



Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze

1. Hintergrund

Die Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff sowie von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid (oder auch Kohlenstoffmonoxid) in synthetisches Methan (Power to Gas), welche in die Gasinfrastruktur eingespeist, gespeichert und zu unterschiedlichen Kunden transportiert werden können, ist eine vielversprechende Option zur Integration erneuerbarer Energien in andere Nutzungspfade. Power to Gas kann dazu beitragen, die CO₂-Emissionen in den verschiedenen Verbrauchssektoren zu reduzieren, indem das erneuerbar erzeugte Gas fossile Energieträger in der Mobilität, der Industrie, der Wärmeversorgung und der Stromerzeugung ersetzt. Darüber hinaus kann Power to Gas als Stromspeicher dazu beitragen, die durch Wind- und Sonnenenergie zunehmenden Schwankungen in der Stromerzeugung über längere Zeiträume hinweg auszugleichen bzw. in Zeiten besonders hoher erneuerbarer Erzeugung nicht direkt in das Stromnetz integrierbaren Strom langfristig nutzbar zu machen. Dabei hat die Einspeisung von Wasserstoff den Vorteil, dass durch die Vermeidung einer weiteren Umwandlung des Wasserstoffes in synthetisches Methan der Wirkungsgrad höher und aufgrund des Verzichts auf eine Methanisierungsanlage die Investitions- und Betriebskosten geringer sind sowie eine Beschaffung des Kohlenstoffdioxids für die Methanisierung entfallen kann. Allerdings sind der Beimischung von Wasserstoff derzeit Grenzen gesetzt, da die Verbrauchsanlagen vieler Letztverbraucher, die Speicher sowie die Netze selbst nur eine begrenzte Menge an Wasserstoff vertragen. Anpassungsmaßnahmen sind mit weiteren Kosten verbunden, über deren Ausmaß und Höhe bisher verlässliche Untersuchungen fehlen. Die Einspeisung von synthetischem Methan hat wiederum den Vorteil, dass es kaum technische Restriktionen bei der Einspeisung gibt.

Um die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan zu fördern, wurden beide in die Definition des Biogasbegriffs nach § 3 Nr. 10c des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aufgenommen, unter der Voraussetzung, dass sie überwiegend aus erneuerbaren Energien stammen. Dies hat zur Folge, dass Teil 6 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) einschl. der §§ 19 Abs. 1 S. 3, 20a, 20b der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) auf die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff und synthetischem Methan unmittelbar Anwendung finden (privilegierter Anschluss, privilegierte Einspeisung, Biogasbilanzierung, Wegfall Einspeiseentgelte, pauschales Entgelt für vermiedene Netzkosten, Umlage der Kosten des Gasnetzbetreibers). Hieraus ergeben sich aufgrund der Unterschiede in der erforderlichen Anlagentechnik zur klassischen Biogaserzeugung und -aufbereitung (Elektrolyseur und Methanisierungsanlage anstatt Fermenter und Aufbereitung) und der Gasbeschaffenheit einige Auslegungsfragen, die bislang noch nicht im Bereich der Biogaseinspeisung geklärt wurden. Im Übrigen gilt die Rechtslage zur Einspeisung von sonstigem Biogas nach § 3 Nr. 10c EnWG grundsätzlich auch für die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff und synthetischem Methan¹.

¹ Insoweit kommen grundsätzlich auch die bislang im Rahmen der Biogaseinspeisung ergangenen Entscheidungen der Regulierungsbehörden und Gerichte zur Anwendung: Bundesnetzagentur, Beschluss

Bereits die ersten der Bundesnetzagentur vorliegenden Anfragen bedurften einer Einschätzung zu den maßgeblichen rechtlichen Grundsatzfragen der Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan. Um eine größtmögliche Transparenz zu wahren, soll dieses Positionspapier die grundlegenden Fragestellungen im Zusammenhang mit der Anwendbarkeit der Vorschriften zur Biogaseinspeisung auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan darstellen und erörtern.

2. Netzanschluss

a) Anwendungsbereich der Vorschriften zur Biogaseinspeisung

Der Anwendungsbereich des Teils 6 der GasNZV sowie der §§ 19 Abs. 1 S. 3, 20a, 20b GasNEV ist gem. § 3 Nr. 10c EnWG eröffnet, wenn der Wasserstoff und das Kohlenstoffdioxid nachweislich weit überwiegend, d.h. zu mindestens 80 Prozent (BT-Drs. 17/6072, S. 50), aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG vom 23.04.2009 und Kohlenstoffdioxid erneuerbarer Herkunft hergestellt wurde. Energie aus erneuerbaren Quellen ist gem. Art. 2 lit. a) RL 2009/28/EG Energie aus erneuerbaren, nicht fossilen Energiequellen, d.h. Wind, Sonne, aerothermische, hydrothermische und geothermische Energie, Meeresenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas.² Maßgeblicher Zeitraum für die Erfüllung des Merkmals des weit überwiegenden Einsatzes von Strom aus erneuerbaren Energiequellen ist das Kalenderjahr bzw. bei unterjährigem Beginn der Einspeisung das Rumpfkalendarjahr.

Die Gewährung der Privilegierungen der Vorschriften zur Biogaseinspeisung setzt zwar insoweit einen Nachweis der biogenen Eigenschaft des Gases im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG voraus. Dieser Pflicht ist jedoch grundsätzlich durch entsprechende Angaben des Anlagenbetreibers über die Herkunft des Stroms in den Datenblättern bzw. Formularen des Gasnetzbetreibers zum Anschlussbegehren genüge getan.³ Dass der Gasnetzbetreiber vom Einspeiser einen weitergehenden oder gar dauerhaften und wiederholten Nachweis der biogenen Eigenschaft (bspw. durch Zertifikate) fordert, ist nur ausnahmsweise dann erforderlich und zulässig, wenn dem Gasnetzbetreiber konkrete Anhaltspunkte für ein Fehlen der biogenen Eigenschaft des Gases vorliegen.

Dies deckt sich grundsätzlich auch mit den Anforderungen der Einspeisung von sonstigem Biogas. Auch hier ist nicht die Vorlage von Gutachten o. ä. über die Art der Einsatzstoffe erforderlich. Zudem setzt die Verwendung des eingespeisten Gases als erneuerbares Produkt sowohl im Strom-, Wärme als auch Kraftstoffsektor umfangreiche und praxiserprobte Nachweisverfahren voraus, so dass eine Missbrauchsgefahr grundsätzlich alleine schon aus diesem Grund derzeit als gering einzustufen ist. Die Verwendung eingespeisten erneuerbaren Wasserstoffs oder synthetischem Methans als „graues“, nicht erneuerbares Produkt, die mithin einen verwendungsseitigen Nachweis entfallen ließe, erscheint hingegen aus wirtschaftlichen Gründen als eher unwahrscheinlich. Sollte sich dies ändern, oder aus anderen Gründen ein Missbrauchspotenzial erkennbar werden, bedürfte es – vergleichbar den Verwendungsnachweisen in der Strom- und Wärmeerzeugung sowie im Kraftstoffsektor – einer konkreten gesetzlichen Regelung

vom 03.03.2010 (BK7-09-005), Beschluss vom 25.02.2011 (BK7-10-191), Beschluss vom 26.02.2013 (BK7-12-215); Landesregulierungsbehörde Nordrhein-Westfalen, Beschlüsse vom 21.02.2011 und 18.06.2012 (V B 4 - 38-26), OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14.12.2011 (VI 3-Kart 25/11), Beschluss vom 22.08.2012 (VI 3-Kart 205/12), Beschluss vom 19.12.2013 (VI-5 Kart 25/13); BGH, Beschluss vom 11.12.2012 (EnVR 8/12).

³ Sofern die Datenblätter/Formulare der Netzbetreiber dies nicht vorsehen, kommt alternativ auch die Vorlage eines Anlagenbetriebskonzeptes, welches die nachvollziehbare Herkunft des Stroms darlegt, durch den Anlagenbetreiber in Betracht.

³ Sofern die Datenblätter/Formulare der Netzbetreiber dies nicht vorsehen, kommt alternativ auch die Vorlage eines Anlagenbetriebskonzeptes, welches die nachvollziehbare Herkunft des Stroms darlegt, durch den Anlagenbetreiber in Betracht.

zum Nachweis der erneuerbaren Eigenschaft des eingesetzten Stroms, um die mit einem detaillierten Nachweismechanismus verbundenen Rechtsunsicherheiten zu vermeiden. Hinsichtlich des Einsatzes von erneuerbarem Kohlenstoffdioxid erscheint eine Missbrauchsgefahr, ähnlich der Einspeisung von sonstigem Biogas, noch geringer, da das Kohlenstoffdioxid in der Regel vor Ort (bspw. in Biogasaufbereitungsanlagen) anfällt.

Im Übrigen wird der Anwendungsbereich auch nicht über § 32 Nr. 1 bis 3 GasNZV ausgeschlossen. Die Vorschrift definiert den Anschluss zwar als Verbindung zwischen Biogasaufbereitungsanlage und bestehendem Gasversorgungsnetz, den Anschlussnehmer als Betreiber einer Anlage, mit der Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet wird, und als Anlage die Anlage zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität. Allerdings muss insoweit die Definition des Biogasbegriffs nach § 3 Nr. 10c EnWG berücksichtigt werden, dessen Erweiterung um erneuerbaren Wasserstoff und erneuerbares synthetisches Methan gerade den Anwendungsbereich der Biogassvorschriften der GasNZV und der GasNEV für beide Gase öffnen sollte. Daher sind im Rahmen dieser Vorschriften Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff und synthetischem Methan rechtlich wie Biogasaufbereitungsanlagen zu behandeln⁴.

b) Anschlusspflicht

Der Netzbetreiber hat gem. § 33 Abs. 1 S. 1 GasNZV Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen, die überwiegend erneuerbare Energien im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG einsetzen, vorrangig an Gasversorgungsnetz anzuschließen. Der Netzbetreiber kann den Netzanschluss gem. § 17 Abs. 2 EnWG, § 33 Abs. 8 S. 1 GasNZV nur dann verweigern, wenn dieser technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist. Der Netzbetreiber hat die wirtschaftliche Unzumutbarkeit anhand der konkreten Umstände des Einzelfalls zu prüfen und dabei alle im konkreten Einzelfall relevanten Belange abzuwägen.⁵ Lediglich wenn die Belange des Netzbetreibers Vorrang vor den Belangen des Anschlussnehmers haben, kann er den Anschluss verweigern.⁶

Eine intermittierende Einspeisung des Wasserstoffes oder synthetischen Methans, d.h. eine fluktuierende Einspeisung aufgrund einer flexiblen Erzeugung von Wasserstoff bzw. synthetischem Methan beispielsweise aus Wind- oder PV-Strom, führt allein nicht zu einer wirtschaftlichen Unzumutbarkeit. Insbesondere ist die ganzjährige Einspeisung kein notwendiges Kriterium einer wirtschaftlichen Zumutbarkeit, gerade wenn das Anlagenkonzept die intermittierende Einspeisung von Wasserstoff bzw. synthetischem Methan vorsieht. Derartige Geschäftskonzepte müssen möglich bleiben, da gerade die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan aus fluktuierenden erneuerbaren Stromquellen zum Strukturausgleich auf einer solch intermittierenden Umwandlung bzw. Einspeisung beruht. Zudem wird die Einspeisung von Wasserstoff aufgrund eines geringeren Gasflusses in den Sommermonaten oftmals nicht ganzjährig möglich sein. Daher ist der Anschlussnehmer darauf angewiesen, dass der Anschluss bei der Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan auch dann gewährt wird, wenn er nicht ganzjährig genutzt wird.

c) Anschlussverfügbarkeit und Mindesteinspeisekapazität

Der Netzbetreiber hat gem. § 33 Abs. 2 S. 1 GasNZV die Verfügbarkeit des Netzanschlusses dauerhaft, mindestens aber zu 96 Prozent, sicherzustellen. Die Verfügbarkeit bezieht sich dabei

⁴ Dies gilt im Übrigen auch für Anlagen zur Erzeugung von sonstigem Biogas, soweit ausnahmsweise nicht aufbereitetes (Roh-)Biogas eingespeist werden kann; s.u. 4.

⁵ BGH, Beschluss vom 11.12.2012, EnVR 8/12, S. 7. Dabei sind Belange auf Seiten des Netzbetreibers u.a. die Kosten des Anschlusses und etwaiger Kapazitätserhöhender Maßnahmen, während auf Seiten des Anschlussnehmers insbesondere die Angewiesenheit auf den konkret gewünschten Anschluss maßgebend ist.

⁶ BGH, Beschluss vom 11.12.2012, EnVR 8/12, S. 7.

auf das Kalenderjahr. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber dafür Sorge zu tragen hat, dass der Netzanschluss, d.h. die Anschluss- bzw. Einspeiseanlage und die Anschlussleitung, zu mindestens 96 Prozent eines Kalenderjahres für die geplante Einspeisung zur Verfügung steht. Zudem hat der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer gem. § 33 Abs. 6 S. 4 GasNZV eine im Rahmen des Netzanschlussvertrags bestimmte Mindesteinspeisekapazität zu garantieren. Diese entspricht grundsätzlich der begehrten Einspeisekapazität, es sei denn, das Netz kann die begehrte Kapazität nicht aufnehmen und kapazitätserhöhende Maßnahmen sind technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar; vgl. §§ 33 Abs. 10, 34 Abs. 2 S. 3 GasNZV. Zudem kann der Netzbetreiber die Mindesteinspeisekapazität an die ermittelte zulässige Wasserstoffeinspeisung anpassen, falls die begehrte Einspeisung aufgrund fehlender Netzverträglichkeit nicht vollständig zugesagt werden kann.⁷ Vorübergehende Schwankungen – Steigerungen und Absenkungen – der insoweit zulässigen Wasserstoffeinspeisung sind bei der garantierten Mindesteinspeisekapazität grundsätzlich jedoch nicht zu berücksichtigen, es sei denn sie sind vorhersehbar. In diesem Fall können sie von vorneherein im Rahmen der Mindesteinspeisekapazität berücksichtigt werden.

Auch eine Anschlussnutzung und Einspeisung im intermittierenden Betrieb entbindet den Netzbetreiber nicht von den Verpflichtungen der §§ 33 Abs. 2 und 6 S. 4 GasNZV. Der Netzanschluss muss also auch bei einer intermittierenden Fahrweise zu 96 Prozent eines Kalenderjahres verfügbar sein. Wenn allerdings der Netzbetreiber den Anschluss zu mehr als 4 Prozent über ein Kalenderjahr nicht vorhält, während der Ausfallzeit der Anschluss jedoch nicht durch den Einspeiser genutzt wird, bleibt die Nichteinhaltung der Anschlussverfügbarkeit für den Netzbetreiber grundsätzlich folgenlos. Dieser Umstand ist insbesondere bei geplanten Unterbrechungen der Anschlussverfügbarkeit wie bspw. Wartungsarbeiten relevant. Vergleichbares gilt auch für die garantierte Mindesteinspeisekapazität: Diese muss ebenfalls während das ganzen Jahres vorgehalten werden. In einem Zeitraum in welchem die Kapazität jedoch aufgrund des intermittierenden Betriebs nicht durch den Einspeiser genutzt wird, bleibt ein vorübergehender Ausfall der Kapazität folgenlos.

Hinsichtlich der Wasserstoffverträglichkeit finden die Vorschriften des § 33 Abs. 2 S. 1 und Abs. 6 S. 4 GasNZV jedoch keine Anwendung. Die Pflicht zur Sicherstellung einer Mindestanschlussverfügbarkeit bezieht sich nicht auf die Wasserstoffverträglichkeit des Netzes, sondern vielmehr auf die tatsächliche technische Verfügbarkeit der Netzanschlussanlagen im Sinne des § 32 Nr. 2 GasNZV selbst. Auch die garantierte Mindesteinspeisekapazität nach § 33 Abs. 6 S. 4 GasNZV greift hier nicht, da sich diese alleine auf die Aufnahmekapazität des Netzes und nicht auf die Netzverträglichkeit des Wasserstoffs bezieht.⁸

Die garantierte Mindesteinspeisekapazität kann daher nachträglich reduziert oder entzogen werden, wenn nachweislich feststeht, dass eine technische Minderung oder Einstellung der Wasserstoffeinspeisung dauerhaft, d.h. nicht bloß vorübergehend, erforderlich ist.⁹ Wird die Wasserstoffeinspeisung dauerhaft gemindert, kann auch die garantierte Mindesteinspeisekapazität nur maximal in gleichem Umfang gemindert werden. Wird dementsprechend bei einer bloß vorübergehend erforderlichen Reduzierung der Wasserstoffeinspeisung die Mindesteinspeisekapazität nicht gekürzt, haftet der Netzbetreiber für die Dauer der fehlenden Wasserstoffverträglichkeit aus vorgenannten Gründen jedoch nicht aus der weiterhin vorzuhaltenden Garantie der Mindesteinspeisekapazität. Umgekehrt muss die Mindesteinspeisekapazität nachträglich erhöht werden, wenn eine technische Erhöhung der Wasserstoffeinspeisung dauerhaft möglich ist. Falls sich nachträglich herausstellt, dass es zu vorübergehenden Steigerungen kommt, sind diese ebenfalls bei der garantierten Mindesteinspeisekapazität zu berücksichtigen, es sei denn die Steigerungen sind nicht vorhersehbar.

⁷ Siehe unten S. 5 f.

⁸ Siehe unten S. 5 f.

⁹ Siehe unten S. 9 f.

3. Netzzugang

a) Rechtsgrundlagen

Der Netzbetreiber hat gem. § 34 Abs. 1 S. 1 GasNZV vorrangig Einspeiseverträge mit den Einspeisern von Wasserstoff und synthetisches Methan aus überwiegend erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG abzuschließen. Der Netzbetreiber kann jedoch den Zugang bzw. die Einspeisung gem. § 34 Abs. 2 S. 1 GasNZV wegen technischer Unmöglichkeit oder wirtschaftlicher Unzumutbarkeit verweigern. Zudem kann er gem. § 34 Abs. 1 S. 1 HS. 2 GasNZV i.V.m. § 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV Zugang bzw. Einspeisung auch bei fehlender Netzkompatibilität bzw. Netzverträglichkeit des einzuspeisenden Gases verweigern.

Nach gegenwärtiger Rechtslage sind alle Netznutzer gem. § 19 Abs. 1 und 2 GasNZV i.V.m. § 49 Abs. 2 und 3 EnWG verpflichtet, das einzuspeisende Gas netzkompatibel zu halten. D.h. der Netznutzer ist verpflichtet, das Gas mit einer Beschaffenheit einzuspeisen, die einen sicheren Netzbetrieb und eine sichere Verwendung des Gases gewährleistet. Die technischen Anforderungen richten sich gem. § 49 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG grundsätzlich nach den DVGW-Arbeitsblättern in ihrer jeweils geltenden Fassung. Diese Verpflichtung trifft gem. § 34 Abs. 1 S. 1 GasNZV i.V.m. § 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV auch den Einspeiser von Biogas, mit einer Einschränkung: Der Ordnungsgeber hat hinsichtlich der einzuhaltenden Grenzwerte für Biogaseinspeiser in § 36 Abs. 1 Satz 1 GasNZV auf die DVGW-Regelwerke G 260 und G 262 verwiesen, so wie sie im Jahre 2007 Bestand hatten, d.h. nachträgliche inhaltliche Änderungen der Arbeitsblätter kommen für den Biogaseinspeiser grundsätzlich nicht zur Anwendung.¹⁰ Die DVGW-Arbeitsblätter geben wiederum brenntechnische Kenndaten und Grenzwerte für Gasbegleitstoffe vor, welche die Netzkompatibilität des einzuspeisenden Gases gewährleisten.

Da es sich bei Wasserstoff um ein Gas handelt, das sich in Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Erdgas und anderen netzkompatiblen Gasen unterscheidet und – ohne Durchmischung – zu Schäden an Netzen, Speichern und Kundenanlagen führen kann, ist reiner Wasserstoff nicht netzkompatibel. Allerdings kann der Wasserstoff dennoch netzverträglich sein, soweit hinter dem Einspeisepunkt die Durchmischung mit netzkompatiblen Gas dazu führt, dass keine Auswirkungen auf die Interoperabilität des Gasversorgungsnetzes zu befürchten sind. Dies ergibt sich bereits aus der Auslegung der §§ 49 EnWG sowie 19, 34 und 36 GasNZV. In den Arbeitsblättern des DVGW wird dies dahingehend konkretisiert, dass nicht netzkompatible Gase wie reiner Wasserstoff als sog. Zusatzgas gegenüber Erdgas als sog. Grundgas in bestehenden Gasversorgungsnetzen eingespeist werden können; vgl. Nr. 2.2 DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Stand 2000). Dabei bestimmt zunächst das Brennverhalten die Höhe der Zumischung; vgl. Nr. 2.2 DVGW-Arbeitsblatt G 260. Darüber hinaus hat die Einspeisung von Zusatzgas so zu erfolgen, dass die Anforderungen der öffentlichen Gasversorgung hinter dem Einspeisepunkt erfüllt werden; vgl. Nr. 4.1.3 DVGW-Arbeitsblatt G 262 (Stand 2004). Dies bedeutet, dass eine Einspeisung von Wasserstoff solange und soweit zulässig ist, als dass die Sicherheit und Interoperabilität des jeweiligen Einspeisenetzes, etwaig nach- oder vorgelagerter Gasversorgungsnetze und an die betroffenen Netze angeschlossener Speicher und Kunden gewährleistet bleiben.

Der Netzbetreiber ist jedoch nicht verpflichtet, darüberhinausgehend die Wasserstoffverträglichkeit seines Netzes anzuheben. Die Regelungen zur Mindestanschlussverfügbarkeit und Mindesteinspeisekapazität greifen hier nicht.¹¹ Ferner handelt es sich auch nicht um Maßnahmen nach § 34 Abs. 2 Satz 3 GasNZV, da der Netzbetreiber insoweit nur Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazität in seinem Netz zu ergreifen hat, nicht jedoch Maßnahmen, welche die fehlende Netzkompatibilität des einzuspeisenden Gases aufheben. So kann es dem einzuspeisenden

¹⁰ Daneben ist der Netzbetreiber verantwortlich für die Herstellung des für die Einspeisung erforderlichen Druckes sowie für die Einhaltung der Anforderungen an die Gasabrechnung nach DVGW-Arbeitsblatt G 685; vgl. § 36 Abs. 1 S. 5 und Abs. 3 GasNZV.

¹¹ Siehe oben Seite 4.

Gas an der Netzkompatibilität fehlen, obwohl für die Einspeisung eine ausreichende Kapazität im Netz vorhanden wäre.

Dieser Wertung steht auch nicht die Aufnahme von Wasserstoff in die Definition des Biogasbegriffs nach § 3 Nr. 10c EnWG entgegen. Dies zeigt insbesondere ein Vergleich mit der Rechtslage bei der Einspeisung von nicht aufbereitetem Biogas (sog. Rohbiogas), welches ebenfalls bei Einspeisung nicht netzkompatibel ist. Auch für die Einspeisung von Rohbiogas kommen gem. § 3 Nr. 10c EnWG die Vorschriften zur Biogaseinspeisung gem. §§ 31ff. GasNZV zur Anwendung, da der Biogasbegriff des § 3 Nr. 10c EnWG hinsichtlich der Rohstoffe alle Formen von Biogas, d.h. Gas aus Biomasse, Klärgas, Deponiegas und Grubengas erfasst, unabhängig von der jeweiligen Verarbeitungsstufe und spezifischen Zusammensetzung sowie unabhängig von ihrer Netzverträglichkeit¹². Würde dem Netzbetreiber jedoch – entgegen der bestehenden gesetzlichen Regelung der §§ 34 Abs. 1 S. 1, 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV – die Verantwortung auferlegt, das einzuspeisende Biogas netzkompatibel bzw. netzverträglich zu halten, müsste er im Falle der fehlenden Netzverträglichkeit bei der Einspeisung von Wasserstoff, Rohbiogas oder sonstigen nicht netzkompatiblen Gasen, die unter die Definition des § 3 Nr. 10c EnWG fallen, entweder sein Netz entsprechend ertüchtigen oder – falls dies technisch unmöglich oder unwirtschaftlich ist – selbst die erforderlichen Biogasaufbereitungs- oder Methanisierungsanlagen bauen und betreiben. Dies ist jedoch nicht Sinn und Zweck des § 3 Nr. 10c EnWG und – wie insbesondere der Vergleich zum Rohbiogas zeigt – auch nicht der Sinn und Zweck der Erweiterung des § 3 Nr. 10c EnWG um erneuerbaren Wasserstoff und erneuerbares synthetisches Methan. Eine derartige Auslegung würde das in den §§ 19 Abs. 1 und 2, 34 Abs. 1 S. 1 sowie 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV verankerte Prinzip aufheben, dass der Einspeiser dafür Sorge zu tragen hat, dass das einzuspeisende Gas netzkompatibel bzw. netzverträglich ist.

b) Prüfung der Netzkompatibilität¹³

Der Netzbetreiber hat zunächst nach Eingang eines Anschlussbegehrens im Rahmen der Prüfung des Begehrens anhand der Ist-Situation sowie bereits zum Zeitpunkt des Anschlussbegehrens absehbarer Änderungen in seinem Netz prüfen, welche maximal zulässige Einspeisung an Wasserstoff in sein Netz möglich ist. Die Kosten der Prüfung trägt gem. § 33 Abs. 5 S. 5 GasNZV grundsätzlich der Anschlussnehmer, soweit die Prüfung sich nicht auf eine kapazitätserhöhende Maßnahme im Sinne des § 34 Abs. 2 S. 3 GasNZV wie bspw. eine Rückspeisung in ein vorgelagertes Netz bezieht. Im Rahmen der Anschlussprüfung muss der Netzbetreiber insbesondere den maximal zulässigen Wasserstoffgehalt in seinem Netz sowie die zulässige Einspeisemenge bzw. -kapazität berechnen. Zu diesem Zweck hat er die Faktoren in seinem Netz und ggf. nach- oder vorgelagerten Netzen zu ermitteln, die begrenzend auf die Einspeisung von Wasserstoff wirken können. Dabei ist zu unterscheiden zwischen solchen Beschränkungen, die sich aus der allgemeinen Gasversorgung ergeben und solchen, die sich lediglich aus den Anforderungen bestimmter Kundengruppen ergeben (Bsp.: Stoffliche Nutzung von Erdgas in der chemischen Industrie). Denn grundsätzlich sind lediglich die Anforderungen der allgemeinen Gasversorgung durch die Regelungen der §§ 49 EnWG sowie 19, 34 und 36 GasNZV geschützt. Durch die Anforderungen der allgemeinen Gasversorgung und damit auch der Interoperabilität des Gasversorgungsnetzes gedeckt sind die Anforderungen des Netz- und Speicherbetriebs sowie der allgemein üblichen Verwendung von Gas bei der Erzeugung von Wärme und Strom. Dies betrifft insbesondere die Anforderungen der Gasturbinen, BHKW-Motoren und Porenspei-

¹² Die Aufzählung von Biomethan in § 3 Nr. 10c EnWG ist daher rein deklaratorischer Natur und hat gegenüber den übrigen Aufzählungen keine eigenständige Bedeutung; sie unterstreicht jedoch nochmals, dass auch nicht netzkompatible Gase dem Biogasbegriff des § 3 Nr. 10c EnWG unterliegen.

¹³ Die folgenden beiden Kapitel beziehen sich lediglich auf die Wasserstoffeinspeisung, da das Verfahren zur Prüfung eines Begehrens auf Einspeisung von synthetischem Methan sich nicht grundsätzlich von dem Verfahren bei Einspeisung von aufbereitetem Biogas unterscheidet.

cher an die Gasbeschaffenheit bzw. Wasserstoffkonzentration sowie die fehlende Erfassung der Wasserstoffkonzentration durch bestehende Prozessgaschromatographen (PGC).¹⁴

Eine Ausnahme bilden hierbei solche PGC, die der geeichten Messung des Brennwertes im Rahmen einer korrekten Gasabrechnung dienen. Der Netzbetreiber ist gem. § 36 Abs. 3 GasNZV zum Austausch der PGC verpflichtet, wenn dies zur Einhaltung der Anforderungen an die Gasabrechnung nach DVGW-Arbeitsblatt G 685 infolge der Einspeisung von (erneuerbarem) Wasserstoff erforderlich ist und die damit verbundenen Kosten nicht zur wirtschaftlichen Unzumutbarkeit des gesamten Anschlusses führen. Grundsätzlich sind dabei die anfallenden Kosten immer von dem Netzbetreiber zu tragen, in dessen Netz sie anfallen, auch wenn die Ursache der Umrüstung im vorgelagerten Netzgebiet liegt. D.h. sind in einem nachgelagerten Netz infolge einer Wasserstoffeinspeisung im vorgelagerten Netz neue PGC zu errichten, liegt dies im Verantwortungsbereich des nachgelagerten Netzbetreibers. Er kann jedoch die Kosten im Rahmen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit und unter Berücksichtigung der Kosteneffizienz ebenfalls gem. § 20b GasNEV umlegen. Die betroffenen Netzbetreiber haben alle hierfür erforderlichen Informationen auszutauschen.

Fraglich ist, ob weitergehende Anforderungen an die Gasbeschaffenheit durch Erdgastankstellen noch von den Vorgaben der Interoperabilität des Gasversorgungsnetzes erfasst werden. Hiergegen könnte die zumindest derzeit noch relativ geringe Bedeutung des Erdgasverbrauchs im Kraftstoffbereich gegenüber der Wärmeerzeugung, aber auch der Stromerzeugung sprechen. Maßgebend ist insoweit die Ist-Situation, nicht jedoch zukünftige Entwicklungen oder Erwartungen. Für einen Schutz durch die Interoperabilität des Gasversorgungsnetzes spricht allerdings der Umstand, dass mit ca. 900 Tankstellen dennoch eine große Anzahl an Letztverbrauchern unmittelbar und mit über 96.000 Erdgasfahrzeugen in Deutschland und rund einer Million Erdgasfahrzeugen in Europa eine noch größere Zahl von Endkunden mittelbar betroffen ist. Eine abschließende Bewertung der geschilderten Problematik ist in Bezug auf die Wasserstoffeinspeisung derzeit nicht zwingend erforderlich, denn bei Ermittlung des im Einzelfall zulässigen Wasserstoffgehalts sind auch die Anforderungen der bestehenden Erdgastankstellen zu berücksichtigen¹⁵. Da reiner Wasserstoff nicht netzkompatibel ist, sondern nur insoweit eingespeist werden kann, als eine ausreichende Durchmischung mit netzkompatiblen Gas gewährleistet ist, muss auch ein Bestandskunde, der nicht durch die Anforderungen an die Interoperabilität des Gasversorgungsnetzes geschützt wird, zumindest darauf vertrauen können, dass es sich bei dem Gas, welches er bezieht, um ein netzkompatibles Gas handelt, das sich in den Grenzen der DVGW-Arbeitsblätter¹⁶ hält.¹⁷

¹⁴ Vgl. auch DVGW-Arbeitsblatt G 262, Stand 2011, S. 17, wo Grenzwerte für unterschiedliche Gasanwendungen beschrieben sind. Zudem ist es möglich, dass ausländische Netzbetreiber an Grenzübergangspunkten die Einspeisung von Wasserstoff verweigern oder an strengere Grenzwerte als nach deutschem Recht binden. Insoweit ist derzeit – ohne ein einheitliches europäisches Regelwerk – noch das jeweilige Recht des Nachbarstaats maßgebend, auch wenn das deutsche Recht grundsätzlich auch für Ausspeisungen über Grenzübergangspunkte gilt, mithin die im Folgenden beschriebene Prüfung für inländische Netzkopplungspunkte auch auf Grenzübergangspunkte anzuwenden wäre. Verstößt der ausländische Netzbetreiber gegen das jeweilige nationale Recht oder verstößt das jeweilige nationale Recht gegen höherrangiges EU-Recht auf diskriminierungsfreien Zugang zum Gasnetz – bspw. weil ein Abschluss der Wasserstoffeinspeisung oder ein strenger Grenzwert im konkreten Einzelfall technisch nicht gerechtfertigt sind – sind grundsätzlich die nationalen Regulierungsbehörden und Gerichte des Nachbarstaates durch den betroffenen deutschen Netzbetreiber anzurufen.

¹⁵ Vgl. auch DVGW-Arbeitsblatt G 262, Stand 2011, S. 17.

¹⁶ DVGW-Arbeitsblatt G 262, Stand 2011, S. 17. Da die Regelungen der überarbeiteten DVGW-Arbeitsblätter in diesem Punkt bloß eine Konkretisierung der Nr. 2.2 DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Stand 2000) und der Nr. 4.1.3 DVGW-Arbeitsblatt G 262 (Stand 2004) darstellen, d.h. gegenüber dem Regelungsgehalt der alten Vorschriften lediglich deklaratorische Wirkung haben, gelten die Ausführungen auch für die Einspeisung von Wasserstoff, soweit dieser als Biogas im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG zu behandeln ist.

¹⁷ Dies muss grundsätzlich auch für die besonderen Anforderungen bestehender Industriekunden an den Wasserstoffgehalt gelten, die nicht Teil der allgemeinen Gasversorgung sind.

Nach der Bestimmung wasserstoffsensibler Anwendungen im Netz hat der Netzbetreiber anhand der verbindlichen Angaben des Wasserstoffeinspeisers im Rahmen des Anschlussbegehrens zur geplanten Einspeisung sowie der erforderlichen Daten aus dem eigenen Netz¹⁸ zu ermitteln, ob und in welchem Umfang Wasserstoff an sensible Anwendungen oder Netzkopplungspunkte zu nach- oder (im Falle einer Rückspeisung) vorgelagerten Netzen gelangen kann. Ist dies der Fall, hat er ggf. in Abstimmung mit einem betroffenen Kunden zu prüfen, ob die Anwendung bzw. der betroffene Kunde (bspw. Speicher- oder Kraftwerksbetreiber) ausnahmsweise einen erhöhten Wasserstoffgehalt oder eine erhöhte Wasserstoffmenge hinnehmen können (Bsp.: sehr kurzfristige Überschreitungen); ein betroffener Kunde ist jedoch nicht verpflichtet, einen kurzfristig höheren Wasserstoffgehalt zu akzeptieren, falls auch bei sehr kurzfristiger Überschreitung ein Schaden nicht ausgeschlossen ist. Ist dies nicht der Fall, hat er zu berechnen, in welchem Umfang am begehrten Anschlusspunkt Wasserstoff eingespeist werden kann. Gelangt der Wasserstoff in nach- oder vorgelagerte Netze, hat der Netzbetreiber zu ermitteln, in welchem Umfang Wasserstoff über den jeweiligen Netzkopplungspunkt in das nach- oder vorgelagerte Netz gelangen kann, und hat das Ergebnis dem nach- oder vorgelagerten Netzbetreiber mitzuteilen. Dieser hat dann seinerseits zu prüfen, ob in seinem Netz wasserstoffsensible Anwendungen betroffen sind, und zu berechnen, in welchem Umfang am betroffenen Netzkopplungspunkt Wasserstoff eingespeist werden kann. Das Ergebnis der Prüfung hat er dem (Einspeise-)Netzbetreiber mitzuteilen. Auf dieser Grundlage hat der (Einspeise-)Netzbetreiber wiederum zu prüfen, in welchem Umfang am begehrten Anschlusspunkt Wasserstoff eingespeist werden kann. Im Rahmen dieser Prüfung hat der Netzbetreiber (ggf. in Zusammenarbeit mit betroffenen nach- oder vorgelagerten Netzbetreibern) auch unterjährige vorhersehbare Schwankungen zu berücksichtigen. Ist bspw. absehbar, dass zeitweise eine höhere Wasserstoffeinspeisung möglich ist, muss der Netzbetreiber diese dem Einspeiser gewähren. Erfordert dies den Einbau wasserstoffsensibler PGC, sind die Kosten seitens des Netzbetreibers dann zu übernehmen, wenn diese PGC zumindest auch der Einhaltung des DVGW-Arbeitsblattes G 685 dienen; vgl. §36 Abs. 3 GasNZV.¹⁹

Zudem hat der Netzbetreiber (ggf. in Zusammenarbeit mit betroffenen nach- oder vorgelagerten Netzbetreibern) zu prüfen, ob durch einen Austausch betroffener wasserstoffsensibler Anlagen mit solchen, die eine größere Menge an Wasserstoff vertragen, oder durch eine Änderung der aktuellen Netzfahrweise und sonstige Anpassungen, die eine höhere Wasserstoffkonzentration von sensiblen Anwendungen fernhalten könnten, die Wasserstoffbeimischung erhöht werden kann, ohne dass hierdurch die Pflichten des Netzbetreibers nach den §§ 11, 15, 16 und 16a EnWG zum Betrieb eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Netzes verletzt bzw. deren Erfüllung gefährdet würde. Zwar ist der Netzbetreiber grundsätzlich nicht zum Austausch oder der Neuerrichtung von Anlagen sowie zur Übernahme der damit verbundenen Kosten verpflichtet.²⁰ Allerdings hat der Netzbetreiber dem Einspeiser alle Informationen zur Verfügung zu stellen, damit dieser entscheiden kann, ob eine Umstellung der Netzfahrweise oder der Kundenanlagen aus Gründen der Optimierung der Wasserstoffeinspeisung auf eigene Kosten wirtschaftlicher günstiger ist als der Verzicht auf eine entsprechende erhöhte Wasserstoffbeimischung oder Errichtung und Betrieb einer zusätzlichen Methanisierungsanlage. Dies kann ggf. dann in Betracht kommen, wenn mehrere Wasserstoffeinspeiser gleichermaßen von entsprechenden Maßnahmen profitieren würden und insoweit eine Kostenaufteilung auf mehrere Einspeiser möglich wäre.

¹⁸ Dies sind insbesondere vergangene und bereits zu erwartende Lastflüsse, einschließlich Nullflüsse und Wechsel der Gasflussrichtung, sowie die Gasbeschaffenheit des im Netz befindlichen Gases, insbesondere ein bereits bestehender Wasserstoffgehalt.

¹⁹ Siehe oben S. 7.

²⁰ Sowohl eine Umstellung der Netzfahrweise als auch eine Anpassung würde in ihrer Wirkung der Herstellung der oder einer höheren Netzkompatibilität durch den Netzbetreiber gleichkommen. Diese herzustellen ist allerdings Aufgabe des Einspeisers; siehe oben S. 5 f.

c) Änderung maßgeblicher Einflussgrößen nach Prüfung des Anschlussbegehrens

Einer möglichen Veränderung kann die Wasserstoffeinspeisung auch nach der Prüfung des Anschlussbegehrens infolge einer Veränderung des Gasflusses im Einspeisenetz oder mit Auswirkung auf das Einspeisenetz sowie sonstiger sich ändernder Rahmenbedingungen unterliegen. Grund hierfür können veränderte Import-/Exportströme oder die In-/Außerbetriebnahme bzw. die veränderte Fahrweise eines Gasspeichers oder eine Veränderung der Abnahmestruktur (bspw. Wegfall oder Hinzukommen von Kunden), die Konversion von L- und H-Gas, die Marktraumumstellung von L- auf H-Gas sowie die dezentrale Einspeisung oder Rückspeisung von Gasen (bspw. Biomethan) oder eine zeitlich später angeschlossene Wasserstoffeinspeisung (falls man die zulässige Einspeisung auf mehrere Anlagen verteilen würde) sein.²¹

Die Beschränkung einer Wasserstoffeinspeisung könnten zwar auch weitere Wasserstoffeinspeisungen bewirken, die zeitlich später angeschlossen werden. Einer Beschränkung einer Wasserstoffeinspeisung aufgrund einer zeitlich Späteren steht allerdings der Prioritätsgrundsatz zugunsten des zeitlich früheren Anschlusses bzw. Anschlussbegehrens entgegen. Zwar wäre durch ein Abweichen vom Prioritätsgrundsatz möglicherweise eine höhere (Gesamt-) Wasserstoffeinspeisung erreichbar, weil technisch und wirtschaftlich sinnvolle Einspeisestandorte nicht durch zeitlich früher realisierte Einspeiseprojekte unberücksichtigt blieben. Allerdings hat der Betreiber der zeitlich früher angeschlossenen Anlage seine Investitionsentscheidung auf einer Grundlage getroffen, die durch ein Abrücken vom Prioritätsgrundsatz unterlaufen würde. Insofern ist der Vertrauensschutz des zeitlich früheren Anschlussnehmers schutzwürdig und genießt Vorrang vor dem Ziel einer technisch optimierten Maximaleinspeisung in einem bestimmten Netz oder Teilnetz. Etwas anderes kann im Ergebnis grundsätzlich auch nicht für zeitlich frühere Anschlussbegehren gelten, bei welchen die Anschlussprüfung noch nicht abgeschlossen wurde. Der Verhinderung missbräuchlicher (Blockade-)Anträge hat der Ordnungsgeber ausreichend dadurch Rechnung getragen, dass der Netzbetreiber gem. § 33 Abs. 6 S. 1 GasNZV nur drei Monate an ein positives Prüfungsergebnis und gem. § 33 Abs. 6 S. 5 GasNZV grundsätzlich nur 18 Monate an den Netzanschlussvertrag gebunden ist.

Im Übrigen muss der Netzbetreiber nachträgliche Veränderungen der Rahmenbedingungen bei der Wasserstoffeinspeisung berücksichtigen. Insbesondere ist er nicht berechtigt, im Falle einer zu erwartenden nachträglichen Veränderung des Gasflusses infolge einer Einspeisung oder Rückspeisung von netzkompatiblem Gas (bspw. auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas) selbige zu verweigern, um die unveränderte Wasserstoffeinspeisung zu ermöglichen. Denn eine Verweigerung kann er lediglich auf technische Unmöglichkeit oder wirtschaftliche Unzumutbarkeit sowie fehlende Netzkompatibilität stützen. Derartige Verweigerungsgründe liegen jedoch in der beschriebenen Fallkonstellation nicht vor.

Treten Umstände ein, die der Netzbetreiber zu berücksichtigen hat, muss der Netzbetreiber prüfen, ob dies auch Auswirkungen auf die Wasserstoffeinspeisung hat. Hierbei hat er entsprechend der Prüfung beim Anschlussbegehren vorzugehen. Die Prüfung kann zu einer Erhöhung, aber auch zu einer Reduzierung der Wasserstoffeinspeisung führen. Kommt der Netzbetreiber zu dem Ergebnis, dass eine Reduzierung der Wasserstoffeinspeisung erforderlich wäre, um die Interoperabilität des Gasversorgungsnetzes aufrecht zu erhalten, hat er zu prüfen, ob alternative Maßnahmen (Änderung der Netzfahrweise, Austausch von Anlagen) in Betracht kommen, die eine Reduzierung entbehrlich machen könnten. Die Kosten ggf. erforderlicher Maßnahmen hätte jedoch der Wasserstoffeinspeiser zu tragen²². Auch ist die Regelung des § 36 Abs. 2 GasNZV, wonach der Netzbetreiber Anpassungen an der Anlage des Einspeisers aufgrund der Umstellung des Netzes auf eine andere Gasqualität auf eigene Kosten vorzunehmen hat, nicht für den Fall einschlägig, dass der Wasserstoffeinspeiser nachträglich eine Methanisierungsanlage errichten und betreiben oder sonstige Änderungen an seinem Elektrolyseur vornehmen müsste.

²¹ Nachträgliche Änderungen der Wasserstoffeinspeisung selbst, d.h. Änderungen aus dem Verantwortungsbereich des Einspeisers, berechtigen den Netzbetreiber zu einer erneuten Prüfung.

²² Siehe oben S. 8.

Denn die Regelung erfasst lediglich die Umstellung der Gasqualität von L-Gas auf H-Gas, jedoch weder Veränderungen der Gasbeschaffenheit noch die Veränderung anderer Umstände, die Einfluss auf die Wasserstoffaufnahme eines Netzes haben.²³ Sind alternative Maßnahmen für den Wasserstoffeinspeiser zu kostenintensiv, ist der Netzbetreiber daher berechtigt, als ultima ratio die Wasserstoffeinspeisung zu reduzieren oder notfalls vollständig einzustellen²⁴. Der Netzbetreiber ist daher auch berechtigt, sich eine Beschränkung der Einspeisung aufgrund sich verändernder technischer Rahmenbedingungen vorzubehalten, die eine Minderung der Wasserstoffeinspeisung aufgrund der Sicherheit und Interoperabilität des Gasversorgungsnetzes zwingend erfordern.

Da mittlerweile die Möglichkeit einer Veränderung der Gasströme aufgrund sich wandelnder Beschaffungs- und Verbrauchsstrukturen zunimmt, ist es umso wichtiger, dass einerseits der Wasserstoffeinspeiser einen Standort auswählt, der die geplante Einspeisung bspw. aufgrund eines ganzjährig hohen und dauerhaft planbaren Gasdurchflusses sicher gewährleistet, andererseits der Netzbetreiber, sobald er Kenntnis von der bloßen Möglichkeit einer negativen Veränderung der Gasströme erhält, dies dem Anschlussnehmer unverzüglich mitteilt und diesen dabei nach Können und Vermögen unterstützt, das Risiko eines Schadens durch Ausfall oder Minderung der Einspeisung zu minimieren. Durch diese Risikoverteilung werden energiewirtschaftliche Anreize geschaffen, Wasserstoffeinspeiseanlagen an netztopologischen Positionen anzusiedeln, an denen eine dauerhaft hohe Wasserstoffverträglichkeit sicher ist. An netztopologischen Positionen mit einer erhöhten Wahrscheinlichkeit der Beschränkung der Einspeisung wird die Risikoverteilung den Anreiz zugunsten der Methanisierung verschieben.

4. Hinweise

Es ist zu beachten, dass die dargestellten Positionen der Bundesnetzagentur nicht geeignet sind, bereits in der Vergangenheit abgeschlossene Sachverhalte neu zu bewerten.

²³ Vgl. Verordnungsbegründung zu § 36 Abs. 2 GasNZV, BR-Drs. 312/10, S. 96; vgl. auch § 19a EnWG, welcher die Kosten der Anpassungen bei Letztverbrauchern infolge der L-Gas/H-Gas-Umstellung regelt.

²⁴ In diesem Fall können die Anschlusskosten des Netzbetreibers auch nach einer außerplanmäßigen Abschreibung gewälzt werden, soweit die Kosten für sich gesehen effizient sind bzw. es zum Zeitpunkt der Realisierung waren.