (s. soeben 2.) ist auch dies der Fall; hilfreich dürfte hier eine Klärung durch den EU-Gesetzgeber sein.

Wie von der Kommission im Schreiben an den ACER-Regulierungsrat ausgeführt, finden damit insbesondere die Entflechtungsvorgaben (Art. 9 ff. GasBM-RL) auf aus Erdgasnetzen entwickelte Wasserstoffnetze ein und desselben Netzbetreibers Anwendung. Aufgrund der weiten Fassung des Anwendungsbereichs gemäß Art. 1 Abs. 2 GasBM-RL (s. oben 1.) müssen darüber hinaus freilich *sämtliche* das Erdgas wie auch Erdgasnetze betreffende Vorschriften der Richtlinie (jedenfalls) auch auf CH₄-/H₂-Netze eines Erdgasnetzbetreibers gelten. Anwendbar sind m.a.W. über die Entflechtungsregeln der Richtlinie hinaus auch deren Vorgaben zu den Netzanschluss- und Netzzugangspflichten sowie zu entsprechenden (auch Entgelt-) Regulierung gemäß Art. 32 ff., 39 ff. GasBM-RL, ferner die Vorschriften zum Thema „Netzentwicklungsplanung“ u.a.m.

⁵⁹ Ruffert, wie vor, Art. 288 AEUV Rn. 95 m.w.N. auch aus der Rspr.

Bei allem hat man sich ferner zu vergegenwärtigen: Wenn auch aus bisherigen Erdgasnetzen entwickelte Wasserstoffnetze ebenfalls und infolge der „Fiktion“ in Art. 1 Abs. 2 GasBM-RL als „Erdgasnetze“ gelten, sind beide Netztypen in der Hand eines FNB oder Gas-VNB prinzipiell *als Einheit* zu betrachten. Die Einheit verschiedener Netze ein und desselben Gasnetzbetreibers folgt deutlich und mit Geltung für den gesamten Anwendungsbereich der Richtlinie 2009/73/EG – mithin ebenso für Regulierungs-/Netzentgeltfragen – u.a. aus der Legaldefinition des Begriffs „Netze“ in Art. 2 Nr. 13 GasBM-RL. Umfasst sind danach

„alle Fernleitungsnetze, Verteilernetze, LNG-Anlagen und/oder Speicheranlagen, die *einem Erdgasunternehmen* gehören und/oder von ihm betrieben werden (...)“ (Hervorh. nur hier).

Mithin unterliegen auch „alle“, d.h. eigentliche Erdgas- wie auch H₂-Netze eines Netzbetreibers *einheitlich* sowohl den Unbundling- wie ggfs. den Netzöffnungs- und Regulierungsvorgaben im Erdgasbinnenmarkt – und es sind für sie konsequenter Weise dann auch, zumal die GasBM-Richtlinie diesbezüglich, etwa in punkto Kostenzuweisungen zum jeweiligen (Einzel-/Teil-) Netz ein und desselben Netzbetreibers, gerade nicht differenziert, *einheitliche Netzentgelte* zu bilden. Diesen durchaus wesentlichen Umstand, dass nämlich ein grundsätzliches Petitum für die gemeinsame Finanzierung (auch) von bisherigen Erdgas- und daraus zu entwickelnden reinen Wasserstoffnetzen schon aus dem Grundschemata des Erdgasbinnenmarktrechts folgt, gilt es für die weitere Untersuchung im Auge zu behalten.

II. Vereinbarkeit mit VO (EU) 2017/460 – NC TAR

Es ist nunmehr die Vereinbarkeit einer gemeinsamen Finanzierung von Wasserstoffnetzen der Erdgasnetzbetreiber durch deren H₂- und zugleich durch die Wasserstoffkunden mit der Verordnung (EU) 2017/460 der Kommission mit dem darin befindlichen Netzcodex für Fernleitungsentgeltstrukturen⁶⁰ zu untersuchen. Namentlich geht es um einen möglichen Verstoß gegen das Verbot „unzulässiger Quersubventionen“ in Art. 7 Satz 2 Buchst. c) der Verordnung.

⁶⁰ Fundstellennachweis o. Fn 18.

1. Anwendbarkeit

Der Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen basiert auf den Binnenmarktvorschriften des AEUV und konkretisierend auf der Ermächtigung (allein) der Kommission zur Erarbeitung – prinzipiell mit Konsultation sowohl der ACER als auch des ENTSO Gas – von Netzkodizes nach Artikel 6, vorliegend insbesondere nach dessen Absatz 11, der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen.⁶¹ Gemäß Art. 2 Abs. 1 gilt die VO (EU) 2017/460 für alle Ein- und Ausspeisepunkte von „Erdgas-Fernleitungsnetzen“. Unter „Fernleitung“ in diesem Sinne ist nach Art. 2 Abs. 1 Nr. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 bzw. der entsprechenden Verweisung in Art. 3 VO (EU) 2017/460 nur der

„Transport von Erdgas durch ein hauptsächlich Hochdruckfernleitungen umfassendes Netz, mit Ausnahme von vorgelagerten Rohrleitungsnetzen und des in erster Linie im Zusammenhang mit der lokalen Erdgasverteilung benutzten Teils von Hochdruckfernleitungen, zum Zweck der Belieferung von Kunden, jedoch mit Ausnahme der Versorgung“

zu verstehen. Dieser Legaldefinition und ihrer Konzentration auf den Transport gerade von „Erdgas“ nach erscheint eine Anwendung der VO (EU) 2017/460 (wie i.Ü. auch der Fernleitungsnetz-Zugangsverordnung) auf Wasserstoffnetze zunächst ausgeschlossen. Oben (I.1.) wurde aber erarbeitet, dass im Sinne des Art. 1 Abs. 2 der – thematisch übergeordneten („Grundgesetz“) – Erdgas-Binnenmarkttrichtlinie 2009/73/EG *alle* das „Erdgas“ betreffenden Vorschriften des Erdgasbinnenmarktrechts prinzipiell auch auf Wasserstoffnetze, sofern diese jedenfalls aus Erdgasnetzen entwickelt werden, Anwendung finden. Die in der Bestimmung des Anwendungsbereichs gemäß Art. 1 Abs. 2 GasBM-RL⁶² letztlich enthaltene Fiktion „Erdgas unter Einschluss von Wasserstoff“ determiniert m.a.W. auch, und obwohl es sich insoweit eigentlich um eine speziellere Rechtsnorm (allerdings „nur“ der Kommission) handelt, den Aussagegehalt der Begriffsbestimmung zur „Fernleitung“ in Art. 2 Abs. 1 Nr. 1 VO (EG) Nr. 715/2009 und folglich auch das Verständnis von „Erdgas-Fernleitungsnetzen“ i.S.d. Art. 1 Abs. 1 VO (EU) 2017/460.

Dessen ungeachtet wird man den Anwendungsbereich des NC TAR, ebenso wie es die Begründung der Bundesregierung zur geplanten Novelle des Energiewirtschaftsrechts tut⁶³, schon deshalb für eröffnet anzusehen haben, weil vorliegend gerade auch „echte“

⁶¹ Vollständig: Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, ABl. EU L 211 v. 14.08.2009, S. 36.

⁶² Diese ist nach Art. 3 VO (EU) 2017/460 bei den Begriffsdeutungen zum NC TAR gleichfalls zugrunde zu legen.

⁶³ O. Fn. 5, S. 141.

Erdgas-Fernleitungen in Rede stehen bzw. weil es angesichts einer möglichen Kofinanzierung von Wasserstoffnetzen durch H₂- und Erdgaskunden viceversa eben auch um die Bemessung der Netzentgelte für die Nutzer von herkömmlichen Erdgasleitungen geht. An der Anwendbarkeit der VO (EU) 2017/460 besteht also so oder so kein Zweifel.

2. Regelungsanliegen: Grenzüberschreitender Gashandel

Zweifel an der Anwendbarkeit speziell des Art. 7 S. 2 lit. c) der Verordnung bestehen freilich insoweit, als schon die (übergeordnete) Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über den Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen gerade der Vollendung des Erdgasbinnenmarkts und insoweit der Belebung vor allem des *grenzüberschreitenden* Gashandels dienen soll⁶⁴ – wie überhaupt die Binnenmarkt- und Wettbewerbsregeln des EU-Rechts *stets* nur im Fall sog. „Binnenmarktrelevanz“ greifen. Vorliegend geht es um die angestrebte Umlage von Kosten für Wasserstoffnetze auf die – zunächst einmal *deutschen* – Erdgasnetzkunden desselben Netzbetreibers. Insofern könnte allein ein Problem der bloßen – und EU-binnenmarktrechtlich irrelevanten – „Inländerdiskriminierung“⁶⁵ aufgeworfen sein. Zum Anderen würden durch gemeinsame Netzentgelte für Wasserstoffnetze und aufgrund des bestehenden Gasnetzverbundes in der EU unweigerlich auch Erdgas(netz-)Kunden in benachbarten EU-Staaten in finanzielle „Mitleidenschaft“ gezogen. Die Anwendbarkeit sowohl der VO (EG) Nr. 715/2019 als auch des Netzkodex‘ Fernleitungstarife scheidet mithin nicht am fehlenden Binnenmarktbezug.

3. „Unzulässige Quersubventionierung“?

Ist der NC TAR anwendbar, stellt sich die Frage, ob entsprechend der dazu vertretenen Rechtsauffassung namentlich der Bundesregierung (s. oben B. I.) gemeinsame Netzentgelte für die Nutzer sowohl von Wasserstoff- wie auch von Erdgaskunden eine „unzulässige Quersubvention“ i.S.d. Art. 7 S. 2 lit.) VO (EU) 2017/460 bedeuten würden. Auch weil zu dieser Frage, soweit ersichtlich, kaum detaillierteres Gesetzgebungsmaterial und/oder Rechtsprechung verfügbar ist, muss dazu nach den rechtsmethodisch anerkannten Regeln der Normenauslegung verfahren werden.

⁶⁴ Siehe namentlich Erwägungsgrund Nr. 1 und Art. 1 Abs. 1 lit. a) der Verordnung.

⁶⁵ S. insoweit schon EuGH v. 12.03.1987, Rs. 178/84, Slg. 1987, 1227 – Reinheitsgebot für deutsche Biere; näher zum Ganzen etwa von *Bogdandy*, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim (Hg.), Das Recht der EU, Stand: 71. Erg.-Lfg. August 2020, Art. 18 AEUV Rn 49 ff. m.zahlr.N.

a) Wortlaut und Systematik des Art. 7 S. 2 lit. c) NC TAR

Eine normtextbezogene Annäherung an die in Frage stehende Rechtsvorschrift ergibt Folgendes:

aa) „Quersubvention“ (vs. Mischkalkulation)

Landläufig werden unter „Subventionen“ regelmäßig einseitige Vorteilsgewährungen verstanden, die von *Staaten* bzw. von Hoheitsträgern an Unternehmen und meist mit dem Ziel gewährt werden, eine bestimmungsgemäße Verwendung der betreffenden Mittel bzw. ein bestimmtes unternehmerisches Verhalten oder Unterlassen zu erreichen. Dieses Verständnis deckt sich mit demjenigen der „staatlichen Beihilfe“ i.S.d. Art. 107 Abs. 1 AEUV – um die es hier ersichtlich *nicht* geht. Nicht in Rede stehen hier ferner (und ebenso ersichtlich) irgendwelche Vorteilsgewährungen oder nur Ausgleichszahlungen in, von oder zwischen *öffentlichen* Unternehmen (und zum möglichen Nachteil privater Mitwettbewerber), welche gegebenenfalls ebenfalls am Beihilfeverbot des AEUV zu messen wären.⁶⁶

Speziell unter „Quersubventionierung“ (engl. *cross-subsidiation*, franz. *subventions croisées*) wird nach allgemeinem Sprachgebrauch die „finanzielle Unterstützung eines defizitären Unternehmensbereichs durch profitabel arbeitende andere Bereiche“ verstanden.⁶⁷ Im Bereich des EU-Kartellrechts (insbes. hinsichtlich des möglichen Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung i.S.d. Art. 102 AEUV) geht es unter dem Begriff um „das Abwälzen der in einem räumlich oder sachlich relevanten Markt anfallenden Kosten auf einen anderen räumlichen oder sachlichen Markt“ verstanden – übrigens *ohne* dass allein das Vorliegen einer „Quersubvention“ bereits ein EU-kartellrechtliches Verdikt auslöst. Hinzukommen muss hier ein eigentlich „missbräuchliches“ Verhalten (bspw. Quersubvention von Wettbewerbstätigkeiten mit Einkünften aus einem Monopolbereich) und ist insofern stets zu differenzieren.⁶⁸

Mit dieser Wortlautannäherung an Art. 7 S. 2 lit. c) des NC TAR ist zunächst nicht von der Hand zu weisen, dass gemeinsame Netzentgelte für FNB- oder VNB-Kunden im Erd-

⁶⁶ S. insoweit nur EuGH v. 3.7.2003, Rs. C-83/01 P u.a. – La Poste/SFMI-Chronopost, EuZW 2003, 504. Relevant kann dies insbes. im Fall *kommunaler* Gas-Verteilnetzbetreiber werden.

⁶⁷ Vgl. *Duden* (online) zu „Quersubventionierung, die“; ebenso für die Wirtschaftssprache: *Gablers Versicherungswörterbuch* (online), „Ausgleich von Verlusten in einem Geschäftsfeld durch Gewinne in anderen Geschäftsfeldern“.

⁶⁸ S. zum Ganzen und in Anlehnung an Kommissionsbekanntmachungen zur Anwendung der EU-Wettbewerbsregeln im Telekommunikations- und im Postsektor nur *Huttenlauch*, in: Loewenheim/Meessen/Riesenkampff/Kersting/Meyer-Lindemann (Hg.), *Kartellrecht*, 4. Aufl. 2020, Art. 102 AEUV Rn. 233 f. mit entspr. N.

gas- wie im künftigen Wasserstoffgeschäft zu einer Quersubvention eines defizitären Geschäftsbereichs (vorerst noch die erst noch zu entwickelnden Wasserstoffnetze) durch die Einkünfte in lukrativeren Unternehmenssparten (Erdgasnetze) führen können. Allerdings erfasst das Verbot schon nach dem (weiteren) Normtext nur eine „unzulässige“ Quersubventionierung. Dem ist implizit zu entnehmen, dass es neben „unzulässigen“ eben auch „zulässige“ respektive rechtlich unbedenkliche Quersubventionen geben kann⁶⁹ – bzw. ist, wie sich ausdrücklich aus Erwägungsgrund Nr. 8 der VO (EU) 2017/460 ergibt, im Anwendungsbereich dieses Regelwerks danach zu fragen, ob es sich um eine „nicht zu rechtfertigende“ Quersubvention handelt. Im Weiteren kommt es m.a.W. darauf an, von Art. 7 S. 2 lit. c) NC TAR erfasste „unerwünschte“ Quersubventionen gerade gegenüber „erlaubten“ Finanztransfers abzugrenzen. Als „erlaubt“, wenn nicht gar erwünscht, wird man – im Sinne gerade auch einer EU-grundrechtlich verbürgten⁷⁰ sowie wettbewerbsrechtlich zulässigen freien Preisbildung⁷¹ von Markakteuren – schließlich zum Wesen einer jeden betriebswirtschaftlichen Unternehmenstätigkeit zählende *Mischkalkulationen* gerade auch bei der Netzentgeltberechnung zählen müssen – sofern diesen eben keine (sonstigen) Vorschriften des EU-Rechts entgegenstehen.

bb) Betroffene Geschäftsfelder / Akteure

Ferner interessiert, welche Art von Quersubventionierung die Vorschrift in der VO (EU) 2017/460 genau im Auge bzw. zwischen welchen Geschäftsfeldern und/oder Marktakteuren sich diese zu vollziehen hat.

(1) Zwischen Netznutzern

Dem Wortlaut des Art. 7 S. 2 lit. c) NC TAR selbst ist dazu nichts Weiteres zu entnehmen. Die VO (EU) 2017/460 beruht jedoch auf Art. 6 Abs. 11 der VO (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und heißt es in Art. 13 Abs. 1 UAbs. 3 dieser Verordnung zur Bemessung von „Tarifen für den Netzzugang“ ganz allgemein:

„Die Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung müssen den effizienten Gashandel und Wettbewerb erleichtern, während sie gleichzeitig *Quersubventionen zwischen den*

⁶⁹ So auch OLG Düsseldorf (o. Fn. 48) im Beschluss v. 16.09.2020 zur „REGENT GP“-Festlegung der BNetzA, Rn. 223.

⁷⁰ Zur entsprechenden Gewährleistung (freie Preisgestaltung) nach Art. 16 EUGrCh (Unternehmerische Freiheit) s. nur EuGH v. 22.01.2013, Rs. C-283/11 – Sky Österreich, Rn. 43 m.w.N.; aus der Lit. nur *Jarass*, Charta der Grundrechte der EU, 4. Aufl. 2021, Art. 16 Rn. 10.

⁷¹ Zur grundsätzlichen EU-kartellrechtlichen Unbedenklichkeit von freien Preisgestaltungen respektive „Mischkalkulationen“ auch in den Netzwirtschaften (Telekommunikation) s. nur EuGH v. 14.10.2010, Rs. C-280/08 P – Dt. Telekom/Kommission, Ls. 4 und Rn. 238 ff. zu (zulässigen) „Quersubventionen“ eines TK-Unternehmens zwischen Endkundenzugangs- und Gesprächsverbindungsentgelten.

Netznutzern vermeiden und Anreize für Investitionen und zur Aufrechterhaltung oder Herstellung der Interoperabilität der Fernleitungsnetze bieten.“

Nach dieser Aussage gilt es, Finanztransfers gerade zwischen (verschiedenen) Netznutzern zu vermeiden, und es findet sich dieselbe Aussage noch einmal in Bezug auf „Ausgleichsregeln und Ausgleichsentgelte“ in Art. 31 Abs. 3 S. 2 VO (EG) Nr. 715/2009. Betrachtet man diese Angaben isoliert bzw. zieht man dieses Begriffsverständnis unbesehen zur Definition von Quersubventionen i.S.d. Art. 7 S. 2 lit. c) NC TAR heran, so könnten auch gemeinsame Netzentgelte für die Abnehmer einerseits von Erdgas und andererseits von Wasserstoff, da es sich um unterschiedliche Netznutzer handelt, als „unzulässig“ im Sinne jener Vorschrift anzusehen sein.

(2) Zu Lasten gerade EU-ausländischer Netznutzer

Ein Vorgehen im vorerwähnten Sinne würde freilich die besondere Zielrichtung sowohl des NC TAR als auch der dahinterstehenden VO (EG) Nr. 715/2009 über den Zugang zu den Erdgasfernleitungen übersehen: Wie oben unter 2. gesagt, betreffen beide Regelwerke gerade den grenzüberschreitenden Gashandel. Sie sind mithin – überdies als unmittelbar geltende „Verordnungen“ im Unterschied zur Binnenmarkt-„Richtlinie“ für Gas 2009/73/EG – auf den Austausch von Erd- und anderen Gasen (und damit, wie ausgeführt, auch von Wasserstoff) gerade zwischen angrenzenden EU-Staaten angelegt. Es spricht dann Einiges dafür, dass als „unzulässige Quersubventionen“ gemäß Art. 7 S. 2 lit. c) NC TAR ausschließlich Kostenabschichtungen bzw. -verlagerungen im Verhältnis zwischen in- und *EU-ausländischen* Gasnetznutzern adressiert sind – bzw. bedarf es insoweit einer am Sinn und Zweck der VO (EU) auszurichtenden einschränkenden Auslegung der Vorschrift („teleologische Reduktion“). Eher nicht vom EU-Sekundärrecht erfasst und folglich nicht schon wegen Verstoßes gegen Art. 7 S. 2 lit. c) NC TAR „unzulässig“ sind somit Quersubventionen, besser dann: grundrechtlich gerade erlaubte (s.o.) *Mischkalkulationen* ausschließlich unter unterschiedlichen *inländischen* Kunden ein und desselben Gas- bzw. CH₄-/H₂-Netzbetreibers. In diese Richtung weist Art. 5 Abs. 2 NC TAR, wonach bei der Bewertung von Kostenzuweisungen (neben weiteren Vorgaben)

„der Umfang der Quersubventionierung [*scil.*: nur] zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung auf der Grundlage der vorgeschlagenen Referenzpreismethode“

anzugeben ist, und schreibt auch Art. 10 Abs. 3 UAbs. 2 lit. a) ii) NC TAR bezüglich der Bildung von Ausgleichsmechanismen bei gemeinsamer Anwendung derselben Referenzpreismethode innerhalb eines Ein- und Ausspeisesystems die Vermeidung von Quersubventionen – gerade – „zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung“ vor. Dabei betrifft nach Art. 3 Nrn. 8 u. 9 NC TAR die „systemimmanente“

Netznutzung den Gastransport innerhalb ein und desselben Ein- und Ausspeisesystems, während der Gastransport „systemübergreifend“ erfolgt, wenn Gas zwischen Kunden in verschiedenen Ein- und Ausspeisesystemen gehandelt wird. Zwar können, gewendet auf die Handelslage in Deutschland, damit auch Quersubventionen zwischen den gegenwärtig noch existierenden zwei Marktgebieten *Gaspool* und *NetConnect Germany* erfasst sein. Spätestens mit der bevorstehenden Zusammenlegung zu nur noch einem Marktgebiet zum 1. Oktober 2021 wird es im Sinne des zitierten Art. 5 Abs. 2 NC TAR aber hierzulande begrifflich nur noch um Quersubventionen zu Ungunsten EU-ausländischer Gasnetzkunden gehen können.

Ganz im Sinne dieses Auslegungsergebnisses verhalten sich die *Framework Guidelines* der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) bezüglich der Angleichung von Netzentgeltstrukturen im grenzüberschreitenden Gashandel, wenn als zentrale Ziele jener Auslegungshilfen bzw. der entsprechenden Übereinkunft unter den Regulierern der EU-Staaten „insbesondere“ die (weitere) Integration des (Gas-) Binnenmarktes, der Abbau von Hindernissen für den grenzüberschreitenden Handel sowie – wörtlich – die Vermeidung

„of cross-subsidies between any type of network users, especially between cross-border and domestic network users“

hervorgehoben werden.⁷² In dieselbe Richtung weisen Verlautbarungen zur Implementierung des NC TAR seitens des Verbands Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSO-G), wenn es zur Erläuterung der Bewertung von Kostenzuweisungen nach den Vorgaben in Art. 5 Abs. 2 NC TAR heißt:

„CAA [= cost allocation assessments] aim to identify the degree of cross-subsidisation between intra-system (in other words, domestic) and cross-system use (in other words, cross-border with reference to entry-exit systems rather than MSs).“⁷³

Allerdings gerät das ENTSO-G-Papier am Ende mehrdeutig, wenn gerade zur Auswahl der Referenzpreismethode nach Art. 7 NC TAR ausgeführt wird, dass es dort um die Vermeidung von Quersubventionen gehe, denen zufolge – genereller – „einzelne Netznutzer für andere (mit-) bezahlen“ und unabhängig von einem systemübergreifenden Handel (mit

⁷² ACER, *Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas* v. 29.11.2013 (FG-2013-G-01), S. 14 – Hervorh. nur hier; s.a. ebda., S. 13: „(...) cross subsidies between domestic and cross border points“.

⁷³ Vgl. *ENTSO-G, Implementation Document for the Network Code on harmonised Transmission Tariff Structures for Gas*, 2. Aufl. Juli 2018, S. 20 – Hervorh. nur hier.

EU-ausländischen Kunden) „auch Diskriminierungen zwischen anderen Gruppen von Netznutzern“ denkbar seien.⁷⁴

Bilden die zitierten Interpretationshinweise von *ACER* und *ENTSO-G* allenfalls rechtlich unverbindliche Indizien für das hier ermittelte Auslegungsergebnis, demzufolge als „unzulässige Quersubventionen“ prinzipiell nur Kostenverlagerungen zu Lasten EU-ausländischer Gasnetzkunden in Betracht kommen, so folgt dies ansonsten natürlich aus der von Art. 7 S. 2 lit. c) NC TAR zusätzlich geforderten Gewährleistung von „Diskriminierungsfreiheit“. Angeknüpft ist damit ersichtlich an das das EU-Binnenmarktrecht prägende allgemeine Diskriminierungsverbot, welches ausweislich des Art. 18 AEUV gerade und vorwiegend Ungleichbehandlungen aus Gründen der Staatsangehörigkeit, also prinzipiell nur im grenzüberschreitenden Kontext erfasst. Ergänzend ist auch noch einmal an die EU- und binnenmarktrechtlich letztlich irrelevante Fallgruppe bloßer „Inländerdiskriminierungen“ (s. schon oben 2.) bzw. daran zu erinnern, dass es trotz zwischenzeitlicher Erweiterung (namentlich im Bereich der EU-Grundfreiheiten) des auf „Ungleichheit“ abzielenden Diskriminierungs- zu einem allgemeineren „Beschränkungsprinzip“ durch den EuGH⁷⁵ für die Anwendung der Binnenmarktregeln weiterhin stets eines „transnationalen“ Sachverhalts bedarf.

Am Ende mag für das hier ermittelte Auslegungsergebnis auch noch ein Gegenschluss zu Art. 4 Abs. 4 lit. b) NC TAR sprechen. Zur Entgeltberechnung einmal für „Fernleitungs“- und sodann für davon unterschiedene „Systemdienstleistungen“ (zur Definition s. Art. 3 Nrn. 13 u. 15 NC TAR) fordert die Vorschrift nur in Bezug auf letztere, „die Quersubventionierung zwischen Netznutzern [durchaus] *innerhalb und/oder außerhalb eines Mitgliedsstaats* zu minimieren“. Wenn dies für die Ermittlung von Entgelten für – vorliegend vor allem interessierende– Fernleistungsdienstleistungen gerade nicht so vorgesehen ist, kann daraus *e contrario* geschlossen werden, dass jedenfalls Art. 7 S. 2 lit. c) NC TAR nur Quersubventionen zu Lasten EU-ausländischer Netznutzern als „unzulässig“ ansehen will.

⁷⁴ Ebda., S. 60: „ (...) avoid cross-subsidies where some network users pay for others. (...) CAA [cost allocation assessment] checks the non-discrimination only between the two predefined groups of network users, and *there could be other means to check non-discrimination between other groups of network users.*“ – Hervorh. nur hier.

⁷⁵ S. nur und frühzeitig EuGH Rs. 8/74 – *Dassonville*, Slg. 1974, 873 Rn. 5; später etwa Rs. C-385/00 – *de Groot*, Slg. 2002, I-11819, Rn. 79; aus der Lit. eingehender etwa *Sauer*,

b) „Unzulässigkeit“ gemeinsamer Netzentgelte in Bezug auf Netzkunden im EU-Ausland?

Wie ausgeführt, bezweckt der NC TAR als Regelwerk im Rahmen der Verordnung (EU) 715/2009 über den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen zuvörderst die grenzüberschreitende Harmonisierung von Fernleitungsentgeltstrukturen durch Vorgabe u.a. einheitlicher Referenzpreismethoden und Kostenzuweisungen. Es fragt sich daher vorrangig, ob und ggfs. inwieweit die Mitfinanzierung von Wasserstoffnetzen deutscher Erdgasnetzbetreiber im Wege gemeinsamer Netzentgelte i.S.d. Art. 7 S. 2 lit. c) NC TAR zu einer „unzulässigen Quersubvention“ respektive zu einer diskriminierenden Ungleichbelastung gerade EU-ausländischer Kunden deutscher Erdgasnetzbetreiber führen würden. Betroffen sein können insofern insbesondere reine *Transitkunden*, die Erdgas aus Drittstaaten, bspw. Norwegen oder Russland, per Durchleitung über deutsche Fernleitungsnetze beziehen. Letztlich werden im Zuge der „systemübergreifenden“ Netznutzung i.S.d. Art. 3 Nr. 8 NC TAR allerdings und mittels Kostenwälzung sämtliche Nutznießer deutscher Erdgasnetze im EU-Ausland betroffen sein, also neben Transit- und Anschlussnetzbetreibern alle Weiterverteiler, Lieferanten und Direktabnehmer.

aa) *Separate Netzentgelte*

Nicht weiter verfolgt, aber zumindest erwähnt werden soll hier Möglichkeit, dem Verdikt in Art. 7 S. 2 lit. c) NC TAR dadurch aus dem Weg zu gehen, dass für EU-ausländische (Transit-) Kunden deutscher FNB – deutsche Gasverteilernetze scheiden hier mangels Grenzüberschreitung ohnehin aus – *unterschiedliche* Netzentgelte gebildet werden, in denen die Mehrkosten für die Errichtung und den Betrieb von Wasserstoffleitungen außen vor bleiben.

Der Gutachtenauftrag (s. oben A.II.) bezieht sich indes auf „gemeinsame Netzentgelte“ für die Erdgas- und Wasserstoffkunden deutschen Gasnetzbetreiber, die mithin auch gegenüber EU-ausländischen Netzkunden zur Anwendung kommen sollen. Auch würde die Bildung getrennter Netzentgelte für kombinierte CH₄-/H₂-Netzverbünde über die jetzt schon gegebene Komplexität der Entgeltbemessung für Erdgasnetze hinaus eine Vielzahl wiederum komplexer Einzelfragen aufwerfen. Namentlich wären diffizile Einzelbetrachtungen zur jeweiligen Zuordnung einzelner Kostenbestandteile entweder zur systemübergreifenden und/oder zur systeminternen Netznutzung anzustellen. Mögliche getrennte Netzentgelte für EU-ausländische Gasnetzkunden sollen deshalb hier nicht weiter untersucht werden.

bb) Näher zur „Unzulässigkeit“

Wie schon ausgeführt, ist bei der Bildung von Referenzpreisen nach dem NC TAR eine Quersubventionierung einzelner Netznutzer oder Gruppen von ihnen keineswegs *per se* untersagt. Vielmehr muss sie sich nach Art. 7 S. 2 lit. c) gerade auch als „unzulässig“ erweisen. Insofern streiten – noch einmal – grundrechtlich gewährleistete Unternehmensfreiheiten (Art. 16 EU-GrCh, Art. 12 Abs. 1 GG) für die freie Preisfindung im Wettbewerb und damit gerade auch für „Mischkalkulationen“, mit oder ohne Kostenwälzungen auf einzelne Geschäftsfelder oder Kundengruppen. Zu erinnern ist hier auch die oben (I.3.) beschriebene und von der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG einheitliche Betrachtung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen in der Hand nur eines Netzbetreibers mit dementsprechend einheitlich zu bildenden Netzentgelten (gerade für CH₄-/H₂-Netze). Schon vor diesem Hintergrund wird nicht schon jedes noch so entfernt liegende Bedenken gegenüber Quersubventionen zu deren Unzulässigkeit führen können bzw. wird man an die Begründung derselben einige Anforderungen stellen müssen.

Konkret ergeben kann sich die „Unzulässigkeit“ einer Quersubventionierung zunächst und naheliegend aus den Vorgaben des NC TAR, dazu sogleich (3). Ansonsten muss dies auch bei Verstößen gegen sonstiges, primäres oder sekundäres Unionsrecht gelten, bspw. gegen die Wettbewerbsvorschriften in den Artikeln 101 ff. AEUV. Freilich ist auch noch einmal zu unterstreichen, dass Quersubventionen nicht schon als solche, sondern nur dann EU-kartellrechtswidrig sind, sollten sie etwa mit einem konkreten Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung i.S.d. Art. 102 Abs. 1 AEUV einhergehen.

cc) Relativität und Flexibilität des NC TAR

Die Vorgaben zur Auswahl der geeigneten Referenzpreismethode für die Bemessung von Gasnetzzugangsentgelten nach dem NC TAR erweisen sich des Weiteren einerseits als hinreichend relativ wie sie andererseits den Netzregulierungsbehörden in den Mitgliedstaaten nicht unbeachtliche Gestaltungsspielräume belassen. Dies zeigt schon eine nähere Betrachtung des vorliegend besonders interessierenden Art. 7 S. 2 lit. c) nach Wortlaut, Regelungssystematik und -zielsetzung – und es kann insoweit an zutreffende Aussagen im Beschluss des OLG Düsseldorf vom 16. Sept. 2020 zur REGENT -Festlegung der Bundesnetzagentur⁷⁶ angeknüpft werden:

⁷⁶ S. Nachweis in Fn. 48, insbes. und recht ausführlich in Rn. 224 ff.

Das Gebot, bei der Wahl einer Referenzpreismethode Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten und eine unzulässige Quersubventionierung zu verhindern, entspringt, wie dies übrigens auch die BNetzA betont⁷⁷, dem Prinzip der Kostenverursachungsgerechtigkeit, wie es Art. 13 Abs. 1 UAbs. 1 der Fernleitungsnetz-VO (EG) Nr. 715/2009 vorgibt. Danach müssen Gasnetzzugangstarife bzw. die Methoden zu ihrer Berechnung „die Ist-Kosten widerspiegeln“, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Ferner haben sie u.a. transparent zu sein und müssen sie auf nichtdiskriminierende Weise angewandt werden. Nach Art. 13 Abs. 1 UAbs. 3 VO (EG) 715/2009 müssen Tarife oder Berechnungsmethoden sodann einerseits „den effizienten Gashandel und Wettbewerb erleichtern“, während

„sie gleichzeitig Quersubventionen zwischen den Netznutzern vermeiden und Anreize für Investitionen und zur Aufrechterhaltung oder Herstellung der Interoperabilität der Fernleitungsnetze bieten“

sollen. Mit dem so präzisierten Prinzip erscheint es, anders als dies bei der BNetzA an klingt, keineswegs zwingend, dass die Kosten für eine Wasserstoffinfrastruktur eines Gasnetzbetreibers „ausschließlich von deren Nutzern getragen werden – reguliert oder unreguliert“⁷⁸. Vielmehr verhält sich schon der Normtext der zitierten Vorschriften ausgesprochen relativ bis vage, wenn nach Art. 7 S. 2 lit c) NC TAR lediglich darauf „abzuzielen“ ist, Diskriminierungen von Netznutzern bzw. eine unzulässige Quersubvention zu verhindern. Zugleich muss die Referenzpreismethode mit den genannten Kriterien wie auch mit Art. 13 VO (EG) Nr. 715/2009 lediglich „im Einklang stehen“. Des Weiteren ist in letztgenannter Norm der Gedanke der Verursachungsgerechtigkeit wiederum in ein Spannungsverhältnis mit tatsächlich oder potenziell konfligierenden anderen Grundsätzen (Transparenz, Netzintegrität, effizienter Gashandel und Wettbewerb, Setzung von Anreizen für Investitionen) gerückt.⁷⁹ Ein absolutes Verbot unzulässiger Quersubvention sieht anders aus und der EU-Gesetzgeber hätte, wenn es seine Absicht gewesen wäre, dies so auch eindeutiger zum Ausdruck bringen können. Mit guten Gründen folgert das OLG Düsseldorf daraus, dass

„sich die Referenzpreismethode [lediglich] in sachangemessenem Maße an den tatsächlichen Ist-Kosten der in Anspruch genommenen Leistung zu orientieren hat, wobei eine

⁷⁷ In: Bestandsaufnahme „Regulierung von Wasserstoffnetzen“ (o. Fn. 14), S. 73.

⁷⁸ Vgl. BNetzA, wie vor.

⁷⁹ Näher OLG Düsseldorf (Fn. 48), Rn. 153 ff.; deutlich (in Umsetzung EU-rechtlicher Vorgaben) auch § 15 Abs. 2 S. 1 GasNEV.

Abstraktion des Entgelts von den hierdurch entstandenen, konkreten Kosten grundsätzlich zulässig ist.“⁸⁰

Zusätzliche Relativierungen folgen aus dem Umstand, dass bereits nach Erwägungsgrund Nr. 3 des NC TAR die Referenzpreismethode nur „bestimmte“, nicht aber zwingend alle maßgeblichen Kostentreiber zu berücksichtigen hat, wie auch aus den Vorgaben zur Bewertung der Kostenzuweisungen: Infolge des Art. 5 Abs. 6 NC TAR darf der Umfang der Quersubventionierung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung bis zu 10 % betragen, ohne dass es dazu einer besonderen Begründung der nationalen Regulierungsbehörde bedarf bzw. kann diese mit entsprechend korrekter Begründung auch weitergehende Quersubventionen zulassen.⁸¹ Das OLG Düsseldorf entnimmt alldem, dass auch nach Sinn und Zweck von Art. 7 S. 2 lit. b) NC TAR und Art. 13 Abs. 1 UAbs. 1 VO (EG) Nr. 715/2009 letztlich „nicht eine strenge Kostenverursachungsgerechtigkeit“ verlangt ist, die auf eine Abbildung der die Nutzergruppen betreffenden Kosten „mit größtmöglicher Genauigkeit“ abzielt. Vielmehr komme der Regulierungsbehörde ein „Beurteilungsspielraum“ zu, „der einem Regulierungsermessen gleichkommt“, welches auch nur eingeschränkter gerichtlicher Kontrolle unterliege.⁸²

Maßgeblich stellen die Düsseldorfer Kartellrichter dabei übrigens auf die (wörtlich) „Einheitlichkeit der gaswirtschaftlichen Leistung im Hinblick auf das Gesamtsystem“ ab, welche sich nach hier erfolgter Prüfung (s. oben I.3.) bereits aus der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG ergab und von der auch die *BNetzA* in der streitgegenständlichen REGENT-Festlegung ausgegangen sei.⁸³ Zwar leitet das OLG die Einheit des Gasnetzes nicht juristisch sondern technisch-ökonomisch aus der besonderen Entry-Exit-Systematik bei der Bemessung von Gasnetzzugangsentgelten ab. Der Wert von Fernleitungsdienstleistungen bestehe für Transportkunden zuvörderst in der Eröffnung des Zugangs zum Gesamtsystem des Erdgasnetzes, woraus sich auch mögliche Abstrahierungen in Bezug auf Kostenzuweisungen bei der Bemessung der Netzzugangsentgelte ergäben.⁸⁴ Im Einzelnen geht es insoweit freilich um Charakteristika des Netzzugangs gerade bei klassischen (Erdgas-) Fernleitungsnetzen und ist der in Bezug genommene REGENT-Beschluss gewiss nicht vollumfänglich auf die Beurteilung gemeinsamer Nutzungsentgelte für Kombinationen aus

⁸⁰ Wie vor, Rn. 140; s. auch Erwägungsgrund 3 des NC TAR, wonach gleichfalls ein lediglich „angemessenes“ Maß an Verursachungsgerechtigkeit gefordert ist.

⁸¹ Zu allem OLG Düsseldorf (Fn. 48), Rn. 148 und 151.

⁸² Wie vor, Rn. 152 und 162 f. – Zur auch vom BGH für die Energienetzregulierung in komplexen Zusammenhängen bemühten Figur des „Regulierungsermessens“ eingehend *Pielow*, Kapitel Beurteilungsspielraum und Kontrolldichte, in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß (Hg.), *Regulierung in der Energiewirtschaft*, 2. Aufl. 2016.

⁸³ OLG Düsseldorf (Fn. 48), Rn. 166 ff.

⁸⁴ Ebda., S. 168 f.

Erdgas- und hinzutretenden Wasserstoffnetzen zu übertragen. Unmittelbar anschlussfähig ist jedoch und nach auch hier entwickelten Verständnis jedenfalls die allgemeine Feststellung (auch) des OLG Düsseldorf, dass bei Vorliegen einer „einheitlichen gaswirtschaftlichen Leistung“ diese dann auch entsprechend „einheitlich zu bepreisen“ ist.⁸⁵ Die eingehende gerichtliche Überprüfung der REGENT-Festlegung der BNetzA macht überdies deutlich und ist dies im hier gegebenen Kontext entscheidend: Der Kriterienkatalog, den der NC TAR für die Netzentgeltermittlung bzw. die Referenzpreismethodik im Allgemeinen und für die Prüfung einer „unzulässigen Quersubventionierung“ im Besonderen vorsieht, ist keineswegs so starr oder unflexibel, dass ihm – pauschal – das Verbot einer gemeinsamen Entgeltbildung für CH₄-/H₂-Netze, namentlich in Bezug auf EU-ausländische Netzkunden, entnommen werden könnte. Vielmehr verfügen die Mitgliedstaaten und ihre (unabhängigen) Regulierungsbehörden über einen breiten Einschätzungs- und Gestaltungsspielraum, in dessen Rahmen gerade nicht ein „höchstmögliches“ sondern mittels wertender Betrachtung auch anderer und z.T. konfligierender Ziele – so etwa in punkto Innovation von und Investitionen in neue und dann auch Wasserstoffnetze(n) – lediglich ein „angemessenes“ Maß an Kostenverursachungsgerechtigkeit verlangt ist.

dd) Besonderheiten der Entgeltbildung für CH₄-/H₂-Netze

Besteht auch aufgrund der EU-rechtlichen Vorgaben ein breiter Einschätzungs- und Gestaltungsspielraum für das Design von Fernleitungsnetzentgelten, so gilt es in Ausübung desselben neben dem Gebot der Kostenverursachungs- und -verteilungsgerechtigkeit gerade auch Zweckmäßigkeitaspekte zu beachten. Bei der Entgeltbildung für CH₄-/H₂-Netze dürften – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – etwa folgende Gesichtspunkte Berücksichtigung finden müssen – welche für die Bildung letztlich gemeinsamer Netzentgelte streiten:

Noch einmal sei zunächst auf die Gefahr einer prohibitiv wirkenden separaten Bepreisung von Wasserstoffnetzen hingewiesen: Zu Beginn des Markthochlaufs einer H₂-Wirtschaft müssten wenige Wasserstoffkunden für die gerade anfänglich erhöhten Kosten, die beim innovativen Aufbau einer neuen bzw. aus Erdgasnetzen gewandelten Leitungsinfrastruktur entstehen, aufkommen (*first mover disadvantage*). Dies würde den Marktzutritt bzw. die Wasserstoffnachfrage weiterer Kunden, namentlich aus der im internationalen (Preis-) Wettbewerb stehenden und ohnehin mit „spitzem Bleistift“ rechnenden deutschen Großindustrie, hemmen. Laut Bestandsaufnahme der BNetzA zur Regulierung von Wasserstoffnetze kann dem mit flankierend bereitzustellenden Förderungen aus staatlichen Mitteln

⁸⁵ OLG Düsseldorf, wie vor, Rn. 187.

oder mit sonstigen Mechanismen der Nachfragesteuerung entgegengewirkt werden.⁸⁶ Speziell die Inanspruchnahme staatlicher Förderungen, die konkret ja in der Nationalen Wasserstoffstrategie wie auch auf EU-Ebene vorgesehen sind, würde freilich durch separate Entgelte für Wasserstoffnetze erschwert: Gerade zu Beginn eines (aus besagtem Grunde erschwerten) Markthochlaufs fielen die für die Beantragung entsprechender Gelder regelmäßig beizubringenden Daten bzw. Prognosen über die Nachfrage entsprechend vage und unverlässlich aus.

Es empfiehlt sich auch vor diesem Hintergrund, die Kostenbelastungen infolge des Auf- und Ausbaus einer H₂-Leitungsinfrastruktur auf möglichst viele Schultern zu verteilen, wobei die *BNetzA* hier auch an Finanzierungskosten „von außerhalb des Netzbereichs“, bspw. öffentliche Abgaben oder Umlagesysteme nach Art des EEG (die sich jeweils freilich zunehmender Kritik ausgesetzt sehen), denkt.⁸⁷ „Verursachungsgerechter“ als eine Belastung der Allgemeinheit erscheint indes allemal die Verteilung von H₂-Netzkosten zunächst nur auf inländische und selbst auf EU-ausländische Erdgasnetznutzer, wobei auch dies zu beachten ist: Juristisch gelten, wie oben (I.1.) erarbeitet, die Errichtung und der Betrieb von CH₄-/H₂-Netzen im Sinne der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG gerade als „Einheit“. Schon dies spricht dafür, die Kosten für die innovative, vor allem auch klimaschonende Fortentwicklung dieses *Gesamtsystems* bzw. für die letztlich nur schrittweise erfolgende Entwicklung von Wasserstoffnetzen aus der bestehenden Erdgasnetzinfrastruktur heraus entsprechend einheitlich *allen* Nutzern eines CH₄-/H₂-Netzes aufzuerlegen.⁸⁸ Gleichfalls juristisch ist auch von Belang, dass in- wie ausländische Gasnetzkunden im Fall einer bloßen *Beimischung* schon nach geltendem EU- wie nationalem Energierecht die auch insoweit anfallenden Mehrkosten für den (wenn auch aus technischen Gründen mengenmäßig untergeordneten) Mittransport von Wasserstoff gemeinsam zu tragen haben. Wenn davon bei der Kostenverteilung für die Errichtung reiner Wasserstoffnetze abgewichen werden soll, bedarf dies, noch einmal unter Berücksichtigung der „Einheit“ von CH₄-/H₂-Netzen nach bisherigem Erdgasbinnenmarktrecht und hier wohl entgegen der Auffassung der *BNetzA*⁸⁹, gewiss der Rechtfertigung. Im Sinne des Art. 7 S. 2 lit. c) NC TAR besteht im Fall der Beimischung schließlich eine allseits für „zulässig“ bzw. „verursachungsgerecht“ er-

⁸⁶ *BNetzA* (Fn 14), S. 73 f.

⁸⁷ *BNetzA* (Fn. 14), S. 74.

⁸⁸ Ebenso *Held/Straßer*, BBH-GEODE-Gutachten (Fn. 31), S. 14:

⁸⁹ Bestandsaufnahme (o. Fn. 14), S. 73; s.a. oben Fn. 21.

achtete Quersubventionierung – welche konsequenter Weise und bei nun lediglich fortentwickelter Wasserstofftechnologie hin zur Errichtung reiner H₂-Netze nicht sogleich und umfassend „unzulässig“ werden kann.

Hinzu kommt schließlich noch ein wichtiger, auch schon von der BNetzA-Bestandsaufnahme ins Feld geführter (s.o. A. II.) netzökonomischer resp. allgemein auch volkswirtschaftlicher Aspekt: Günstigenfalls wird es im weiteren Verlauf der Dekarbonisierung bzw. fortschreitendem Ausbau der Wasserstoffwirtschaft zu kontinuierlich abnehmender Nachfrage nach fossilem Gas kommen. Dies wiederum kann, verschärft womöglich durch Sonderabschreibungen aufgrund vorzeitiger Stilllegung von Erdgasinfrastruktur, zu zusätzlichen und einseitigen Mehrbelastungen auf Seiten der bisherigen Erdgasnetzbetreiber führen. Darüber hinaus werden in diesem, aus Klimaschutzgründen idealen Szenario und bei angedachter Einführung getrennter Entgelte für Wasserstoffnetze allein die Erdgasnetzbetreiber – und deren in- wie EU-ausländische Netzkunden – die im Rahmen des EU-Emissionszertifikatehandels weiterhin anfallenden Mehrkosten für CO₂-Ausstöße zu schultern haben – während Wasserstoffnetzbetreiber und -nutzer zunehmend, und wie etwa auch vom Bundesrat gefordert⁹⁰, gerade mit finanziellen Erleichterungen infolge von Anreizen zur CO₂-Vermeidung und von Bonusfaktoren für das Inverkehrbringen gerade von „grünem“ Wasserstoff nebst Folgeprodukten rechnen dürfen. Es zeichnet sich insofern eine zunehmende „Kostenschere“ respektive Ungleichbelastung einerseits von Erdgas- und andererseits von Wasserstoffnetzen ab, der von vornherein und zweckmäßigerweise mit der Schaffung gemeinsamer Entgelte für diese Netze entgegenzuwirken ist.

ee) EU-energie- und klimaschutzpolitische Ergänzung

Für die wünschenswerte Bildung gemeinsamer Entgelte für kombinierte Erdgas- und Wasserstoffnetze lassen sich schließlich auch noch EU-energie- und klimaschutzpolitische Aspekte ins Feld führen. So beruht die Problematik einer möglichen unzulässigen Quersubventionierung Wasserstoffnetze in Deutschland (auch) durch EU-ausländische Gasnetzkunden deutscher FNB auf der Prämisse, dass jene Netz- und insbesondere Transitkunden ausschließlich am Transport bzw. Transit von *Erdgas* teilhaben. Im Handel oder Bezug von *Wasserstoff* über die grenzüberschreitenden Fernleitungsnetze sind sie m.a.W. – bislang – nicht involviert.

Dieses Ausgangspanorama dürfte sich schon bald und grundlegend wandeln: Schließlich besitzt das Thema Wasserstoff „höchste Priorität“ im Rahmen des *European Green Deal*

⁹⁰ S. EntschlieÙung in BR-Drs. 647/20 (Beschluss) v. 27.11.2020, S. 3 f. (Ziff. 5 u. 8).

und der beabsichtigten „sauberen“ Energiesystem-Transformation.⁹¹ Nach der Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa⁹² soll Wasserstoff schon zwischen 2025 und 2030 (2. Phase) einen „wesentlichen Bestandteil“ in einem integrierten Energiesystem bilden, mit zunächst vorwiegender Verwendung in der Industrie und schrittweiser Ausdehnung in andere Sektoren (v.a. Schienen-, Lkw- Schiffstransport sowie Schaffung von „Flexibilitäten“ im Stromnetz). Dies muss sich dann auch auf die (zeitnahe) Entwicklung einer geeigneten – „paneuropäischen“ – Leitungsinfrastruktur auswirken; dazu wird gerade auch der Auf- und Ausbau von Wasserstoffnetzen (für den Ferntransport) bzw. deren Entwicklung aus bestehenden Erdgasnetzen, u.a. zwecks Vermeidung unnötiger Kosten, in den Blick genommen. Wörtlich heißt es:

„In this phase, the need for an EU-wide logistical infrastructure will emerge, and steps will be taken to transport hydrogen from areas with large renewable potential to demand centres located possibly in other Member States. The back-bone of a pan-European grid will need to be planned (...). The existing gas grid could be partially repurposed for the transport of renewable hydrogen over longer distances and the development of larger-scale hydrogen storage facilities would become necessary. International trade can also develop, in particular with the EU’s neighbouring countries in Eastern Europe and in the Southern and Eastern Mediterranean countries.“⁹³

Auch der deutsche Bundesrat spricht sich dezidiert für den „supranationalen Handel und den Transport von zukünftigen (erneuerbaren) Gasqualitäten“ aus.⁹⁴ Als Beispiel für ein entsprechend wegweisendes „paneuropäisches“ Infrastrukturprojekt sei die Initiative *HyDeal* erwähnt, in der sich gerade erst 30 Großunternehmen aus Spanien, Frankreich und Deutschland (darunter FNB und sonstige Energieunternehmen) mit dem Ziel zusammenschlossen, in Spanien produzierten „grünen“ Wasserstoff in großen Mengen bis nach Deutschland zu transportieren.⁹⁵ Weitere (Groß-) Projekte entstehen unter dem Dach der im Zuge der EU-Industriestrategie geschaffenen *European Clean Hydrogen Alliance*.⁹⁶

⁹¹ S. nur *Kommission*, Mitteilung „A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe“ v. 8.07.2020, COM(2020) 301 final, S. 1; ebenso in der (Rahmen-) Mitteilung „Powering a climate-neutral economy: An EU-Strategy for Energy System Integration“ vom gleichen Tage, COM(2020) 299 final, S. 2; zu den Prioritäten des „Grünen Deals“ s. Mitteilung „Der europäische Grüne Deal“ v. 11.12.2019, COM(2019) 640 final, S. 10.

⁹² S. Mitteilung „A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe“ v. 8.07.2020 wie vor, S. 3 ff.

⁹³ Ebda, S. 7. Zur Vermeidung von „stranded assets“ bei der Entwicklung von H₂- aus Erdgasnetzen s. S. 1 f.

⁹⁴ S. BR-Drs. 647/20 (Beschluss), S. 4.

⁹⁵ Schon bis 2030 sollen Elektrolysekapazitäten von 67 GW entstehen; zum Vergleich: die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht bis 2030 nur fünf GW an derartiger Kapazität landesweit vor. Näher etwa *Wallstreet online* v. 20.01.2021: „Mega-Wasserstoff-Projekt ‚HyDeal‘: Grüner Wasserstoff aus Spanien für Europa“.

⁹⁶ Infos unter https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-clean-hydrogen-alliance_en. Aus der techn.-ökonomischen Forschung zur Entwicklung eines Marktes für Wasserstoff auf der EU-Ebene s. bspw. *Janischka/Bublitz/Sun/Güth/Rößler u.a.*, Die Rolle von Wasserstoff in einem klimaneutralen europäischen

Diese Hinweise verdeutlichen hinreichend, dass schon in naher Zukunft – auch – mit dem grenzüberschreitenden Fern- und Pipelinetransport von Wasserstoff zu rechnen ist. Gegenwärtige Netz- bzw. Erdgaskunden deutscher FNB im angrenzenden EU-Ausland dürften damit zunehmend auch im Handel mit und der Verteilung von Wasserstoff tätig werden. Je mehr dies der Fall ist, desto eher werden die hier angestellten Überlegungen zu einem „Sonderregime“ der Netzentgeltbemessung für jene Kunden obsolet – und werden (bzw. müssen) diese umso unproblematischer und mittels gemeinsamer Netzentgelte zur Mitfinanzierung auch von Wasserstoffleitungsinfrastrukturen herangezogen werden.

c) „Unzulässigkeit“ gemeinsamer Netzentgelte in Bezug auf inländische Kunden

Wie zuvor erarbeitet, ist der NC TAR mit seiner Zielvorgabe zur Vermeidung unzulässiger Quersubventionen von Gasnetznutzern vor allem auf den grenzüberschreitenden Gashandel respektive auf die „systemübergreifende“ Nutzung von Gasnetzen konzentriert. Dementsprechend begegnen Ungleichbelastungen bei der Kostenaufteilung und -wälzung zwischen inländischen Nutzern einerseits von Wasserstoff- und andererseits von Erdgasnetzen jedenfalls keinen EU-rechtlichen Bedenken (Stichwort noch einmal: bloße Inländerdiskriminierung). Auf der anderen Seite streiten die zuvor genannten Gründe für die mögliche Bildung gemeinsamer Erdgas-/Wasserstoffnetzentgelte im Verhältnis zu EU-ausländischen Netz- und Transitkunden gerade auch für ein entsprechendes Finanzierungsregime im Hinblick auf inländische Netzkunden.

Zusätzlich mag dazu ins Feld geführt werden: Die gemeinsame Netzentgeltberechnung für unterschiedliche Gasarten bildet keineswegs ein Novum sondern ist sie, ohne dass dies bisher grundlegenden rechtlichen Hindernissen begegnete, in Deutschland gang und gäbe. Hinzuweisen ist insoweit nur auf gängige Mischkalkulationen für den bisherigen bzw. noch bis zum Ende der „Marktraumumstellung“ fortdauernden Leitungstransport von L- wie von H-Gas. Ebenso verhält es sich für den Transport von Biogas in Fernleitungs- und Gasverteilernetzen.⁹⁷ Auf Weiteres wird ferner nicht davon ausgegangen werden können, dass der Wasserstoffbezug vornehmlich der deutschen (Groß-) Industrie von der Mehrheit auch der Gewerbe- und Haushaltskunden im Erdgassektor mitfinanziert werden wird. Schon nach den Wasserstoffstrategien einerseits der Bundesregierung wie auch der EU-Kommission soll es im Laufe der weiteren Dekarbonisierung tunlichst sämtlicher Lebensbereiche darum gehen, gerade auch den Hauswärme- und -kältebereich wie im übrigen den

Energiesystem, ET 2021, Heft 1/2, S. 38 ff.; danach werden etwa 2050 „über 90 %“ des H₂-Transportnetzes auf umgestellten Gasleitungen beruhen und werden die höchsten Leitungskapazitäten in Zentraleuropa – namentlich im Dreieck aus Deutschland, den Niederlanden und Belgien – verortet.

⁹⁷ Näher: *Held/Straßer* (Fn. 31), S. 15.

Verkehrssektor sukzessive und zumindest partiell auf Wasserstoff (etwa mittels „rollouts“ von stationären wie mobilen Brennstoffzellen) umzustellen. Infolgedessen wird der Neu- und Ausbau von Wasserstoffnetzen *à la longue* gerade auch der Masse bisheriger inländischer Erdgasnutzer zugutekommen – was für sich genommen und im Interesse eines integrierten, d.h. ganzheitlich klimaverträglichen Energiesystems für eine dann auch „verursachungsgerechte“ Verteilung der Netzkosten auf Wasserstoff- wie auf Erdgaskunden spricht.

4. Ergebnis zu II.

Nach eingehender Prüfung bleibt festzuhalten: Das Verdikt unzulässiger Quersubventionierung in Art. 7 S. 2 lit. c) NC TAR bildet kein unüberwindbares Hindernis bezüglich der Bildung gemeinsamer Netzentgelte für Erdgas- und Wasserstoffnetze eines Gasnetzbetreibers. Mehr als ein absolutes Verbot postuliert die Vorschrift, schon weil neben „unzulässigen“ eben auch zulässige Quersubventionen möglich sind, ein nur relatives Gebot zur Herstellung einer lediglich angemessenen (anstelle höchstmöglicher) Kostenverursachungsgerechtigkeit in Bezug auf unterschiedliche Netznutzer. Relativierungen folgen ansonsten aus dem Wortlaut wie aus der Systematik des NC TAR, ferner aus dem gaswirtschaftlich einheitlich zu betrachtendem Verbund aus Erdgas- und Wasserstofftransport sowie aus der gebotenen Abwägung mit sonstigen Prämissen der Netzentgeltbemessung, darunter die Versorgungssicherheit und die Innovationsfähigkeit im Gesamtnetz. Letztlich verfügen die Mitgliedstaaten und deren Regulierungsbehörden bei der Wahl der Referenzpreismethode über beachtliche Einschätzungs- und Gestaltungsspielräume. Dies zeigt sich etwa auch in der bisherigen Entgeltbemessung für bloße „Beimischungen“ von Wasserstoff in fortbetriebenen Erdgasleitungen, deren Mehrkosten – bislang beanstandungslos – von den Erdgaskunden des Netzes „quersubventioniert“ werden.

In punkto Kostenverursachungsgerechtigkeit und zugunsten einer (zulässigen) Mischkalkulation für kombinierte CH₄-/H₂-Netze ist ferner zu berücksichtigen, dass im Zuge voranschreitender Dekarbonisierung die Nachfrage nach Erdgas abnehmen wird und dies, gemeinsam mit voraussichtlich ebenso zunehmenden Belastungen auch für CO₂-Emissionen, zu erheblichen Mehrbelastungen auf Seiten der verbleibenden Erdgaskunden führen wird. Und zur möglichen Quersubventionierung reiner H₂-Netze durch EU-ausländische Nutzer deutscher Gasinfrastruktur weist die Entwicklung der neueren EU-Energie- und Klimaschutzpolitik deutlich in die Richtung, dass jene Nutzer auf kurz oder lang vom Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in einem grenzüberschreitenden Binnenmarkt gerade

auch für Wasserstoff profitieren werden – und (spätestens) dann auch zur Mitfinanzierung derselben herangezogen werden (müssen).

D. FAZIT

(1) Das Rechtsgutachten ergeht vor dem Hintergrund des vom Bundeskabinett beschlossenen Entwurfs zu einer Reform des Energiewirtschaftsrechts (Stand: 10.02.2021), mit der u.a. ein eigenes Regulierungsregime für reine Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geschaffen werden soll. Angedacht sind dabei getrennte Netzentgelte für Wasserstoffnetze, auch wenn diese von bisherigen Erdgasnetzbetreibern errichtet und betrieben werden. Eine gemeinsame Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur durch die Nutzer sowohl von Erdgas- wie von H₂-Netzen schließt die Bundesregierung aus EU-rechtlichen Gründen aus. Namentlich verstießen gemeinsame Netzentgelte gegen das Verdict „unzulässiger Quersubventionierung“ gemäß Art. 7 Satz 2 lit. c) des Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (nachfolgend: NC TAR). Fernleitungsnetzentgelte dürften nur die Kosten für den Transport von Erdgas widerspiegeln, nicht auch für den Transport von Wasserstoff. Zu untersuchen war, ob diese Rechtsauffassung zutrifft.

(2) Bereits die grundlegende Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt weist in die Richtung gemeinsamer Entgelte für Erdgas- und Wasserstoffnetze in der Hand (nur) eines Netzbetreibers. Insbesondere fällt energetisch genutzter Wasserstoff und fallen damit auch Wasserstoffnetze in den Anwendungsbereich schon des bestehenden Erdgasbinnenmarktrechts der EU. Dies folgt aus Art. 1 Abs. 2 Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie, wonach deren Vorschriften für Erdgas auch für „Gas aus Biomasse oder anderen Gasarten“ gelten. Auch die weitere Voraussetzung, dass es technisch lediglich „möglich“ sein muss, die betreffenden Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren, ist erfüllt, zumal wenn Wasserstoffnetze aus bestehenden Erdgasinfrastrukturen heraus entwickelt oder an diese angebunden werden. Die Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie betrachtet *alle* Gasnetze in der Hand eines Netzbetreibers sodann als gaswirtschaftlich einheitliche Leistung. Deshalb sind grundsätzlich auch einheitliche bzw. gemeinsame Entgelte für diese Netze zu bilden.

(3) Für die Einbeziehung von Wasserstoff in das (gesamte) Erdgasbinnenmarktrecht der EU sprechen, neben deutlichen Stellungnahmen der EU-Kommission, auch diverse

neue, nunmehr auch „Gas aus erneuerbaren Quellen wie Wasserstoff“ betreffende Vorgaben in der unlängst überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 („RED II“).

(4) Der NC TAR steht der Bildung gemeinsamer Netzentgelte nicht unbedingt im Wege. Sein Art. 7 S. 2 Buchst. c) enthält keineswegs ein absolutes Verbot, schon weil es neben „unzulässigen“ auch „zulässige“ Quersubventionen geben muss. Letztlich besteht ein beachtlicher Einschätzungsspielraum der nationalen Regulierungsbehörden bei der konkreten Gestaltung von Entgeltsystemen für Erdgas- und Wasserstoffnetze. Dabei sind neben dem Diskriminierungsverbot (keine „unzulässige Quersubventionierung“) auch andere und z.T. konfligierende Postulate des Erdgasbinnenmarkts, etwa in punkto Versorgungssicherheit sowie Förderung von Innovation und Investition, abzuwägen.

(5) Gegen eine unzulässige Quersubventionierung deutscher Wasserstoffnetze gerade durch EU-ausländische Erdgasnetzkunden spricht zusätzlich, dass auch diese Netznutzer vom Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur profitieren werden. So zielt die neuere EU-Energie- und Klimaschutzpolitik (European Green Deal, EU-Wasserstoffstrategie u.a.) auf einen grenzüberschreitenden Handel gerade auch mit Wasserstoff und ebenso auf die Schaffung paneuropäischer H₂-Transportinfrastrukturen ab. Netz- und Transitkunden deutscher FNB dürften damit zunehmend im Handel mit und in der Verteilung auch von Wasserstoff tätig werden. Je mehr dies der Fall ist, desto eher werden Überlegungen über getrennte Netzentgelte obsolet bzw. werden EU-ausländische Netznutzer zur Mitfinanzierung auch von deutschen Wasserstoffleitungsinfrastrukturen herangezogen werden (müssen).