



Auf dem Weg in das neue Zeitalter der Gasnetze

Überlegungen für eine Regulierung der
zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur
in Europa

MAI 2020

Inhalt

1. Zielsetzung: Weiterentwicklung der Erdgaswirtschaft	3
2. Erweiterung des Regulierungsrahmens im Überblick	5
Öffnung des EU-rechtlichen Rahmens	5
Anpassungsbedarf im nationalen Recht	6
Zukunftsgerechte Entwicklung der nachgelagerten Verteilernetze	6
Finanzierung einer Wasserstoff-Infrastruktur	7
3. EU-rechtlicher Regulierungsrahmen und Prinzipien	8
Integration neuer (Wasserstoff-)Netze in regulierten Netzbetrieb	8
Begriff des Wasserstoffs im EU-rechtlichen Regulierungsrahmen	8
Entflechtung und Marktzutritt	9
Bedarfsgerechter Netzausbau und Netzentwicklungsplanung	11
Bedarfsgerechter Netzausbau und Netzentwicklungsplanung	11
Die eigenverantwortliche Rolle der Verteilernetze	12
Netzausbau und Netzentwicklungsplanung von Wasserstoffnetzen	13
Netzzugang	14
Netzzugang für Jedermann	14
Entry-/Exit-System und gleichwertige Vertragsbedingungen	15
Tarifgestaltung zur Finanzierung der Wasserstoff-Infrastruktur	16
Regulatorische Aspekte der Dekarbonisierung	17
Einspeisevorrang	17
Herkunftsnachweise (Zertifizierung)	18
Schutz von Endkunden	18
Zusammenfassung und Lösungsvorschlag	19

Zielsetzung: Weiterentwicklung der Erdgaswirtschaft



Im Zuge der Dekarbonisierung der Energiewirtschaft bzw. zur Umsetzung der Klimaziele für 2050 brauchen die privaten, gewerblichen und industriellen Verbraucher in ganz Europa ein zuverlässiges, effizientes und bezahlbares Energiesystem. Insbesondere Wasserstoff wird eine bedeutende Rolle bei der Deckung zukünftigen Energiebedarfs und der Verwirklichung einer effizienten Energie-wende spielen.

Zentraler Baustein ist dabei die Transformation der Gaswirtschaft. In einer Übergangszeit wird Erdgas ein wichtiger Energieträger in Europa bleiben. Sein Einsatz kann z.B. in hocheffizienten Blockheizkraftwerken CO₂-Minderungseffekte gegenüber z.B. der Kohleverstromung bewirken. Langfristig muss aber der Gassektor so weiter entwickelt werden, dass die Verwendung von CO₂-emittierendem Erdgas durch Wasserstoff- und Biogase ersetzt wird.

Die grüne molekulare Energieversorgung der Zukunft ist eine notwendige Ergänzung der grünen elektrischen Energieversorgung und die derzeitige Erdgasnetzinfrastruktur ist ein wertvolles und unverzichtbares Asset auch für die grüne Energieversorgung der Zukunft, gleichermaßen wie dies auch die Stromnetze sind. Die Kontinuität des Gasnetzbetriebes im Übergang von fossiler Erdgaswirtschaft zur Wasserstoffwirtschaft als reguliertem Netzbetrieb erfordert ein Umdenken bei den politischen Entscheidungsträgern und Regulierungsbehörden, um die erforderlichen Investitions- und Finanzierungsstrukturen zu schaffen. In diesem Beitrag untersuchen wir die regulatorischen Möglichkeiten, die das Potential der Wasserstoffnetze freisetzen können.

Der **europäische Green Deal** vom 11.12. 2019 identifiziert eine Reihe von Maßnahmen, die tiefgreifende Veränderungen bewirken, hierzu gehört insbesondere die „*Versorgung mit sauberer, erschwinglicher und sicherer Energie*“.¹ Nach dessen Ziffer 2.1.2 bedarf es dafür der Einführung innovativer Technologien und Infrastrukturen. Namentlich werden *Wasserstoffnetze* benannt, die es somit europaweit zu entwickeln gilt. Dazu fordert die Europäische Kommission ausdrücklich, dass *vorhandene* Infrastrukturen und Vermögenswerte modernisiert werden, damit sie weiterhin ihren Zweck erfüllen und klimaresilient sind (siehe der europäische Grüne Deal, a.a.O.).

Der heute bestehende Erdgassektor zeichnet sich durch ein Verbundnetz aus Leitungen aus, die nahezu alle Länder der Gemeinschaft miteinander verbinden. Über Fern- und Verteilernetze wird Erdgas von den Aufkommensquellen im In- und Ausland bis zu den Letztverbrauchern transportiert, ein erheblicher Anteil des Erdgases kommt dabei aus außereuropäischen Quellen. Dieses einzigartige Netz ist seit den 60er-Jahren historisch gewachsen und stellt volkswirtschaftlich einen beträchtlichen Wert dar, der nicht ohne Not gefährdet werden sollte. Deshalb müssen diese Gasnetze im Sinne einer Transformation auf eine neue Aufgabe vorbereitet werden: *Den Transport sauberer Gase*.

Eine wichtige Rolle spielt hier der Wasserstoff, diskutiert wird z.B. aber auch Ammoniak oder nicht auf Erdgasqualität konditioniertes Biogas. Anhand von Wasserstoff sollen die möglichen Migrationspfade einer Transformation der Erdgas-Infrastruktur aufgezeigt werden:

¹ https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf

1. Grundsätzlich kann Wasserstoff dem transportierten Erdgas *beigemischt* werden; jedenfalls ab einer bestimmten Konzentration müssten bestehende Netze dazu aber ertüchtigt werden. Da die Erdgasnetze zugleich fortlaufend instand gehalten werden müssen, bietet sich eine vorausschauende Ertüchtigung („H₂-Readiness“) an.
2. Für bestimmte Anwendungen sind Netze erforderlich, die nur Wasserstoff transportieren und verteilen. Diese Netze sind zum Teil neu zu errichten und zum Teil durch die Modifikation bestehender Erdgasnetze zu gewinnen. Dazu müssen Netzteile umgewidmet werden und sodann ausschließlich Wasserstoff transportieren.

Die bestehende Erdgas-Infrastruktur ist vielen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union zu großen Teilen abgeschrieben und könnte zum Buchwert in neue Wasserstoffnetze eingebracht werden. Dazu ist eine Weiterentwicklung der heutigen Erdgasnetzbetreiber zu „*Kombinetzbetreibern*“ erforderlich; diese können sowohl Mischgas- als auch reine Wasserstoffnetze betreiben. Dieses Modell weist entscheidende betriebliche und volkswirtschaftliche Vorteile auf.

3. Schließlich bedarf es einer bedarfsgerechten Weiterentwicklung des Fernleitungsnetzes, das sich den ändernden Bedürfnissen der Verbraucher anpassen muss. Durch die Veränderung der Aufkommensquellen und möglicherweise Verlagerung von Verbrauchszentren sind ein umfanglicher Neubau sowie die Umwidmung von Transportnetzen für Wasserstoff zu erwarten.

Erdgasnetzbetreiber werden zukünftig erneuerbare Gase transportieren. Regulierte „*Kombinetzbetreiber*“ sind für eine Transformation somit zwingend.

Neue und umgewidmete Infrastruktur, siehe Punkte 2 und 3, werden vor allem sortenreine Wasserstoffnetze sein (überwiegend überörtliche Transportnetze), da angesichts der Dekarbonisierung ein steigender Bedarf der Industrie an reinem Wasserstoff in der stofflichen sowie energetischen Nutzung zu erwarten ist. Sofern durch diese auch bestehende Verteilernetze erreicht werden, bietet sich eine Beimischung am Netzkopplungspunkt an, siehe Punkt 1.

Zur Klarstellung: Nach 2050 wird für Erdgas keine Verwendung mehr bestehen. Die heutigen Netzbetreiber wird es weiterhin geben sowie auch Gasverteiler- und Fernleitungsnetze, aber unter einem neuen Vorzeichen. Sie werden nicht mehr Erdgas, sondern grüne Gase transportieren.

Mit vorstehender Zielstellung ist die heutige Regulierung des Erdgassektors nicht kompatibel; tatsächlich kann diese einer Dekarbonisierung sogar entgegenstehen. Der geltende Rechtsrahmen auf europäischer wie nationaler Ebene muss deshalb auf die neue(n) Aufgabe(n) vorbereitet werden. Dazu will dieses Papier einen Denkanstoß geben.

Erweiterung des Regulierungsrahmens im Überblick



Zur Erreichung vorstehender Zielsetzung ist die *gleichrangige* Integration klimaneutraler Gase in das bestehende Regulierungssystem für Erdgasnetze erforderlich. Bezweckte die Regulierung der Energieinfrastruktur bislang vorwiegend die Liberalisierung der Märkte, ist dieselbe nunmehr notwendig, um der historischen Aufgabe hin zu einer klimaneutralen Gesellschaft gerecht zu werden. Nur ein einheitliches Regelungsregime ermöglicht eine Transformation der bestehenden Gastransport-Infrastruktur, sodass diese weiterhin ihren Zweck erfüllen kann und zugleich klimaresilient wird.

Im Kern muss jedenfalls *Wasserstoff neben Erdgas*² in allen europäischen Richtlinien und gesetzlichen Bestimmungen benannt werden (soweit es einer Festlegung auf eine konkrete Gasart bedarf). Übergeordneten Normen, die Grundlage und Rahmen anstehender Ermessensentscheidungen sind, können sodann durch gassortenspezifische Regelungen – wie heute bereits in vielfältiger Form für Erdgasnetze – in nachgelagerten Verordnungen, Festlegungen und Network Codes begleitet werden, um gegenwärtige Regulierungsbedürfnisse umsetzen.

Öffnung des EU-rechtlichen Rahmens

Um das Ziel eines einheitlichen gassortenübergreifenden Europäischen Binnenmarkts zu erreichen, müssen die Wertschöpfungsmöglichkeiten der bestehenden Erdgas-Infrastruktur genutzt werden. Dies setzt allerdings voraus, dass die EU-rechtlich Vorschriften dem Erdgasnetzbetreiber auch die Mitwirkung beim Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur erlauben. Dem wird der aktuelle EU-rechtliche Regulierungsrahmen nur teilweise gerecht.

Die maßgeblichen Vorschriften für den Netzbetrieb sind in der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 (**GasRL 2009**) zu finden. Allerdings beziehen sich diese Vorschriften nur auf **Erdgasnetze**. Dies vermag zwar für Mischgasnetze, bei denen Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist wird, noch kein Problem sein, weil für diese nach Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 die Vorschriften der GasRL 2009 entsprechend gelten.

Etwas anderes gilt jedoch bei reinen Wasserstoffnetzen. Der Betrieb von Wasserstoffnetzen als solche (z.B. der Betrieb eines unregulierten Wasserstoffnetzes neben einem regulierten Erdgasnetz innerhalb einer Gesellschaft) wird unionsrechtlich zwar nicht ausdrücklich verboten. Nichtsdestotrotz wird der Aufbau reiner Wasserstoffnetze *praktisch begrenzt*, weil der aktuelle Regulierungsrahmen weder einen solche Netzausbau noch dessen Finanzierung mittels Gasnetzentgelten zulässt. Insofern ist die rechtlich gesonderte Behandlung der Erdgasnetze der notwendigen Transformation des Erdgasnetzbetreibers nicht zuträglich.

Demzufolge ist die GasRL 2009 als grundlegende Vorschrift im europäischen Recht *anzupassen*. Die ausdrückliche Bezugnahme auf Erdgas sollte entfallen und dieses stattdessen nur mehr als Regelbeispiel neben Wasserstoff aufführen. Eine ge-

² Bereits heute ist eine Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze als Zusatzgas möglich, allerdings nur in den Grenzen der technischen Sicherheit bzw. der technischen Spezifikation („Off-spec“).

meinsame europäische Entwicklung wird am Ende auch zu einem gemeinsamen Binnenmarkt für Wasserstoff führen. In der Folge müssten zudem die nachgelagerten Rechtsvorschriften ausdrücklich auf Erdgas beschränkt werden (für diese besteht weiterhin Bedarf, solange eben auch noch ein europäischer Binnenmarkt für Erdgas existiert).

Im nachfolgenden Kapitel wird herausgearbeitet, welche EU-rechtlichen Vorschriften und Prinzipien für die Regulierung im Gassektor gelten. Anschließend wird untersucht, inwieweit diese die Integration von Wasserstoffnetzen hemmen und welche Änderungen oder Maßnahmen erforderlich sein könnten, um diese Hemmnisse zu überwinden.

Anpassungsbedarf im nationalen Recht

Die zuvor dargestellten notwendigen Änderungen im Europäischen Recht stellen lediglich die grundlegenden Bedingungen für einen gastypübergreifenden integrierten Binnenmarkt dar.

Nach Art. 194 (2) des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) berühren energiepolitische Maßnahmen der Europäischen Union allerdings „nicht das Recht eines Mitgliedstaats, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen“.

Damit obliegt auch die konkrete Ausgestaltung der Regulierung alternativer Netze den nationalen Regulierungen, die sich abhängig von den spezifischen nationalen Märkten und Energiepolitiken deutlich unterscheiden können.

Nichtdestotrotz lassen sich einige Prinzipien nationaler Regulierung ableiten, die angepasst werden müssen, um dem Ziel eines dekarbonisierten Gasbinnenmarktes gerecht zu werden. Diese werden hier anhand des europarechtlichen Rahmens nur exemplarisch dargestellt.

Zukunftsgerechte Entwicklung der nachgelagerten Verteilernetze

Die zukünftige Bedeutung von Wasserstoff und weiteren CO₂-freien Gasen für die Verteilernetze ist zum heutigen Zeitpunkt noch nicht absehbar. Insoweit lassen sich Szenarien prognostizieren, die von reinen Wasserstoffverteilsnetzen, über Biogasnetze bis hin zum gänzlichen Rückbau der Verteilernetze für Erdgas reichen. Für die tatsächliche Entwicklung der Verteilernetze werden vor allem der technologische Fortschritt der Anwendungsmöglichkeiten für Wasserstoff sowie die individuelle Situation vor Ort maßgeblich sein.

Die heutigen Verteilernetzbetreiber können die möglichen Entwicklungsmöglichkeiten aufgrund ihrer langjährigen Erfahrung am besten bewerten, jedoch sind sie in ihrem Entscheidungsspielraum eingeschränkt, da *de lege lata* regulatorische Beschränkungen sowohl für Investitionen in alterna-

tive Gasinfrastrukturen als auch für den Rückbau der Erdgas-Infrastruktur bestehen. Daher muss der Planungsrahmen *auch für Verteilernetzbetreiber* beginnend im EU-Recht geöffnet werden, um eine rechtzeitige zukunftsgerechte Planung auch in den Verteilernetzen zu ermöglichen.

Darüber hinaus sollten Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber durch den nationale Regelungsrahmen ermutigt werden, innovative Aktivitäten zu unternehmen, die die Dekarbonisierung des Gassektors unterstützen. Dazu sollten auch Aktivitäten gehören, die nicht im Rahmen herkömmlicher Regulierungsmechanismen finanziert werden können, wie z.B. das Testen neuer Netzanlagen für den Transport von Wasserstoff und die Entwicklung von Managementprozessen für gemischte und dedizierte Wasserstoffnetze.

Finanzierung einer Wasserstoff-Infrastruktur

Soweit *de lege ferenda* für Erdgasnetzbetreiber der Ausbau eines Wasserstoffnetzes unter dem Blickwinkel der Bedarfsgerechtigkeit ermöglicht wird, stellt sich die Frage der Finanzierung. Hierbei handelt es sich um spezifische Transformationskosten. Einerseits könnten „Kombinetsbetreiber“ ihre bestehenden Erdgas-Assets einbringen, z.B. bei Umwidmung bestehender Netzteile. Andererseits müssen aber gerade auch neue Wasserstoffnetze errichtet werden.

Die Finanzierung des Aufbaus der Wasserstoff-Infrastruktur sollte aus den **laufenden Einnahmen aus der Erdgas-Infrastruktur** erfolgen. Hierdurch werden erhebliche Investitionen möglich, die durch Ersparnisse bei der Integration teilabgeschriebener Erdgasleitungen in neue Netze sowie negative Abschreibungseffekte, die durch eine Weiterverwendung der Erdgas-Infrastruktur erzielt werden, gegenfinanziert werden. Überschlägig ist in einem „Kombinets“ deshalb **kein wesentlicher Anstieg der heutigen Tarife bzw. Netzentgelte** zu erwarten; tatsächlich entstehen sogar Vorteile gegenüber einer endlichen Erdgasinfrastruktur, die im Sinne des europäischen Grünen Deals in die Transformation des Gassektors – d.h. den Aufbau von Wasserstoffnetzen – eingebracht werden können.

Eine wirtschaftliche Analyse³ zum Finanzierungspotential aus den Erdgasnetzen in Deutschland heraus ergab, dass **ca. 11 Mrd. Euro in Wasserstoffnetze im Zeitraum von 2021 bis 2050** (Ø € 368 Mio. p. a.) bei Beibehaltung des Kostenniveaus im Status Quo, d.h. gleichbleibende Netzentgelten, investiert werden könnten. Werden zugleich Sonderabschreibungen der Erdgasnetzbetreiber vermieden, weil diese als Kombinetzbetreiber auch nach 2050 weiterbestehen können, erhöht sich der mögliche Investitionsrahmen sogar auf **ca. 16 Mrd. Euro im genannten Zeitraum**.

Vereinfacht ergibt dies bei einem Betrachtungszeitraum von 30 Jahren nur **für Deutschland** bei gleichmäßiger Verteilung eine jährliche Investition

i. H. v. 534 Mio. Euro für die Transformation zu klimaresilienten Gasnetzen – ohne staatliche Subventionen.

Es kann eine solche Betrachtung für Deutschland nicht einfach 1:1 auf die Situation in der gesamten EU übertragen werden. Es sind länderspezifische Unterschiede in der Gasnetzinfrastuktur einerseits, sowie in der Regulierung andererseits, zu berücksichtigen. Gleichwohl wird die These aufgestellt, dass die grundsätzliche Aussage für die Länder der europäischen Union insgesamt gilt und damit durch die vorgeschlagene Regulierung die Finanzierung der Wasserstoffnetzwirtschaft europaweit möglich wird. Einzelheiten hierzu sind zu untersuchen und entsprechende Regelungen auszugestalten.

Es wird davon ausgegangen, dass Alternativen wie eine separate Entwicklung weiterer Gasverbundnetze volkswirtschaftlich nicht sinnvoll sind. Denn einerseits wird auch zukünftig gasförmige Energie transportiert werden, sodass Investitionen in Gasnetze unumgänglich werden. Andererseits müssten ohne eine Integration von Wasserstoff und weiteren gasförmigen Energieträgern in den Erdgassektor Doppelstrukturen geschaffen werden. Letztlich würde damit anstelle der geforderten Transformation zu einer klimaresilienten Wirtschaft⁴ das bestehende Verbundnetz mit dem Fortschreiten der Energiewende planwidrig entwertet.

Schließlich sind keine alternativen Vorschläge eines Markthochlaufs für Wasserstoff ersichtlich, die eine klimaneutrale Gaswirtschaft im Jahr 2050 erreichen könnten. Denn die andernfalls erforderliche europaweite, neu zu errichtende Infrastruktur ist nicht aus dem Stand zu betreiben. Soweit die Herstellung, der Transport und die (stoffliche) Verwendung von Wasserstoff zusammengebracht werden muss, ist der vorliegende Vorschlag die einzige bekannte Möglichkeit, dem „Henne-Ei“-Problem wirkungsvoll zu begegnen.

³ BBH Corporate Finance, Berlin, April 2020.

⁴ Europäischer grüner Deal, siehe oben.

EU-rechtlicher Regulierungsrahmen und Prinzipien



Nachfolgend wird untersucht, welche Maßnahmen notwendig werden, um eingangs erörterte Erwägungen im europäischen Recht umzusetzen.

Integration neuer (Wasserstoff-)Netze in regulierten Netzbetrieb

BEGRIFF DES WASSERSTOFFS IM EU-RECHTLICHEN REGULIERUNGSRAHMEN

Die grundlegende Vorschrift für die Regulierung des Gasbinnenmarkts ist die GasRL 2009. Die darin enthaltenen Regelungen sind allerdings nur für **Erdgas** bestimmt. Gemäß Art. 1 Abs. 1 GasRL 2009 regelt sie die Fernleitung, Verteilung, Lieferung und Speicherung von Erdgas, die Organisation und Funktionsweise des Erdgassektors, den Marktzugang, die Kriterien und Verfahren für Genehmigungen sowie den Betrieb der Netze.

Gemäß Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 gelten die mit dieser Richtlinie erlassenen Vorschriften für Erdgas auch in nichtdiskriminierender Weise für Biogas und Gas aus Biomasse oder anderen Gasarten, soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren. Somit werden sonstige Gase wie z. B. Wasserstoff *de lege lata* nur lediglich mitgeregelt, sofern diese in ein Erdgasnetz eingespeist werden. Hierdurch ergeben sich sowohl bei der Beimischung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz als auch beim Betrieb von reinen Wasserstoff Probleme:

Wird im Falle der Beimischung Mengen von Wasserstoff dergestalt eingespeist, dass der Anteil von Wasserstoff den von Erdgas überwiegt (> 50 %), ist fraglich, ob überhaupt noch von einer Einspeisung in ein *Erdgasnetz* im Sinne des Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 gesprochen werden kann und diese Fälle vom Regulierungsrahmen der GasRL 2009 umfasst sind.

Im Hinblick darauf, dass nach Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 die Regelungen dieser Richtlinie für sonstige Gase nur dann gelten, wenn sie in ein Erdgasnetz eingespeist werden, folgt zugleich, dass der sachliche Anwendungsbereich der GasRL 2009 *nicht für den Betrieb eines reinen Wasserstoffnetzes* eröffnet ist. Oder mit anderen Worten: Der Betrieb eines reinen Wasserstoffnetzes ist auf EU-rechtlicher Ebene derzeit *unreguliert*.

Ob und inwieweit der *Status Quo* den Betrieb und Ausbau eines Wasserstoffnetzes durch den Erdgasnetzbetreiber hemmt und welche Maßnahmen zur Überwindung von im Raum stehenden Hemmnissen notwendig sind, wird im Folgenden untersucht.

ENTFLECHTUNG UND MARKTZUTRITT

Aus der Perspektive der Betreiber von Erdgasnetzen stellt sich zunächst die Frage, ob und inwieweit unionsrechtliche Vorschriften dem Betrieb von Wasserstoffnetzen als solches entgegenstehen. Diesbezüglich sind die EU-rechtlichen Vorschriften über die Entflechtung und den Marktzutritt zu betrachten.

ENTFLECHTUNG – TRENNUNG DES BETRIEBS VON WASSERSTOFFNETZEN NOTWENDIG?

Mit der Entflechtung soll die Unabhängigkeit des Fernleitungs- und Verteilernetzbetriebs von den Tätigkeiten der Energieerzeugung und -belieferung sichergestellt werden, wodurch ein nichtdiskriminierender und transparenter Netzzugang zu angemessenen Preisen gewährleistet werden soll sowie um dem europäischen Ziel eines einheitlichen Energiebinnenmarkts näher zu kommen. Das Entflechtungsgebot geht sogar so weit, dass sie auch andere Sparten umfasst. Danach muss ein Betreiber von Erdgasnetzen auch den von ihm unmittelbar oder mittelbar ausgeübten Vertrieb von Strom entflechten.

Adressaten der Entflechtung sind insbesondere sog. vertikal integrierte Unternehmen. Darunter fallen gemäß Art. 2 Ziffer 20 GasRL 2009 Erdgasunternehmen oder eine Gruppe von Unternehmen, in der und dieselben Personen berechtigt sind, direkt oder indirekt Kontrolle auszuüben, wobei das betreffende Unternehmen bzw. die betreffende Gruppe von Unternehmen mindestens eine der Funktionen Fernleitung, Verteilung, LNG oder Speicherung und mindestens eine der Funktionen Gewinnung oder Lieferung von Erdgas wahrnimmt. Aufgrund der allgemeinen Formulierung sind sowohl Fernleitungsnetzbetreiber als auch Verteilernetzbetreiber erfasst. Soweit ein Erdgasunterneh-

men zur Entflechtung verpflichtet ist, sieht die GasRL 2009 verschiedene Entflechtungsmodelle auf der Fernleitungsnetzebene⁵ sowie auf der Verteilernetzebene⁶ vor. Unter anderem muss ein Erdgasunternehmen eine informatorische Entflechtung gemäß Art. 16 GasRL 2009 (Fernleitungsnetzbetreiber) bzw. Art. 27 GasRL 2009 (Verteilernetzbetreiber) vornehmen. Danach ist es verpflichtet, die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen es bei der Ausübung seiner Geschäftstätigkeit Kenntnis erlangt, zu wahren sowie zu verhindern, dass Informationen über seine eigenen Tätigkeit, die wirtschaftliche Vorteile bringen können, in diskriminierender Weise offen gelegt werden.⁷ Zudem dürfen sie wirtschaftliche sensible Informationen, die sie von Dritten im Zusammenhang mit der Gewährung des Netzzugangs oder bei Verhandlungen hierüber erhalten, beim Verkauf oder Erwerb von Erdgas durch verbundene Unternehmen nicht missbrauchen.⁸

Dem Betrieb von Wasserstoffnetzen durch Erdgasnetzbetreiber stehen die oben genannten Vorschriften über die Entflechtung nicht entgegen. Neben rechtlichen Grenzen, ergeben sich allerdings praktische Einschränkungen. Dies gilt zum einen für den Fall, dass der Erdgasnetzbetreiber ein Wasserstoffnetz zum Zwecke der Beimischung betreibt. Zum anderen gilt dies auch für die Fälle, in denen er parallel zu seinem Erdgasnetz als „Kombinetzbetreiber“ ein reines Wasserstoffnetz betreibt oder als „solitärer Wasserstoffnetzbetreiber“ sein bestehendes Erdgasnetz vollständig in ein reines Wasserstoffnetz umwidmet. Denn in diesen Fällen wird der Erdgasnetzbetreiber innerhalb des **Gasbereichs** auf der **Netzbetriebsseite** tätig, sodass dieser weder als vertikal integriertes Unternehmen (Art. 2 Ziffer 20 GasRL 2009) noch als horizontal integriertes Unternehmen (Art. 21 Ziffer 21 GasRL 2009) eingeordnet werden kann.

⁵ Auf der Fernleitungsnetzebene sieht die GasRL 2009 das Ownership Unbundling (Art. 9 GasRL 2009), das ISO-Modell (Art. 14 GasRL 2009) sowie das ITO-Modell (Kap. IV GasRL 2009) vor.

⁶ Auf der Verteilernetzebene ist die Entflechtung in Art. 26, 27 GasRL 2009 geregelt.

⁷ Art. 16 Abs. 1, 27 Abs. 1 GasRL 2009.

⁸ Art. 16 Abs. 2, 27 Abs. 2 GasRL 2009.

Darüber hinaus müssen die politischen Entscheidungsträger und Regulierungsbehörden prüfen, ob die Marktakteure neue Möglichkeiten benötigen, um den Übergang von Erdgas- zu Wasserstoffnetzen zu bewältigen. Zum Beispiel können rechtliche Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Wasserstoffproduktion und -speicherung Aktivitäten von Verteilnetzbetreibern außerhalb der derzeitigen Entflechtungsprinzipien erfordern.

Betrieb von Wasserstoffnetze zum Zwecke der Beimischung

Soweit Erdgasnetzbetreiber ein Wasserstoffnetz aus dem Grund betreiben, um Wasserstoff in ihr bestehendes Erdgasnetz einzuspeisen, greift Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009, wonach die Vorschriften der GasRL entsprechend gelten. Hieraus folgt, dass der Betrieb solcher Wasserstoffnetze rechtlich als Betrieb von Erdgasnetze qualifiziert wird. Soweit ein Erdgasnetzbetreiber ein Wasserstoffnetz zum Zwecke der Beimischung betreibt, *betreibt* er demzufolge durch die gesetzliche Anordnung in Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 ebenso ein „Erdgasnetz“, sodass eine Pflicht zur Entflechtung von vornherein nicht bestehen kann.

Transformation zu einem „Kombinnetzbetreiber“

Beabsichtigt der Erdgasnetzbetreiber als „Kombinnetzbetreiber“, parallel zu seinem bestehenden Erdgasnetz ein reines Wasserstoffnetz zu betreiben, werden diese *de lege lata* vom Regulierungsrahmen der GasRL 2009 nicht umfasst (siehe oben). Deshalb kann ein parallel betriebenes reines Wasserstoffnetz zwar nicht über Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 rechtlich als „Erdgasnetz“ qualifiziert werden. Nichtsdestotrotz ist auch der parallele Betrieb eines unregulierten Gasnetzes wie z. B. der eines reinen Wasserstoffnetzes letztendlich der Sparte Gas zuzuordnen. Anders als bei Strom ist der Betrieb von Wasserstoffnetzen somit nicht als eine zu entflechtende andere Sparte einzuordnen. Somit muss der Betrieb eines parallelen reinen Wasserstoffnetzes nicht vom Betrieb des Erdgasnetzes entflochten werden.

Transformation zu einem „solitären Wasserstoffnetzbetreiber“

Beabsichtigt der Erdgasnetzbetreiber als „solitärer Wasserstoffnetzbetreiber“, sein bestehendes Erdgasnetz vollständig zum Zwecke des ausschließlichen Betriebs eines reinen Wasserstoffnetzes zu verwenden, ist eine entsprechende Umwidmung erforderlich. Die Umwidmung des Erdgasnetzes in ein reines Wasserstoffnetz führt zwar dazu, dass letztendlich ein Netz in der Sparte Gas betrieben wird. Insoweit gelten die Ausführungen zur Transformation zu einem „Kombinnetzbetreiber“ entsprechend.

Solch eine Umwidmung hat allerdings zugleich zur Folge, dass der Erdgasnetzbetreiber im Rahmen seiner Transformation zu einem „solitären Wasserstoffnetzbetreiber“, sein **Erdgasnetz aufgibt**. Daher steht die Frage im Raum, ob die Vorschriften über die Entflechtung die **Aufgabe des Erdgasnetzes** zum Zwecke des Betriebs von reinen Wasserstoffnetzen zulassen. Die Vorschriften über die Entflechtung bezwecken, dass der Betrieb eines Erdgasnetzes vom Vertrieb zu trennen ist (siehe oben). Daraus folgt allerdings zugleich, dass eine Entflechtung nur dann möglich ist, wenn überhaupt noch ein Erdgasnetz betrieben wird. Denn soweit der Betrieb eines Erdgasnetzes aufgegeben wird, kann und braucht dieses auch nicht (mehr) entflochten werden. Die mit der Umwidmung einhergehende vollständige Aufgabe des Erdgasnetzes ist somit jedenfalls keine Frage der Entflechtung.⁹

MARKTZUTRITT – GENEHMIGUNGSPFLICHT FÜR DEN BETRIEB VON WASSERSTOFFNETZEN?

Gemäß Art. 4 Abs. 1 GasRL 2009 ist für den Betrieb von Erdgasanlagen eine Genehmigung erforderlich. Zwar wird der Begriff der „Erdgasanlage“ in Art. 2 GasRL 2009 nicht definiert, allerdings ist dieser weit auszulegen und umfasst auch Fernleitungs- und Verteilernetze.¹⁰ Nach Art. 4 Abs. 2 GasRL 2009 legen die Mitgliedsstaaten objektive und nichtdiskriminierende Kriterien fest, die ein Unternehmen erfüllen muss, das den Betrieb von Erdgasnetzen

⁹ Die mit der Umwidmung einhergehende vollständige Aufgabe des Erdgasnetzes berührt vielmehr die Vorschriften über den bedarfsgerechten Netzausbau und dessen Planung, siehe Kap. III Ziffer 2.

¹⁰ Indes ordnet Art. 4 Abs. 4 GasRL 2009 Vorgaben hinsichtlich des Genehmigungsverfahrens für Verteilernetzen an.

beantragt. Insoweit stellt sich für Erdgasnetzbetreiber die Frage, ob und inwieweit der Betrieb eines Wasserstoffnetzes nach den oben genannten Kriterien **genehmigungspflichtig** ist.

Betreibt ein Erdgasnetzbetreiber ein Wasserstoffnetz zum Zwecke der Beimischung, wird über Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 das Wasserstoffnetz rechtlich als „Erdgasnetz“ qualifiziert. Unter der Prämisse, dass dem Erdgasnetzbetreiber für den Betrieb seines Erdgasnetzes bereits eine Genehmigung erteilt wurde, muss diese Genehmigung in der Konsequenz *auch* den Betrieb eines Wasserstoffnetzes im Sinne des Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 umfassen, das die Einspeisung von Wasserstoff in das *bereits genehmigte* Erdgasnetz bezweckt.

Etwas anderes gilt jedoch bezüglich des Betriebs eines reinen Wasserstoffnetzes, bei dem die Vor-

schriften in der GasRL 2009 nicht gelten. Insofern besteht mangels Regulierung auch **keine Genehmigungspflicht**. Dies gilt nicht nur für den Fall, dass der Erdgasnetzbetreiber als „Kombinetzbetreiber“ parallel zu seinem bestehenden Erdgasnetz ein reines Wasserstoffnetz betreibt, sondern auch für den Fall, dass er als „solitärer Wasserstoffnetzbetreiber“ sein bestehendes Erdgasnetz vollständig in ein reines Wasserstoffnetz umwidmet. Bei der Umwidmung werden die Regelungen über den Marktzutritt von vornherein nicht berührt, weil dort zwar der Betrieb eines Erdgasnetzes, aber nicht dessen Aufgabe unter einem Genehmigungsvorbehalt gestellt wird.¹¹

Hieraus folgt, dass die Regelungen über den Marktzutritt dem Betrieb eines Wasserstoffnetzes aus den oben genannten Gründen nicht entgegenstehen.

Bedarfsgerechter Netzausbau und Netzentwicklungsplanung

Zwar lassen die Vorschriften über die Entflechtung sowie über den Marktzugang dem Betrieb eines Wasserstoffnetzes als solches zu (siehe oben). Allerdings ist für dessen Betrieb der Aufbau einer entsprechenden Netzinfrastruktur erforderlich. Dies berührt insofern die unionsrechtlichen Regelungen über den Netzausbau¹² und dessen Netzentwicklungsplanung. Im Folgenden wird daher untersucht, ob und inwieweit diese Bestimmungen den Ausbau von Wasserstoffnetzen sowie die Netzentwicklungsplanung zulassen.

BEDARFSGERECHTER NETZAUSBAU UND NETZENTWICKLUNGSPLANUNG

BEDARFSGERECHTER NETZAUSBAU

Betreiber von Erdgasfernleitungsnetzen und Betreiber von Erdgasverteilernetzen sind nach Art. 13 Abs. 1 lit. a) GasRL 2009 bzw. nach Art. 25 Abs. 1 GasRL 2009 verpflichtet, auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, eine angemessene Nachfrage nach Transport und Verteilung von Erdgas zu befriedigen sowie unter wirtschaftlichen Bedingung und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes und der Energieeffizienz in ihrem Gebiet ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Netz auszubauen. Oder mit anderen Worten: Der Netzausbau muss *bedarfsgerecht* erfolgen.

NETZENTWICKLUNGSPLANUNG

Unionsrechtlich werden alle Betreiber von Erdgasfernleitungsnetzen verpflichtet, gemeinsam Netzentwicklungspläne zu erstellen. Dabei ist auf nationaler Ebene ein sog. nationaler zehnjähriger Netzentwicklungsplan (**NEP**) und auf der Ebene der Europäischen Union ein sog. gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan (**TYNDP**) zu erstellen.

Gemäß Art. 22 Abs. 1 GasRL 2009 sind alle Erdgasunternehmen, die im Hoheitsgebiet des Mitgliedsstaats Erdgasfernleitungsnetze betreiben, verpflichtet, der nationalen Regulierungsbehörde

¹¹ Die mit der Umwidmung einhergehende vollständige Aufgabe des Erdgasnetzes berührt vielmehr die Vorschriften über den bedarfsgerechten Netzausbau und dessen Planung, siehe Kap. III Ziffer 2.

¹² Mit Netzausbau ist sowohl der Ausbau eines bestehenden Netzes als auch der Aufbau eines neuen Netzes gemeint.

jedes Jahr nach der Konsultation aller einschlägigen Interessenträger einen NEP vorzulegen. Unter anderem muss der NEP wirksame Maßnahmen enthalten, um das Ziel der Angemessenheit des Netzes und der Versorgungssicherheit zu erreichen.

Nach Art. 8 Abs. 3 lit. b) der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates (**FerngasZVO 2009**) müssen alle Betreiber von Erdgasfernleitungsnutzen im Hoheitsgebiet aller Mitgliedsstaaten innerhalb des Verbands Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (**ENTSO (Gas)**) alle zwei Jahre einen *nicht bindenden* TYNDP verabschieden. Dieser beinhaltet insbesondere die Modellierung des integrierten Netzes, die Entwicklung von Szenarien und eine Bewertung der Belastbarkeit des Netzes.

Mit Hilfe des TYNDP soll die ENTSO (Gas) insbesondere die Vollendung und das Funktionieren des Erdgasbinnenmarkts sowie den grenzüberschreitenden Handel fördern und die optimale Verwaltung, den koordinierten Betrieb und die sachgerechte technische Weiterentwicklung des Erdgasfernleitungsnetzes gewährleisten (Art. 5 FerngasZVO 2009). Um diesen Vorgaben gerecht zu werden, ordnet der europäische Gesetzgeber daher die Vornahme von **Prognosen** sowohl für den NEP (Art. 22 Abs. 1 GasRL 2009) als auch für den TYNDP (Art. 8 Abs. 10 UAbs. 1 FerngasZVO 2009) an. Diese beziehen sich unter anderem auf künftige Investitionen in die Netzinfrastruktur¹³, den Bedürfnissen der Netznutzer¹⁴ oder den Bedarf an Erdgas¹⁵.

DIE EIGENVERANTWORTLICHE ROLLE DER VERTEILERNETZE

Welche Auswirkungen sich auf Verteilernetze ergeben, ist heute noch offen. Eine Variante ist beispielsweise, Fernleitungsnetze mit ausschließlich (Bio-)Methan und solche mit reinem Wasserstoff parallel zu entwickeln. Andererseits mag es auch Gasnetze mit – im Vergleich zu heute – stark erhöhtem Anteil an Wasserstoff geben. Die Verteilernetze indes werden wie heute durch die vorgelagerten Transportnetze aufgespeist. An den Kopplungspunkten zu Verteilernetzen aber, die etwa in Reichweite verschiedener Gastransportnetzes sind, könnte auch eine Mischung der Gase erfolgen. In Abhängigkeit regionaler Erzeugung und des regionalen Bedarfs wären schließlich auch reine Rohbiogas-Netze denkbar, ohne dass das Biomethan, das Klär- oder Grubengas zuvor auf Erdgasqualität konditioniert wurde.

Hinzu kommt, dass auch Verteilernetze selbst eine Entwicklung nehmen werden, wenn z. B. vor Ort verstärkt auf Wärmenetze gesetzt wird. Die zukünftigen Entwicklungen sind heute schwierig eingrenzbar und der Nutzen von Wasserstoff im Verteilernetz ist vor allem von zukünftigen Ver-

brauchsanwendungen abhängig, mithin sollte ein nun zu schaffender regulatorischer Rahmen unterschiedliche Entwicklungen bereits berücksichtigen und ermöglichen.

Voraussichtlich wird es Mitgliedsstaaten geben, die überwiegend auf Wasserstoff setzen, während andere Mitgliedsstaaten vorrangig z. B. eine Biogasstrategie verfolgen, wiederum andere werden womöglich unterschiedliche Gase in ihrer nationalen Politik kombinieren. Wichtig ist aber, dass die Expertise für die lokale Energieversorgung bei den Verteilernetzbetreibern bleibt. Auf Basis des in Europa geltenden Subsidiaritätsprinzips sollten somit Verteilernetzbetreiber auf Grundlage nationaler Regelungen dazu ermächtigt werden, selbst zu entscheiden, wohin sie ihr Netz entwickeln. In einer Region mag das Umwidmen alter Erdgasnetze zu Wasserstoffnetzen sinnvoll sein, in einer anderen aber womöglich der Rückbau der Gasinfrastruktur zu Gunsten von Wärmenetzen. Diese Entscheidungen müssen jedoch vor Ort mit der lokalen Expertise von Verteilernetzbetreibern getroffen werden. Der gegen-

¹³ Art. 22 Abs. 2 GasRL 2009 (NEP), Art. 8 Abs. 10 UAbs. 2 lit. a) FerngasZVO 2009 (TYNDP).

¹⁴ Art. 8 Abs. 10 UAbs. 2 lit. b) FerngasZVO 2009 (TYNDP).

¹⁵ Art. 22 Abs. 1 Satz 1 GasRL 2009 (NEP).

wärtige Entscheidungsspielraum für Verteilnetzbetreiber in den betrachteten Mitgliedsstaaten ist aber eigentlich zu gering, da er ebenfalls weitestgehend auf Erdgas fokussiert ist sowie auf einen Erhalt der Gasinfrastruktur abzielt – ein Ausstieg aus der Gasversorgung ist somit gar nicht möglich.

Hier muss der **Planungsrahmen für Verteilernetzbetreiber geöffnet** werden, wobei weiterhin Erwägungen hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Effizienz, Verbraucherschutz und maßgeblich Klimaschutz getroffen werden sollen. Auch dazu bedarf es heute aber einer Lockerung der Vorschriften europäischen Rechts (siehe dazu sogleich).

NETZAUSBAU UND NETZENTWICKLUNGSPLANUNG VON WASSERSTOFFNETZEN

Sowohl die Vorschriften über den Netzausbau als auch die über die Netzentwicklungsplanung beziehen sich auf das **Erdgasnetz**. Während der Netzausbau eines Wasserstoffnetzes zum Zwecke der Beimischung sowie dessen Netzentwicklungsplanung sich im aktuellen EU-rechtlichen Regulierungsregime ohne weiteres integrieren lassen, gilt dies jedoch nicht für reine Wasserstoffnetze.

FÄLLE DER BEIMISCHUNG VOM REGULIERUNGSRAHMEN ERFASST

Beabsichtigt der Erdgasnetzbetreiber den Ausbau eines Wasserstoffnetzes aus dem Grund, um Wasserstoff in das Erdgasnetz einzuspeisen, ist zu berücksichtigen, dass solche Netze gemäß Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 rechtlich als „Erdgasnetz“ einzuordnen sind. Insoweit gelten daher die Vorschriften über den Netzausbau und über die Netzentwicklungsplanung in der GasRL 2009 entsprechend. Danach ist der Netzausbau eines Wasserstoffnetzes im Sinne des Art. 1 Abs. 2 GasRL jedenfalls dann zulässig, soweit dieser bedarfsgerecht erfolgt. Zudem sind solche Wasserstoffnetze sowie dessen Ausbau im NEP und im TYNDP¹⁶ zu berücksichtigen.

PRAKTISCHE UN DURCHSETZBARKEIT BEI REINEN WASSERSTOFFNETZEN

Geht es hingegen um den Ausbau von reinen Wasserstoffnetzen sowie die diesbezügliche Netzentwicklungsplanung, gelten die Vorschriften in der

GasRL 2009 nicht. Anders als hinsichtlich der Bestimmungen über den Marktzutritt kann aus den fehlenden rechtlichen Vorgaben *keine* Zulässigkeit des diesbezüglichen Netzausbaus sowie der Berücksichtigung in der (Wasserstoff-)Netzentwicklungsplanung hergeleitet werden.

De lege lata bezieht sich das Kriterium der Bedarfsgerechtigkeit allerdings sowohl im Hinblick auf den Netzausbau als auch auf den NEP sowie den TYNP ausschließlich auf **Erdgas**. Hieraus folgt zugleich, dass derzeit nur der Ausbau eines Erdgasnetzes und somit *nicht der eines reinen Wasserstoffnetzes bedarfsgerecht* ist. Beabsichtigt ein Erdgasnetzbetreiber z. B. aufgrund eines Wasserstoffbedarfs seiner Netznutzer den Ausbau eines reinen Wasserstoffnetzes, wäre dies nach den aktuellen EU-rechtlichen Vorgaben nicht bedarfsgerecht. Korrespondierend hierzu kann auch die Netzentwicklungsplanung den Ausbau von reinen Wasserstoffnetzen *nicht berücksichtigen*.

Gerade im Hinblick auf die Dekarbonisierung ist der Erdgasnetzbetreiber bestrebt, sich vom Erdgasnetz abzuwenden und dieses in ein reines Wasserstoffnetz umzuwidmen, was in der praktischen Umsetzung einen entsprechende Netzausbau bzw. Netzausbau erforderlich. Solch eine Transformation des Erdgasnetzbetreibers zu einem (grünen) „solitären Wasserstoffnetzbetreiber“ lässt der aktuelle EU-rechtliche Regulierungsrahmen allerdings nicht zu.

¹⁶ Zwar enthält die FerngasZVO 2009 eine dem Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 entsprechende Regelung. Da aber die FerngasZVO 2009 lediglich die Vorschriften in der GasRL 2009 konkretisiert und bereits Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 Wasserstoff zum Zwecke der Beimischung als Erdgas qualifiziert, müssen in Kohärenz hierzu die Vorschriften der FerngasZVO und damit auch die über den TYNDP ebenso gelten.

GASSORTENÜBERGREIFENDER NETZAUSBAU UND NETZENTWICKLUNGSPLANUNG

Auch um dem Ziel eines einheitlichen, koordinierten und künftig gassortierenübergreifenden Binnenmarkts näher zu kommen, müssen die Vorschriften über den Netzausbau in den Art. 13 Abs. 1 lit. a), 25 Abs. 1 GasRL 2009 dergestalt modifiziert werden, dass sie für den **Ausbau von Gasnetzen jeglicher Art** gelten.

Gerade im Hinblick auf einen koordinierten Betrieb nicht nur der Erdgasfernleitungsnetze, sondern auch für Fernleitungsnetze jeglicher Art, sollten einheitliche Regelungen auch bezüglich der Netzentwicklungsplanung gelten, um den oben beschriebenen Hemmnissen entgegenzuwirken. Hier könnten etwa die Regelungen über den NEP und den TYNDP dergestalt modifiziert werden, dass sie alle Ferngasleitungsnetzbetreiber, d. h. auch Betreiber von Ferngasleitungsnetzen für Wasserstoff, verpflichtet sind, gemeinsam den NEP und TYNDP zu erstellen. Jedenfalls steht auch hier fest: Es ist ein **gassortenübergreifender Netzentwicklungsplan** notwendig. Die gassortenübergreifende Netzentwicklungsplanung muss vor allem **bedarfsgerecht** erfolgen.

Der EU-rechtliche Regulierungsrahmen ist folglich dahingehend anzupassen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bei ihrer Planung nicht mehr auf den Transport von Erdgas beschränkt sind, aber

- weiterhin ein *bedarfsorientiertes Szenario* entwickeln, um zukünftige Transportwünsche angemessen zu berücksichtigen,
- dabei die für das Szenario *passende Gasart* wählen, insbesondere unter der Berücksichtigung einer stofflichen Verwendung von Wasserstoff und einer möglichen Beimischung desselben in nachgelagerte Netze,
- wobei über allem die *Ziele der Klimaschutzgesetzgebung* stehen.

Der Szenariorahmen, der zukünftig auch Wasserstoff beinhaltet, sollte demnach weiterhin unter Hoheit der überregionalen Netzbetreiber entwickelt werden. Dazu muss diesen erlaubt werden, auch begründete Annahmen über die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in die Netzentwicklungsplanung einzubeziehen.

Netzzugang

Soweit *de lege ferenda* die rechtlichen Hürden des Ausbaus von Wasserstoffnetzen sowie die der diesbezüglichen Finanzierung überwunden sind (siehe oben) und insoweit der Erdgasnetzbetreiber ein Wasserstoffnetz tatsächlich aus- bzw. aufbaut, stellt sich für diesen die Frage, ob und inwieweit er den Zugang zu diesem gewährleisten muss. Da die zukünftigen Gasnetze jedoch vergleichbare Eigenschaften wie die bestehenden aufweisen, ist nicht anzunehmen, dass Dritte anders behandelt werden könnten.

NETZZUGANG FÜR JEDERMANN

HINTERGRUND

Gemäß Art. 32 GasRL 2009 und Art. 14 Abs. 1 UAbs. 1 lit. a) FerngasZVO 2009 gewährleisten die Mitgliedsstaaten die Einführung eines Systems für den

Zugang Dritter zum Fernleitungs- und Verteilernetz. Die Zugangsregelung gilt für alle zugelassenen Kunden, einschließlich Versorgungsunternehmen, und wird nach objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung von Netzbenutzern angewendet.

Nach Art. 35 GasRL 2009 können Erdgasunternehmen bzw. Netzbetreiber den Netzzugang nur in den folgenden Fällen verweigern. Ein Verweigerungsgrund besteht, wenn

- sie nicht über die nötige Netzkapazität verfügen oder
- der Netzzugang eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit zunehmend auf erneuerbaren Energien beruhenden Gas (Art. 3 Abs. 2 GasRL 2009) verhindern würde oder
- ihnen wegen ihrer im Rahmen von Gaslieferungsverträgen eingegangenen unbedingten Zahlungsverpflichtungen ernsthafte wirtschaftliche und finanzielle Schwierigkeiten (Art. 48 Abs. 1 GasRL 2009) entstehen würden.

Die oben genannten Regelungen über den Netzzugang sind allerdings *kein Selbstzweck*. Vielmehr bezwecken sie die aus der Inhaberschaft eines Erdgasnetzes folgende *natürliche Monopolstellung* des Netzbetreibers und der damit verbundenen Gefahr von Diskriminierungen der Netznutzer dahingehend zu entschärfen, indem dem Erdgasnetzbetreiber ein Kontrahierungszwang auferlegt wird (Art. 32 GasRL 2009, Art. 14 Abs. 1 UAbs. 1 lit. a) FerngasZVO) und hiervon nur in Ausnahmefällen abgewichen werden kann (Art. 35 GasRL 2009).

GASSORTENÜBERGREIFENDER KONTRAHIERUNGSZWANG ERFORDERLICH

Die oben beschriebenen Pflichten gelten jedenfalls für den Betrieb von Mischgasnetzen, die der Einspeisung von sonstigen Gasen wie z. B. Wasserstoff in das Erdgasnetz dienen. Denn über Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 gelten die Vorschriften über den Netzzugang auch für die Fälle der Beimischung.

Geht es jedoch um den Betrieb von reinen Wasserstoffnetzen, sind rechtliche Rahmenbedingungen hinsichtlich des Netzzugangs aktuell nicht vorhanden. Mangels diesbezüglicher Regulierung können Betreiber von reinen Wasserstoffnetzen frei bestimmen, ob sie Netznutzern den Zugang zu ihrem Wasserstoffnetz gewährleisten oder verweigern. Wie der Betrieb eines Erdgasnetzes stellt allerdings auch der Betrieb eines Wasserstoffnetzes ein natürliches Monopol dar. Demnach besteht auch hier die Gefahr, dass Netznutzer *diskriminiert* werden und ihnen der Zugang zum Wasserstoffnetz verweigert wird, ohne dass ein sachlicher Rechtfertigungsgrund, wie ihn etwa Art. 35 GasRL 2009 für das Erdgasnetz vorsieht, vorliegt.

Daher ist es erforderlich, dass für alle Gasnetze einheitliche Vorschriften Anwendung finden. Hier könnten etwa die oben bezeichneten Vorschriften über den Netzzugang dergestalt modifiziert werden, dass sie **gassortenübergreifend** für allen Netzbetreiber verpflichtend sind.

ENTRY-/EXIT-SYSTEM UND GLEICHWERTIGE VERTRAGSBEDINGUNGEN

Während die FerngasZVO 2005¹⁷ noch keine Vorgabe hinsichtlich eines bestimmten Modells zur Gestaltung der Tarife enthielt, sieht Art. 13 Abs. 1 UAbs. 4 FerngasZVO 2009 nunmehr eine weitergehende Harmonisierung vor. Danach dürfen Tarife nicht auf der Grundlage von Vertragspfaden (point-to-point-system) erhoben werden, sondern müssen vielmehr dem **Entry-Exit-Modell** entsprechen. Kernpunkt des Entry-Exit-Modells ist die getrennte Buchung von Kapazitäten an einem Ein-

speise- und einem Ausspeisepunkt eines Netzes, die beliebig miteinander kombiniert werden können, ohne dass eine Bepreisung des Vertragspfades stattfindet. Netzbetreiber müssen Ein- und Ausspeisepunkte demnach getrennt anbieten. Der Netznutzer muss also nicht den konkreten Transportpfad durch ein Netz buchen, sondern erhält das Recht, Gas an einem von ihm gebuchten Einspeisepunkt einzuspeisen und an dem gebuchten Ausspeisepunkt wieder abzurufen. Für

¹⁷ Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28. September 2005.

den Netznutzer reduzieren sich die Transaktionskosten und der Aufwand demnach erheblich, weil er nur zwei Verträge abschließen muss, jeweils einen mit dem Netzbetreiber des Ein- bzw. Ausspeisepunkts. Darüber hinaus muss der Betreiber eines Erdgasfernleitungsnetzes, der verschiedene Kunden dieselbe Dienstleitung anbietet, diesen **gleichwertige Vertragsbedingungen** anzubieten, indem er entweder harmonisierte Transportverträge oder einen gemeinsamen Netzcode benutzt (Art. 14 Abs. 1 UAbs. 2 FerngasZVO 2009). Hierdurch sollen Diskriminierungen zulasten der Netznutzer entgegengetreten werden.

Insoweit stellt sich die Frage, inwieweit das Erfordernis gleichwertiger Vertragsbedingungen auch in Bezug zu Wasserstoffnetzen greifen. Wie oben

bereits erläutert, sind Wasserstoffnetze zum Zwecke der Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz rechtlich als „Erdgasnetz“ einzuordnen. Hieraus folgt zugleich, dass für Wasserstoff im Sinne des Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 ebenso die Vorschriften in Art. 13 Abs. 1 UAbs. 4 FerngasZVO 2009 sowie Art. 14 Abs. 1 UAbs. 2 FerngasZVO 2009 gelten.

Eine derartige Verpflichtung besteht *de lege lata* jedoch nicht für Betreiber von reinen Wasserstofffernleitungsnetzen. Aus den oben beschriebenen Vorzügen des Zweivertragsmodells und dem Erfordernis gleichwertiger Vertragsbedingungen sollten nichtsdestotrotz die oben beschriebenen Regelungen **gassortenübergreifend** für alle Fernleitungsnetzbetreiber gelten.

TARIFGESTALTUNG ZUR FINANZIERUNG DER WASSERSTOFF-INFRASTRUKTUR

Wie weiter oben bereits festgestellt, ist allein die Finanzierung der Wasserstoff-Infrastruktur durch die Tarife bzw. Netzentgelte für die Nutzung der Erdgasnetze volkswirtschaftlich sinnvoll. Daher steht die Frage im Raum, ob und inwieweit unionsrechtliche Vorschriften *de lege lata* einer Tarifgestaltung in diesem Sinne entgegenstehen.

Materiell-rechtliche Vorgaben für die Bestimmung von Tarifen sind in der GasRL 2009 nur vereinzelt zu finden. So normiert Art. 41 Abs. 10 Satz 1 GasRL 2009 die Befugnis der nationalen Regulierungsbehörde, Tarife zu ändern, um sicherzustellen, dass sie *angemessen* sind und nichtdiskriminierend angewendet werden. Der unbestimmte Rechtsbegriff der Angemessenheit bedarf der Konkretisierung durch Auslegung. Insoweit enthalten die Erwägungsgründe der GasRL 2009 wichtige Anhaltspunkte, wonach die Netzentgelte *diskriminierungsfrei* (ErwG 23, 32 GasRL 2009), *transparent* (ErwG 23 GasRL 2009) und *kostenorientiert* (ErwG 32 GasRL 2009) kalkuliert werden müssen. Das Prinzip der Kostenorientierung wird dahingehend konkretisiert, dass gemäß Art. 41 Abs. 6 lit. a) Satz 2 GasRL 2009 Tarife so zu gestalten sind, dass durch *notwendige Investitionen in die Netze* zugleich die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist.

Fraglich ist hier, ob und inwieweit die oben genannten Prinzipien, insbesondere Art. 41 Abs. 6 lit. a) GasRL 2009 eine Tarifgestaltung zulassen, bei dem der Aufbau der Wasserstoff-Infrastruktur durch die Nutzer von Erdgasnetzen mittels der von ihnen zu zahlen Tarife bzw. Netzentgelte mitfinanziert wird.

FINANZIERUNG VON WASSERSTOFFNETZEN ZUM ZWECKE DER BEIMISCHUNG ZULÄSSIG

Die Tarifgestaltung in Art. 41 Abs. 6 lit. a) Satz 2 GasRL 2009 bezieht sich auf **Erdgasnetze**. Daher sind unter Tarife in diesem Sinne nur solche zu verstehen, welche die Netznutzer von Erdgasnetzen zu zahlen haben. Da der Ausbau von Wasserstoffnetzen zum Zwecke der Beimischung über Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 allerdings rechtlich ebenso als „Erdgasnetz“ einzustufen ist (siehe oben), greift auch hier Art. 41 Abs. 6 lit. a) Satz 2 GasRL 2009. Dies hat zur Folge, dass die von Netznutzern von Erdgasnetzen zu zahlenden Tarife auch der Finanzierung dieser Netze dienen dürfen, soweit es sich um eine notwendige Netzinvestition im Sinne des Art. 41 Abs. 6 lit. a) Satz 2 GasRL 2009 handelt.

KEINE FINANZIERUNG VON REINEN WASSERSTOFFNETZEN MÖGLICH

Ganz anders gestaltet sich die Rechtslage für den Fall, die eben bezeichneten Tarife zur Finanzierung des Ausbaus von reinen Wasserstoffnetzen zu nutzen. Wie auch die Vorschriften über den Netzausbau sowie über die Netzentwicklungsplanung in der GasRL 2009 und in der FerngasZVO 2009 sich allein auf **Erdgasnetze** beziehen (siehe oben), gilt dies in Kohärenz hierzu auch für Art. 41 Abs. 6 lit. a) Satz 2 GasRL 2009. Danach können nach der derzeitigen Rechtslage die Nutzer von Erdgasnetzen allein mit Tarifen belastet werden, welche die Finanzierung von notwendigen Investitionen *in das Erdgasnetz*

bezwecken. Eine gassortenübergreifende Finanzierung durch eine tarifliche Belastung von Nutzern von Erdgasnetzen ist damit *nicht zulässig*.

GASSORTENÜBERGREIFENDE FINANZIERUNG

Den oben beschriebenen Hemmnissen kann nur damit entgegengetreten werden, indem einheitliche Rahmenbedingungen in Bezug auf die Finanzierung von Netzen jeglicher Art geschaffen werden, die zugleich auch eine **gassortenübergreifende Finanzierung** ermöglicht. Indes bietet es sich an, die Regelungen über die Tarifgestaltung entsprechend zu modifizieren.

Regulatorische Aspekte der Dekarbonisierung

Weitere Aspekte der Regulierung können einstweilen aufgeschoben werden. Bestimmte Annahmen **für die Übergangszeit** müssen jedoch bereits jetzt getroffen werden. Der Schwerpunkt des vorliegenden Papieres liegt zwar auf der zukünftigen Regulierung der Gasinfrastruktur, in jedem Fall ist aber am Anfang die Verfügbarkeit ausreichender Mengen von Wasserstoff (oder anderen grünen Gasen) im System entscheidend.

EINSPEISEVORRANG

Bisweilen wird im Hinblick auf die Klimaresilienz eine grundlegende Diskussion darüber geführt, ob die Zulassung von blauem Wasserstoff – erzeugt durch Abscheidung von CO₂ und dauerhafte Speicherung (CCS) bzw. Weiterverwendung (CCU) – in einem Netzzugangsmodell der zukünftigen Gasinfrastruktur negative Auswirkungen hat. Dies gilt in ähnlicher Weise für Wasserstoff aus anderen Quellen; unstreitig ist lediglich, dass *grüner Wasserstoff* – aus erneuerbarem Strom mittels Elektrolyse gewonnen – stets *willkommen* ist.

Vorliegendes Konzept für die zukünftige gassortenübergreifende Regulierung will der (politischen) Diskussion hierüber nicht vorgreifen. Klargestellt werden soll insoweit lediglich, dass sich die Frage in einem System, welches noch nicht ausschließlich grüne Gase transportieren kann, nicht stellt. Einstweilen ist für den Markthochlauf jede Form von Wasserstoff nutzbar zu machen, solcher aus als nicht opportunistisch identifizierten Quellen vermag später aus den Netzen verdrängt

zu werden; hierzu gibt es einschlägige Erfahrungen aus dem Stromsektor.

Im Ergebnis lässt sich dieser Streit mit einem **Einspeisevorrang** für erneuerbare Energien lösen unter dem Vorbehalt, dass grüner Wasserstoff und andere Gase gemäß der Richtlinie (EU) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 (**RED II**) als erneuerbare Energie definiert werden. Soweit erforderlich, prüfen daher die Mitgliedstaaten gemäß Art. 20 Abs. 1 RED II die Notwendigkeit, die bestehende Gasinfrastruktur auszuweiten, um die Einspeisung von Gas aus erneuerbaren Quellen zu erleichtern. Die konkrete Ausgestaltung des Einspeisevorrangs ist demnach Sache des nationalen Gesetzgebers. So hat er insbesondere im Fall von fehlenden Netzkapazitäten die Frage zu beantworten, wie der gemäß Art. 20 Abs. 1 RED II zustehende Anspruch auf vorrangige Einspeisung zu verwirklichen ist, soweit mehrere Einspeiser von erneuerbaren Gasen miteinander konkurrieren.

HERKUNFTSNACHWEISE (ZERTIFIZIERUNG)

Gemäß Art. 19 Abs. 2 UAbs. 1 Satz 1 RED II sorgen die Mitgliedsstaaten dafür, dass auf Anfrage eines Produzenten von Energie aus erneuerbaren Quellen grundsätzlich ein *Herkunftsnachweis* ausgestellt wird. Solche Herkunftsnachweise können nach Art. 19 Abs. 7 Satz 1 lit. b) Nr. ii) RED II ausdrücklich auch für Gas, inklusive Wasserstoff ausgestellt werden.

Aus der Sicht des Netzbetreibers stellt sich für ihn unter anderem die Frage, ob und inwieweit durch Herkunftsnachweise die „grüne Eigenschaft“ von Wasserstoff in Bezug auf seine Pflicht aus Art. 20 Abs. 1 RED II nachgewiesen wird und der Netzbetreiber jedenfalls dann zur vorrangigen Einspeisung verpflichtet ist, wenn der Einspeiser einen entsprechenden Herkunftsnachweis vorlegt. Aus der Sicht des Endkunden könnte ein System für

Herkunftsnachweise zudem den Zweck erfüllen, die Herkunft grünen Wasserstoffs anhand objektiver, transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien zu garantieren.¹⁸

Solche Rechtswirkungen werden den Herkunftsnachweisen gemäß Art. 19 Abs. 2 UAbs. 6 RED allerdings *ausdrücklich nicht eingeräumt*. Derzeit können Herkunftsnachweise im Sinne der RED II unter anderem lediglich die *stoffliche Verwendung* von Wasserstoff zertifizieren, sodass Herkunftsnachweise vielmehr auf der Ebene der Erzeugung und Produktion, insbesondere in der Stahlproduktion, als auf der Ebene des Netzbetriebs eine Rolle spielen. Daher ist dies für den Gastransport und die Verteilung sowie die zugehörige Infrastruktur eher weniger relevant.

Schutz von Endkunden

Eine Schlüsselrolle für die Umstellung eines Netzes, beispielsweise von Erdgas auf Wasserstoff, spielt die Umstellung der Verbrauchsgeräte. Neben der Transportebene, die sich im regulierten System als Recht auf Netzzugang ausdrückt, ist insofern eine sachgerechte Lösung im Hinblick auf den Umgang mit Neu- und Bestandskunden der Netzbetreiber zu finden, die ihrerseits Anforderungen an die bereitgestellte Gasart bzw. Gasqualität haben.

Zwar wird üblicherweise das Volumen von (Erd-)Gas zur Verbrauchsbestimmung gemessen, abgerechnet wird jedoch der Energiegehalt des gelieferten Gases. Im Falle, dass die Anwendungsfälle gleichbleiben, ist die Integration unterschiedlicher Gasqualitäten in getrennten Netzen insofern keine

Unmöglichkeit. Dies zeigen u. a. Erfahrungen bei der Umstellung von L-Gas auf H-Gas. Daher sind Endkunden insoweit schutzbedürftig, wie diese im Vertrauen auf eine bestimmte Gasversorgung langfristige Investitionen getroffen haben (z. B. in Heizungssysteme oder bei Industrieanwendungen). Oder mit anderen Worten: Ein *Bestandschutz* ist für Endkunden von höchster Relevanz.

Unionsrechtlicher Anknüpfungspunkt ist hier Art. 3 Abs. 2 GasRL 2009. Danach können Mitgliedsstaaten den im Gassektor tätigen Unternehmen Verpflichtungen auferlegen, die sich unter anderem Sicherheit, einschließlich Versorgungssicherheit, Regelmäßigkeit, Qualität¹⁹ und Preis der Versorgung beziehen können. Darüber hinaus müssen solche Verpflichtungen klar festgelegt,

¹⁸ Im Übrigen ist dies keine neue Fragestellung, denn diese Frage stellt sich bereits für Biogas (und bedürfte einer Lösung, sofern zukünftig noch ein Ausbau vorgesehen ist).

¹⁹ Die Gasqualität spielt auch bei der technischen Betriebssicherheit als Teilbereich der Sicherheit im Sinne des Art. 3 Abs. 2 GasRL 2009 eine Rolle, wonach gemäß Art. 8 GasRL die Mitgliedsstaaten oder ihre Regulierungsbehörden Kriterien für die technische Betriebssicherheit und für den Anschluss an das Gasnetz technische Vorschriften zu veröffentlichen haben. Hinsichtlich der Gase aus erneuerbaren Quellen verweist 20 Abs. 2 RED II auf Art. 8 GasRL 2009.

transparent, nichtdiskriminierend und überprüfbar sein und den gleichberechtigten Zugang von Erdgasunternehmen der Gemeinschaft zu den nationalen Verbrauchern sicherstellen.

Die oben genannten Rahmenbedingungen gelten nach Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 auch für Wasserstoffnetze, die der Einspeisung in das Erdgasnetz dienen. Für reine Wasserstoffnetze sind die oben

genannten Vorschriften allerdings nicht anwendbar, sodass es für (künftige) Endkunden solcher Netze derzeit *keinen hinreichenden Bestandschutz* gibt. Gerade im Hinblick auf das Ziel einen einheitlichen europäischen Energiebinnenmarktes ist es erforderlich, dass ein **gassortenübergreifender Bestandschutz** greift. Indes könnte Art. 3 Abs. 2 GasRL 2009 so ausgestaltet werden, dass dieser für alle Gasarten gilt.

Zusammenfassung und Lösungsvorschlag

Die aktuellen EU-rechtliche Vorschriften stehen dem Betrieb von Wasserstoffnetzen zum Zwecke der Beimischung zwar nicht entgegen. Denn diese Fälle der Beimischung sind durch Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 bereits im derzeitigen unionsrechtlichen Regulierungsrahmen integriert.

Etwas anderes gilt jedoch bei reinen Wasserstoffnetzen. Der Betrieb von reinen Wasserstoffnetzen als solches stehen *de lege late* den Vorschriften über die Entflechtung und über den Marktzutritt zwar nicht entgegen. Nichtsdestotrotz kann der Ausbau von reinen Wasserstoffnetzen und damit der Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur im Allgemeinen **praktisch nicht umgesetzt und verwirklicht werden**. Denn der EU-rechtliche Regu-

lierungsrahmen erlaubt derzeit nicht den Ausbau von reinen Wasserstoffnetzen, weil dieser nicht bedarfsgerecht ist. Ein weiteres Hemmnis besteht darin, dass der Erdgasnetzbetreiber den Ausbau eines reinen Wasserstoffnetzes nicht durch die von seinen Erdgas-Netznutzern zu zahlenden Tarife bzw. Netzentgelte finanzieren kann.

Daher muss die **GasRL 2009 dahingehend angepasst** werden, dass diese sich nicht mehr ausschließlich auf Erdgas, sondern auch **auf sonstige Gase wie Wasserstoff bezieht**. Zudem müssten die nachgelagerten Rechtsvorschriften ausdrücklich auf Erdgas beschränkt werden. Da ein europäischer Binnenmarkt für Erdgas nach wie vor existiert, sind diese auch weiterhin erforderlich.

