

Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetzen

1 Einleitung

In einigen energie- und klimapolitischen Debatten wird die Option einer Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas in bestehende Erdgasnetze diskutiert. Diese aktuell an Intensität gewinnende Diskussion steht im Kontext unterschiedlicher Zielsetzungen, zum Beispiel der Einführung von Grüngasquoten oder anderer Fördermodelle, der Systemintegration erneuerbarer Energien sowie der Frage, wie der Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft kurzfristig unterstützt werden kann. Dabei wird die Beimischung teils als pragmatischer Übergangspfad verstanden, um vorhandene Infrastrukturen zu nutzen und erste Mengen an Wasserstoff in das Energiesystem zu integrieren.

Ziel dieses Papiers des Nationalen Wasserstoffrats ist es, die Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze aus einer systemischen Perspektive einzuordnen. Dazu werden die physikalisch-technischen Grundlagen, die technischen Möglichkeiten und Restriktionen, ökonomische sowie regulatorische Rahmenbedingungen und strategische Implikationen analysiert. Im Fokus steht dabei die Frage, welchen Beitrag die Beimischung tatsächlich zur Transformation des Energiesystems leisten kann, unter welchen Bedingungen sie sinnvoll erfolgen kann und welche Anpassungen des gesetzlichen bzw. regulatorischen Rahmens erforderlich wären.

Das Papier differenziert dabei bewusst zwischen Fernleitungs- und Verteilnetzen. Beide Netzebenen unterscheiden sich einerseits grundlegend hinsichtlich ihrer technischen Auslegung, ihrer Einbindung in europäische Strukturen sowie ihrer Nutzerstruktur. Diese Unterschiede machen einen Teil der Bewertung der Möglichkeiten und Grenzen der Wasserstoffbeimischung aus. Andererseits zeigt sich bereits auf konzeptioneller Ebene, dass die Beimischung von Wasserstoff im Gasnetz sowohl auf Fernleitungs- als auch auf Verteilnetzebene ohne eine grundlegende Überarbeitung des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens nur in sehr engen Grenzen möglich ist.

Auch ist zu berücksichtigen, dass die Beimischung von Wasserstoff nicht als abstraktes Konzept analysiert und bewertet werden kann, sondern stets auch die Mengenkompone eine herausgehobene Rolle spielt, also die Frage, wie groß die Beimischungskomponente konkret sein soll und welche technischen, ökonomischen, regulatorischen und strategischen Implikationen unterschiedliche Beimischungsgrade haben können.

Die sich aus den technischen und teilweise den regulatorischen Aspekten ergebenden Herausforderungen der Wasserstoffbeimischung können über die Methanisierung von Wasserstoff überwunden und über erneuerbares Methan ein gleichwertiges Austauschgas zu Erdgas eingespeist, transportiert, gespeichert und genutzt werden, wobei die Implikationen (Verfügbarkeit nachhaltiger Kohlenstoffquellen) bzw. die Auswirkungen auf Effizienz der Bereitstellungskette sowie die Kosten zu berücksichtigen sind. Diese Option eines Wechsels der Bereitstellungsrouten liegt jedoch jenseits der hier behandelten Frage der Wasserstoffbeimischung und wird deshalb in diesem Zusammenhang nicht weiter adressiert. Der NWR hat das Thema im Informations- und Grundlagenpapier Einordnung von erneuerbarem synthetischem Methan (E-SNG) behandelt.¹

2 Physikalisch-technische Basis

Die physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff unterscheiden sich deutlich von denen von Erdgas und sind grundlegend für das Verständnis der Möglichkeiten und Grenzen einer Beimischung. Wasserstoff weist insbesondere einen deutlich geringeren volumetrischen Brennwert (rund ein Drittel von Erdgas) sowie eine geringere Dichte auf als Erdgas. Wird Wasserstoff zur Speicherung auf den üblichen Druck von Gasspeichern von 200 bar komprimiert, sinkt die Energiedichte auf ein Viertel. Gleichzeitig beeinflusst die Beimischung von Wasserstoff zentrale brenntechnische Kenngrößen wie den Wobbe-Index, der maßgeblich für die Austauschbarkeit von Gasen in bestehenden Anwendungen ist.

Durch die Beimischung von Wasserstoff verändert sich damit die Gasqualität im Netz. So entspricht ein Wasserstoffanteil von 10 Volumenprozent lediglich einem Energieanteil von ca. 3 Prozent im Gasgemisch. Bei Anteilen von 20 und 30 Volumenprozent steigt dieser Energieanteil auf ca. 7 Prozent bzw. ca. 11 Prozent, bei einer Beimischung von 2 Volumenprozent beträgt er ca. 1 Prozent. Mit steigendem Wasserstoffanteil sinkt der Brennwert des Gasgemischs und auch die Verbrennungseigenschaften verändern sich. Dies kann Auswirkungen auf die Funktionsweise und Eignung von Endgeräten, industriellen Anwendungen und netzbetrieblichen Prozessen haben. Die Einhaltung zulässiger Gasqualitätsbereiche ist daher eine zentrale Voraussetzung für eine sichere und zuverlässige Nutzung von Gasen und Gasgemischen.

¹ [NWR-Informations- und Grundlagenpapier "Einordnung von erneuerbarem synthetischem Methan \(E-SNG\)" vom 13. März 2025](#)

Der niedrigere Brennwert wirkt sich unmittelbar auf die Klimawirkung der Beimischung aus. Die potenzielle Minderung von Treibhausgasemissionen fällt deutlich geringer aus, als es der volumetrische Anteil zunächst vermuten lässt. Bei einem Wasserstoffanteil von 10 Volumenprozent ergibt sich – unter der Annahme eines vollständig treibhausgasarm oder aus erneuerbaren Quellen stammenden Wasserstoffs – lediglich eine aus dem regulatorischen Rahmen ergebende Emissionsminderung in der Größenordnung von ca. 2 Prozent. Für Beimischungsgrade von 20 und 30 Volumenprozent beträgt die entsprechende Emissionsminderung ca. 4 Prozent bzw. ca. 7 Prozent.

Vor diesem Hintergrund ist für die Bewertung der Wasserstoffbeimischung entscheidend, zwischen volumetrischen, energetischen und emissionsbezogenen Effekten zu unterscheiden. Eine rein auf Volumenanteile abstellende Betrachtung für die Energieversorgung greift zu kurz und kann die tatsächliche systemische Wirkung der Beimischung nur unzureichend abbilden.

1 Technische Möglichkeiten bzw. Restriktionen

1.1 Fernleitungsnetz: Technische Möglichkeiten und Grenzen

Die Möglichkeiten zur Beimischung von Wasserstoff im Fernleitungsnetz sind durch eine Reihe technischer, systemischer und regulatorischer Rahmenbedingungen stark begrenzt. Das deutsche Fernleitungsnetz ist eng in das europäische Gastransportsystem integriert und erfüllt eine zentrale Funktion im grenzüberschreitenden Gastransport. Vor diesem Hintergrund müssen nationale Beimischungslösungen mit den Gasqualitätsanforderungen in anderen europäischen Ländern kompatibel sein. In der Praxis führen unterschiedliche nationale Vorgaben dazu, dass der zulässige Wasserstoffanteil im Fernleitungsnetz faktisch auf sehr niedrige Werte begrenzt ist, teilweise auf 0 Volumenprozent und in vielen Fällen auf maximal etwa 2 Volumenprozent, wie es auch in Deutschland der Fall ist. Ein größerer Spielraum ergibt sich bei Importpipelines aus Drittländern in die EU.

Ein weiterer limitierender Faktor ergibt sich aus den Anforderungen der angeschlossenen Großverbraucher. Insbesondere industrielle Anwendungen – etwa in der Chemie-, Raffinerie- oder Glasindustrie – sind auf eine vorab definierte und stabile Gasqualität mit gleichbleibenden Verbrennungseigenschaften angewiesen. In der chemischen Industrie wird beispielsweise etwa 25 Prozent des eingesetzten Erdgases als Rohstoff in Produktionsprozessen verwendet, was typischerweise sehr hohe Reinheitsgrade voraussetzt. Bereits geringe Schwankungen in der Gaszusammensetzung können zu erheblichen

Störungen im Produktionsprozess führen. Abhängig von der jeweiligen Anlagentechnik können Wasserstoffanteile oberhalb von etwa 2 Volumenprozent Sicherheitsabschaltungen auslösen und damit Produktionsunterbrechungen oder Schäden an den Produktionsanlagen verursachen.

Hinzu kommt, dass eine technisch sichere und planbare Beimischung im Fernleitungsnetz systembedingt kaum gewährleistet werden kann. Die Einspeisung von Wasserstoff erfolgt oftmals volatil – insbesondere, wenn kein Zwischenspeicher vorhanden ist – und kann an unterschiedlichen Punkten im Netz erfolgen. Gleichzeitig unterliegt der Gastransport wechselnden Flussrichtungen und stark variierenden Transportvolumina. Netzbetreiber haben dabei keinen direkten Einfluss auf die Nutzung und Buchung von Einspeisepunkten. Diese Faktoren führen häufig dazu, dass sich kein konstanter Wasserstoffanteil im Netz bzw. Netzabschnitten einstellen lässt. Saisonale Effekte verstärken diese Problematik: In Sommermonaten mit geringeren Transportmengen kann es schneller zu Überschreitungen zulässiger Konzentrationen kommen, während in Wintermonaten durch hohe Durchsätze eine Verdünnung eintritt und angestrebte Beimischungsanteile unterschritten werden.

Auch aus netzbetrieblicher Sicht entstehen zusätzliche Herausforderungen durch die Beimischung von Wasserstoff. Verdichteranlagen, deren Gasturbinen häufig das transportierte Gas als Brennstoff nutzen, sind in der Regel nicht für erhöhte Wasserstoffanteile ausgelegt. Ein Betrieb außerhalb der spezifizierten Gasqualitäten kann bestehende Herstellerzulassungen sowie Garantien beeinträchtigen und zudem zu erhöhtem Verschleiß führen.

Schließlich besteht derzeit kein einheitlicher und verbindlicher Grenzwert für den zulässigen Wasserstoffanteil im deutschen Fernleitungsnetz. Das technische Regelwerk bietet zwar einen Prüfraum, setzt aber auf einzelfallbezogene Bewertungen und Abstimmungen. Für ein großräumiges, stark vermaschtes Transportsystem ist ein solcher Ansatz praktisch kaum umsetzbar. Die Notwendigkeit individueller Vereinbarungen mit einer Vielzahl von Netznutzern und Netzbetreibern ist in der Praxis kaum umsetzbar, würde die Komplexität erheblich erhöhen und stellt somit eine weitere strukturelle Hürde für die Beimischung im Fernleitungsnetz dar.

1.2 Verteilnetze: Technische Möglichkeiten und Grenzen

Bei der physischen Beimischung in die (Verteil-)Netze hängt die Höhe des beimischbaren Wasserstoffanteils vor allem von der Verträglichkeit der jeweiligen Anwendungstechnik (z. B. Brenner von Anlagen) im entsprechenden Netzgebiet ab. Je nach Altersstruktur und Wartungszustand der betreffenden

Anlagen (von Brennern bis zu mit Erdgas betankbaren Fahrzeugen bzw. deren Tanks) sind aus technischer Sicht unterschiedliche Beimischungsquoten möglich. Diese reichen von 0 Volumenprozent (bei spezifischen Industrieanlagen) über 2 Volumenprozent (Tanks älterer Erdgasfahrzeuge) bis zu Werten von 20 oder 30 Volumenprozent bei moderneren Geräten im Wärme- und Gewerbesektor.

Derzeit gibt es jedoch keinen belastbaren H₂-Grenzwert zum Gasgerätebestand im DVGW-Regelwerk. Ohne einen solchen Grenzwert kann der Netzbetreiber keine belastbare Prüfung durchführen. In der Regel ist weder das konkrete Heizungsmodell, die Kompatibilität noch die Interoperabilität beim Verteilernetzbetreiber bekannt. Um daraus entstehende Sicherheitsrisiken zu vermeiden, wäre eine großflächige Bestandserfassung (ggf. sogar mit individueller Heizstättenbeschau) notwendig, was den entsprechenden hohen Umsetzungsaufwand mit sich bringt. Abhilfe könnten bei der Datenerfassung theoretisch Kkehrbuchdaten bzw. Gebäudeenergieregister verschaffen, letzterem aber stehen Datenschutzrechte bzw. eine noch ausstehende Umsetzung entgegen. Vergleichbar wäre die individuelle Brenngerätebeschau mit den derzeit laufenden Marktraumumstellungen von L- auf H-Gas. Bei jeder Änderung des Wasserstoffanteils, die außerhalb des zuvor zugrunde gelegten Beimischungsspektrums liegt, müssten diese Umrüstmaßnahmen zumindest geprüft, wenn nicht erneut vorgenommen werden. Diese erforderlichen zeitlichen und finanziellen Ressourcen auf Seiten der Verteilnetzbetreiber sind erheblich, binden u. U. Ressourcen für eine zeitlich begrenzte Lösung und behindern ggf. den Aufbau von dedizierter Wasserstoffinfrastrukturen.

Aus diesen Gründen ist es herausfordernd zu beurteilen, bis zu welchem maximalen Wasserstoffanteil einer Beimischung sowohl die ordnungsgemäße Gasversorgung als auch der einwandfreie Betrieb von Anlagen bei den Netzkunden gewährleistet werden kann. Damit ist die Risikoübernahme- bzw. Haftungsproblematik für die Verteilnetzbetreiber derzeit nicht kalkulier- bzw. vertretbar.

In Hinblick auf das Eichrecht müssten bei der Beimischung die strikten Vorgaben der DVGW G 685 (max. 2 Prozent Abweichung im Abrechnungsmonat) und TR G 19 (max. 0,25 Prozent systematische Abweichung) neu bewertet und ggfs. angepasst werden.

Ferner sind saisonale Unterschiede ein wichtiger Faktor. Die Wasserstoffmenge, die dem Erdgasnetz beigelegt werden kann, hängt vom Gasabsatz ab, der saisonal variiert. Unter Umständen kann auch die Erzeugung des Wasserstoffs saisonal schwanken. Die nationale Erzeugung von RFNBO-konformen und strombasiertem kohlenstoffarmem Elektrolyse-Wasserstoff hängt

sehr stark vom fluktuierenden Dargebot der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ab. Die Herausforderung besteht darin, dass das Beimischungsverhältnis unter Berücksichtigung beider Schwankungssachverhalte konstant gehalten werden muss. So können in Zeiten geringer Erdgasabsätze - im Wesentlichen in den Sommermonaten - nur deutlich geringere Wasserstoffmengen beigemischt werden, wobei gleichzeitig in den Sommermonaten möglicherweise ein besonders hohes Wasserstoffangebot existieren kann. Die Gewährleistung eines gleichbleibenden Verhältnisses von Wasserstoff und Erdgas stellt unter diesen Rahmenbedingungen eine erhebliche Herausforderung dar.

Darüber ist mit Blick auf die Gewährleistung eines gleichbleibenden Wasserstoffanteils auch die Berücksichtigung der vorhandenen Netzstrukturen von zentraler Bedeutung. Für Erdgasnetze mit mehreren Einspeisepunkten bestehen einerseits umfangreichere Möglichkeiten einen gleichbleibenden Wasserstoffanteil einzustellen, andererseits steigt bei möglicherweise vorliegenden Ringnetzstrukturen und schwankenden Flussrichtungen die Komplexität.

3.3 Exkurs: Abtrennungstechnologien (insb. Membranverfahren)

Trotz des Ausbaus erneuerbarer Energien und fortschreitender Elektrifizierung wird Deutschland auf absehbare Zeit Energieimportland bleiben und weiterhin auf Importe sowie entsprechende Importinfrastrukturen für Erdgas und Wasserstoff angewiesen sein.

In diesem Kontext kann die Beimischung von Wasserstoff eine kurzfristig verfügbare, flexible und kosteneffiziente Option darstellen, um die bestehenden Erdgastransportinfrastruktur und -korridore schrittweise für den Import erneuerbarer oder kohlenstoffarmer Moleküle aus Energie exportierenden Regionen wie Nordafrika, Norwegen oder der Kaspischen Region zu nutzen.

Die Technologie zur Extraktion von Wasserstoff aus Erdgasströmen (De-Blending) ist industrieseitig verfügbar und wird u.a. zur Abtrennung von im Erdgas enthaltenen Stoffen (z. B. He, H₂, CO₂) eingesetzt. In bestehenden Erdgasimportpipelines kann Wasserstoff an geeigneten Punkten der Transportkette durch eine Kombination aus Hochleistungsmembranen und PSA mit einer Reinheit von bis zu 99,9999 Prozent aus dem Erdgasstrom extrahiert und in den European Hydrogen Backbone bzw. das deutsche Kernnetz eingespeist oder direkt vor Ort genutzt werden.

Eine kombinierte Nutzung bestehender Erdgasimportleitungen für den Transport von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen könnte den Hochlauf des Was-

serstoffmarktes in einer frühen Phase erheblich beschleunigen, ohne auf einen kostenintensiven, zeitaufwendigen und genehmigungsrechtlich anspruchsvollen Aufbau einer flächendeckenden Wasserstoff-Importinfrastruktur angewiesen zu sein.

Durch Beimischung in den Erdgasstrom könnten vermehrt Wasserstoffmengen über Erdgaspipelines nach Europa bzw. Deutschland importiert werden. Mit Anpassungen wäre langfristig zudem eine vollständige Umstellung auf Wasserstoff möglich, wodurch eine flexible Anschlussnutzung der Infrastruktur über das Ende des Erdgasimports hinaus gewährleistet werden könnte.

Auch wenn ein flächendeckender Einsatz von De-Blending-Technologien im gesamten Gasfernnetz langfristig nicht wirtschaftlich erscheint – etwa aufgrund der technischen Komplexität, des hohen Energiebedarfs, sinkender Effizienz bei niedrigen Wasserstoffkonzentrationen ($\leq 2 - 10$ Volumenprozent) sowie des zusätzlichen Infrastrukturaufwands (u. a. hohe Drücke, Rückverdichtung, Anlagenumfang), kann ein gezielter Einsatz als Brücken- und Übergangstechnologie an klar definierten Übergabestellen, wie Importpunkten oder industriellen Knoten, dennoch sinnvoll sein.

Diese Option setzt ein Angebot bzw. entsprechende Projekte zur Erzeugung und leitungsgebundene Lieferung von Wasserstoff durch heutige Erdgaslieferanten bzw. Transporteure voraus. Auch wenn einzelne Projekte in dieser Hinsicht aufgesetzt wurden, wurden diese Aktivitäten zwischenzeitlich eingestellt.

2 Regulatorische Anforderungen an Zertifizierung und Zielanrechnungen

2.1 Europäische Anforderungen und nationale Umsetzung

Der europäische, regulatorische Rahmen bestimmt, unter welchen Voraussetzungen die erneuerbare oder treibhausgasmindernde Eigenschaft des beigemischten Wasserstoffs in das Erdgasnetz nachgewiesen, bilanziert und auf regulatorische Ziele angerechnet werden kann. RFNBO und kohlenstoffarmer Wasserstoff weisen dabei jeweils eigene Zertifizierungswege auf.

Für RFNBO ergibt sich der europäische Rahmen aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) in ihrer durch die RED III fortentwickelten Fassung. Der Nachweis der relevanten Eigenschaften erfolgt grundsätzlich über ein Massenbilanzsystem nach Artikel 30 Abs. 1 und 2 der RED. Ergänzt wird dies durch den Leitfaden zu den Zielen für den Verbrauch erneuerbarer Kraftstoffe nicht-

biologischen Ursprungs in den Sektoren Industrie und Verkehr², welcher als Informationsdokument der Kommission dient. Die Massenbilanzierung verfolgt die Zusammensetzung der Energiemengen über die gesamte Wertschöpfungskette. Dieses System erlaubt die bilanzielle Zuordnung nachhaltigkeitsbezogener Eigenschaften entlang der Lieferkette, sofern das zertifizierte Volumen proportional und transparent nachverfolgt wird. In Deutschland wurden die Regelungen insbesondere in der 37. Bundesimmissionschutz-Verordnung umgesetzt, die Anforderungen an Anrechenbarkeit, Nachweise, Massenbilanzierung, Zertifikate und Zertifizierungsstellen für RFNBO näher ausgestaltet.

Für kohlenstoffarmen Wasserstoff ist der Rechts- und Zertifizierungsrahmen demgegenüber noch im Aufbau. Maßgeblich ist die Richtlinie (EU) 2024/1788 aus dem Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpaket. Diese sieht vor, dass für kohlenstoffarme Brennstoffe eine unionsweit konsistente Methodik zur Bestimmung der Treibhausgasmindering entwickelt wird. Die Kommission hat hierzu bereits einen delegierten Rechtsaktentwurf mit einer Lebenszyklusmethodik vorgelegt. Gleichwohl bleibt die praktische Zertifizierung kohlenstoffarmer Gase auf nationaler Ebene derzeit regulatorisch wenig ausdifferenziert.

An den Schnittstellen der Sektorkopplung kommt die Rezertifizierung hinzu. Wird Wasserstoff umgewandelt, mit Erdgas vermischt, separiert und nach weiteren Schritten erneut genutzt, müssen Zertifikate übertragen, geteilt oder neu ausgestellt werden können. Hier besteht ein zusätzlicher Regelungsbedarf, um Beimischungslösungen wirtschaftlich nutzbar zu machen.

2.2 Abgrenzung von Bilanzierungssystemen: Massenbilanzierung und Book and Claim

Die Wahl des Bilanzierungssystems prägt, wie Beimischung handelbar wird. Die Massenbilanz folgt der physischen Lieferkette und gibt Nachhaltigkeitseigenschaften nur innerhalb eines zusammenhängenden Systems weiter. Sie ist derzeit die europarechtlich-verbindliche Bilanzierungsmethode und schließt eng an bestehende Nachweisstrukturen und den THG-Quotenmarkt an. Netzgrenzen, Marktgebiete und unterschiedliche nationale Anforderungen können die Übertragbarkeit allerdings einschränken. Eine Veränderung dieses aktuell geltenden rechtlichen Rahmens ist prinzipiell vorstellbar, wird

² Leitfaden zu den Zielen für den Verbrauch erneuerbarer Kraftstoffe nichtbiologischen Ursprungs in den Sektoren Industrie und Verkehr gemäß den Artikeln 22a, 22b und 25 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Energie aus erneuerbaren Quellen, geändert durch die Richtlinie (EU) 2023/2413.

aber mit erheblichem Zeitaufwand und politischem Engagement verbunden sein.

Book-and-Claim trennt die Energieeigenschaft vom physischen Transport. Herkunft und THG-Eigenschaft lassen sich unabhängig vom Molekülfluss handeln. Das erhöht Liquidität und ermöglicht einen Sekundärmarkt. Die Niederlande zeigen, wie sich darüber praktikable Zuordnungen organisieren lassen. Voraussetzungen sind belastbare Mechanismen gegen Doppelzählung sowie Vorkehrungen gegen das Entstehen von Hindernissen für den Aufbau dedizierter Wasserstoffinfrastrukturen im Bereich von Netzen, Speichern und auch das Entstehen von Dienstleistungen im Bereich der Strukturierungen.

Bei der Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz sind diese Fragen besonders praxisrelevant. Wird auf die Vermarktung der grünen oder kohlenstoffarmen Eigenschaft des Wasserstoffanteils abgezielt, ist die physische Trennung des Wasserstoffes aus dem Gasgemisch bei der Massenbilanzierung nötig. Die physische Trennung des Wasserstoffs aus dem Gemisch ist im Massenbilanzansatz aufwendig, im Book-and-Claim-Modell entfällt sie. Regulatorisch öffnen sich zwei Wege: kurzfristig auf bestehende Massenbilanzstrukturen setzen oder mittelfristig ein eigenständiges, europäisch anschlussfähiges Zertifikatesystem für Beimischungen entwickeln. Eine zeitlich befristete und klar definierte Übergangsphase – etwa bis zum Aufbau der Infrastruktur (insb. Transportleitungen und Wasserstoffspeicher), der mit einem klaren Fahrplan verbunden sein sollte – kann beide Wege verbinden und den Wasserstoffhochlauf fördern.

Gleichzeitig sind jedoch auch die aus einem Book-and-Claim-Modell entstehenden ökonomischen Anreize zu berücksichtigen. Im Vergleich zu physischen Lieferungen entstehen bei der Nutzung von Zertifikaten keine Netznutzungsentgelte und Speicher- oder Strukturierungskosten. Aus Sicht der Wasserstoffnutzer besteht damit zunächst keinerlei Interesse am Anschluss an Wasserstoffinfrastrukturen oder den Nutzerfinanzierung von Netz- und Speicherinfrastrukturen oder Strukturierungsdienstleistungen. Wenn im Prozess des Wasserstoffhochlaufs Book-and-Claim-Ansätze zum Tragen kommen sollen (und die Veränderung der entsprechenden rechtlichen Regelungen angestrebt werden), kämen daher nur konditionierte Book-and-Claim-Modelle in Frage (sog. Smart Book-and-Claim). Die Nutzung von Wasserstoffzertifikaten müsste damit auf diejenigen Fälle beschränkt werden, für die (noch) keine Infrastrukturen in akzeptabler räumlicher Nähe verfügbar sind, ggf. wäre auch die Erhebung von Zuschlägen auf die Nutzung von Zertifikaten möglich, die den Netznutzungsentgelten bzw. Strukturierungskosten entsprechen und

mit denen die Anreize und Deckungsbeiträge für den Aufbau der physischen Wasserstoffinfrastrukturen gesichert werden könnten.

2.3 Behandlung von Beimischungen im EU ETS

Für den EU ETS stellt sich bei Wasserstoffbeimischungen zunächst die praktische Frage des Emissionsmonitorings. ETS-pflichtige Anlagen müssen ihre Emissionen nach einem genehmigten Monitoringplan erfassen, berichten und verifizieren lassen. Maßgeblich ist damit nicht in erster Linie die vermarktete Eigenschaft eines Gasstroms, sondern wie der tatsächlich eingesetzte Brennstoff emissionsseitig im Monitoring abgebildet wird.

Bei beigemischttem Wasserstoff entsteht daraus ein methodischer Veränderungsbedarf: Der eingesetzte Gasstrom weist eine wechselnde Zusammensetzung und damit einen variablen Emissionsfaktor auf. Je nach Höhe und zeitlicher Verteilung der Beimischung muss geklärt werden, auf welcher Grundlage der fossile und der nicht-fossile Anteil im ETS-Monitoring angesetzt werden. Dies spricht dafür, ein standardisiertes und robustes Verfahren zur emissionsseitigen Erfassung der Mischgasqualität zu entwickeln.

Die Frage, ob hierfür Massenbilanzierung ausreicht oder ob Elemente eines Book-and-Claim-Systems ergänzend herangezogen werden können, ist im ETS-Kontext besonders sensibel. Das ETS orientiert sich grundsätzlich an der realen Emissionssituation der Anlage. Daraus folgt, dass rein eigenschaftsbezogene Zertifikate ohne hinreichenden Bezug zum tatsächlich eingesetzten Brennstoff für ETS-Zwecke regelmäßig nicht genügen dürften. Für eine Anerkennung im ETS wird deshalb eher ein System erforderlich sein, das die Zusammensetzung des eingesetzten Gasstroms belastbar mit dem Monitoring verknüpft. Zertifikate können dieses Monitoring unterstützen, aber nicht ohne Weiteres ersetzen.

Auch für Anpassungen im EU ETS ist der zeitliche Horizont entscheidend. Kurzfristig sind Einzelfalllösungen über angepasste Monitoringpläne, Qualitätsvereinbarungen und standardisierte Nachweise machbar. Für den breiten Hochlauf braucht es mittelfristig EU-weit konsistente Vorgaben zur bilanziellen und emissionsseitigen Behandlung von Beimischungen in ETS-Anwendungen.

2.4 Anforderungen aus technischen Regelwerken und Regulatorik

Technische Regelwerke geben den Rahmen, in dem Beimischung physisch funktioniert. Neben der reinen Gasqualität entscheidet die Interoperabilität – die Verträglichkeit mit Infrastruktur und angeschlossenen Anwendungen.

Beides variiert von Netzgebiet zu Netzgebiet, weshalb die Regelwerke bewusst einen Prüfraum statt eines pauschalen Grenzwerts vorsehen. Im Fernleitungsnetz greifen die europäischen Gasqualitätsvorgaben, im Verteilnetz das DVGW-Regelwerk, insbesondere DVGW G 260 und Merkblatt G 294.

Solange ein netzweit anwendbarer Rahmen für Beimischungsanteile fehlt, bleiben Einspeisungen an lokale Bedingungen und individuelle Abstimmungen gebunden. Vertragliche Vereinbarungen zwischen Einspeisern, Netzbetreibern und nachgelagerten Akteuren erhöhen Transaktionskosten und verlängern Projekte. Eine Harmonisierung mit den europäischen Entwicklungen schafft den entscheidenden Hochlauf-Hebel; technische Standards machen Beimischung erst marktfähig.

Hinzu kommen die EU-Taxonomie und ihre delegierten Rechtsakte. RFNBO und kohlenstoffarmer Wasserstoff entfalten beide eine THG-Minderungswirkung. Welche Kategorie für Zielerrechnung, Förderfähigkeit oder Nachhaltigkeitsbezogene Klassifizierung anerkannt wird, prägt Geschäftsmodelle und Erlösperspektiven der Investoren und Marktakteure.

Auf Netzzugang, Bilanzierung und Abrechnung wirken wechselnde Gasqualitäten unmittelbar. Brennwert, Stoffzusammensetzung und Emissionsfaktor verändern sich über den Netzabschnitt. Mit konsistenten Standards lassen sich physische Gasqualität, energiewirtschaftliche Bilanzierung, Nachhaltigkeitsnachweise und emissionsrechtliche Behandlung sauber zusammenführen.

3 Ökonomische Aspekte

Die ökonomische Bewertung der Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ergibt sich aus unterschiedlichen Aspekten. Ein positiver ökonomischer Beitrag kann sich aus der Anerkennung der beigemischten Wassermengen für Compliance-Zwecke in den unterschiedlichen (klima- und energiepolitischen) Regelwerken ergeben. Diese Beiträge hängen jedoch erstens vom klimaseitig entstehenden Beimischungseffekt (vgl. Kapitel 2), zweitens von der Anerkennung in den verschiedenen Regelwerken (vgl. Kapitel 4) sowie drittens den hierfür realistisch erwartbaren Zeithorizonten ab.

Diesen ökonomischen Vorteilen stehen jedoch die Kosten für die Umstellung von Netz- und Kundenanlagen sowie die Bewertung der entsprechenden Risikoübernahme- und Haftungsfragen gegenüber. Darüber hinaus müssen auch aus der ökonomischen Perspektive ggf. entstehende Verzögerungen bzw. Unterauslastungen der dedizierten Wasserstoffinfrastrukturen berück-

sichtigt werden. Die Wasserstoffbeimischung kann kurz- bis mittelfristig einen Beitrag zur Senkung volkswirtschaftlicher Systemkosten leisten, indem bestehende Gasinfrastrukturen in der heutigen Form weitergenutzt werden. Entscheidend ist dabei, Fehlanreize zulasten dedizierter Wasserstoffinfrastrukturen zu vermeiden und Beimischung dort einzusetzen, wo sie systemisch sinnvoll und kosteneffizient ist.

Die entsprechenden ökonomischen Abwägungen sind auf einer abstrakten Ebene sowie ohne weitere Detailuntersuchungen nur begrenzt möglich. Gleichwohl lassen sich einige qualitative Einordnungen vornehmen.

Im Fernleitungsnetz erscheint das Kosten-Nutzen-Verhältnis tendenziell als ungünstig, vor allem wegen der spezifischen Anforderungen Industriekunden an die Produktqualitäten des gelieferten Gases. Dadurch wird der im Fernleitungsnetz mögliche Beimischungsanteil besonders begrenzt mit der Folge sehr geringer Emissionsminderungswirkungen bei gleichzeitig vergleichsweise hohen technischen Anpassungs- und Wartungsaufwand.

Im Verteilnetz könnten sich, jedoch stark abhängig von den lokalen Bedingungen (z. B. hinsichtlich der Homogenität der Abnehmer oder der vorhandenen Netzstrukturen), bessere Kosten-/Nutzen-Verhältnisse einstellen. Relevant sind hier die ggf. geringeren Anforderungen der Endnutzer (insbesondere, wenn keine Industriekunden oder Erdgastankstellen versorgt werden) und ggf. die einfacheren Netzstrukturen (insbesondere, wenn nicht mehrere Einspeisepunkte oder Ringnetzstrukturen zu berücksichtigen sind). Die Feinsteuerung der Wasserstoffanteile durch die lokale Integration von Elektrolyseanlagen erscheint grundsätzlich möglich, auch kann die Anbindung an das Erdgas-Fernleitungsnetz und das Wasserstoff-Kernnetz eine entsprechende Aussteuerung ermöglichen. Damit entsteht jedoch auch ein zusätzlicher und ggf. nicht mehr untergeordneter Steuerungs- und Transaktionsaufwand. In Verteilernetzen mit Industriekunden, Kraftwerken oder Tankstellen gelten die für das Fernleitungsnetz weiter oben beschriebenen Anforderungen an die Produktqualitäten des gelieferten Gases gleichermaßen und damit einhergehend das ungünstigere Kosten-Nutzen-Verhältnis.

Einen speziellen Fall stellt die Membrantechnologie (v. a. für den Wasserstoffimport) dar, die vor allem als Insel- und Übergangslösung (mit den entsprechenden wirtschaftlichen Konsequenzen) in Frage kommt, sofern potenzielle Wasserstofflieferanten diesen Weg unterstützen.

Aus der ökonomischen Perspektive ist jedoch vor allem die Zahlungsbereitschaft der Gasverbraucher entscheidend. Nur wenn die Beimischung von

Wasserstoff aus Sicht der Emissionsreduktion relevante Größenordnungen erreicht (also v. a. bei hohen Beimischungsquoten) und die Nutzung beigemischten Wasserstoffs regulatorisch als Emissionsminderung anerkannt wird, kann sich die Wasserstoffbeimischung als ökonomisch sinnvolle Strategie erweisen. Diesbezüglich sind vor allem die Zeithorizonte der entsprechenden Anpassungen in den verschiedenen Regulierungsbereichen entscheidend.

Eine übergreifende ökonomische Problematik ergibt sich schließlich aus den einschlägigen Haftungsfragen. Angesichts der vergleichsweise großen Heterogenität der technischen Anforderungen bzw. Nutzungsgrenzen und der Tatsache, dass letztlich der Gasabnehmer mit der geringsten Beimischungstoleranz für Haftungsfragen (seitens der Netzbetreiber) entscheidend ist, können hier für die Netzbetreiber erhebliche und ohne Vollinventur der nutzerseitigen Anlagen auch unkalkulierbare Risiken bzw. die Notwendigkeit entsprechender Vorsorgeinvestitionen entstehen.

Jenseits der übergeordneten Fragen (Regulierungsrahmen, Bilanzierungsansätze etc.) erfordert damit die ökonomische Einordnung der Wasserstoffbeimischung stets Einzelbewertungen, deren Komplexität auch von den jeweiligen Netzstrukturen bzw. dem Grad der Netzvermaschung, von Abnehmerstrukturen und saisonalen Komponenten abhängig ist und damit eine sehr hohe räumliche bzw. örtliche Komponente hat.

4 Strategische Aspekte

Eine Bewertung der Wasserstoffbeimischung erfordert neben der Berücksichtigung der verschiedenen technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Aspekte auch eine übergeordnete strategische Einordnung.

Die Beimischung von Wasserstoff ist, wo möglich und sinnvoll, generell eine Übergangslösung. Dies gilt weniger für die Fernleitungsnetze, für die der Aufbau dedizierter Wasserstoffnetze beschlossen und im Gange ist. Beimischung ist damit allenfalls für die Gasverteilnetze eine Option. Die Beimischung in Verteilnetze kann im Zuge des Wasserstoffhochlaufs und im Sinne einer Übergangsoption zu Zeitgewinnen und kurzfristigen Kosteneffizienzen führen. Dies betrifft jedoch vor allem spezifische Anwendungen und ggf. die Etablierung oder Sicherung von lokalen Sektorkopplungsstrategien. Auch sind die Vorteile stark von der Skalierung der Wasserstoffbeimischung im Sinne höherer Beimischungsanteile abhängig.

Diesen im Rahmen der technisch-regulatorischen Rahmenbedingungen unbestreitbaren Vorteilen stehen jedoch auch strategische Nachteile entgegen. Diese betreffen erstens die durch Beimischungsstrategien ggf. entstehenden

kontraproduktiven Anreize mit Blick auf den Aufbau dedizierter Wasserstoffinfrastrukturen (Netze, Speicher, Terminals etc.) die mittel- und langfristig für die Etablierung eines Wasserstoff-Segments im deutschen und europäischen Energie- (und Industrie-) System unabdingbar sind. Zweitens werden durch den oft unterschätzten Aufwand zur Umsetzung von Beimischungsstrategien oder zur Handhabung der Risiko- und Haftungsfragen private und öffentliche Mittel gebunden, die dann möglicherweise für den Aufbau eines Wasserstoffsystems zumindest im Zeitverlauf nicht ausreichend zur Verfügung stehen.

Für die Ermöglichung signifikanter Wasserstoffbeimischungen wird an vielen Stellen der gesetzliche und regulatorische Rahmen zeitnah verbessert werden müssen. Angesichts der vorstehend genannten Spannungsfelder und des zeitlichen Rahmens für den Wasserstoffhochlauf müsste für solche Veränderungen nicht nur die Ermöglichung der Wasserstoffbeimischung, sondern auch das zukünftige Auslaufen der Wasserstoffbeimischung konzipiert werden. Dies wird tendenziell zur Notwendigkeit komplexerer Regelwerke führen, die dem übergeordneten strategischen Ziel einer Vereinfachung nicht vollumfänglich entsprechen dürften.

Vor diesem Hintergrund bedarf es politisch-strategischer Entscheidungen, ob die für Wasserstoffbeimischung bzw. deren Attraktivität notwendigen Veränderungen der gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen (vor allem auf europäischer oder grenzüberschreitender Ebene) aktiv verfolgt werden sollen und angesichts des Übergangscharakters der Wasserstoffbeimischung in einem sinnvollen Zeitrahmen umgesetzt werden können. Die entsprechende Anpassung der (technischen) Regelwerke für die Zulässigkeit von Wasserstoffbeimischungen auf nationaler Ebene ist ganz überwiegend als eine No-regret-Maßnahme anzusehen. Der Umgang mit Haftungsfragen für die (Verteil-)Netzbetreiber und den daraus entstehenden praktischen Effekten möglicher Wasserstoffbeimischungen mit Blick auf Kosten und Zeitbedarf ist wiederum Gegenstand originär politisch-strategischer Entscheidungen auf nationaler Ebene. Für alle Entscheidungen und Handlungsstrategien im Bereich der Wasserstoffbeimischung bilden schließlich die Einordnung der Wasserstoffbeimischung als Übergangsstrategie sowie die Vermeidung von mittel- und langfristig kosten- bzw. komplexitätstreibenden Anreizeffekten ein wichtiges übergeordnetes Kriterium.