

Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien

Florian Valentin und Hartwig von Bredow

Im Zuge der Energiewende muss dringend eine Lösung gefunden werden, den Energiefluss aus volatilen Quellen zu versteigern, um langfristig den vollständigen Wechsel von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern zu vollziehen. Eine attraktive Möglichkeit besteht darin, überschüssige Energie aus Erneuerbaren umzuwandeln und in Form von Wasserstoff oder Methan zu speichern bzw. zeitverzögert über das Gasnetz wieder verfügbar zu machen. Voraussetzung dafür ist die Etablierung des erforderlichen rechtlichen Rahmens. Damit „Power-to-Gas“ gelingen kann, formulierte der Gesetzgeber im EnWG und im EEG 2012 hinsichtlich der drei Dimensionen „Erzeugung, Einspeisung und Nutzung“ von Wasserstoff und von synthetischem Gas erste Rechtsgrundlagen. Diese werden im Folgenden genauer vorgestellt und kritisch gewürdigt.

Klimapolitisches Ziel der Bundesregierung ist es, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 auf 80 % zu steigern [1]. Die damit verbundene Umstrukturierung der Energiewirtschaft bringt erhebliche Herausforderungen mit sich, da die Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen kaum steuerbar ist. Mit dem Zubau weiterer Anlagen steigt die Anzahl der Engpässe im Stromnetz, auch wenn dieses beschleunigt ausgebaut wird: Der Strom aus fluktuierenden Energiequellen wird nicht zu jeder Zeit gebraucht und kann nicht zu jeder Zeit in beliebiger Menge eingespeist werden. Die Folge ist, dass die Anlagen zeitweilig abgeregelt werden – die Energie aus Wind und Sonne bleibt dann ungenutzt. Damit steht die Energiewirtschaft vor einer großen Aufgabe: Wie lässt sich die Energie aus Wind und Sonne speichern, bis diese Energie tatsächlich benötigt wird? Der größte in Deutschland vorhandene Energiespeicher ist das Erdgasnetz [2]. Dieser Speicher kann für Strom aus erneuerbaren Energien nutzbar gemacht werden, indem der Strom aus fluktuierenden Energiequellen im Fall einer Überlastung des Stromnetzes in Wasserstoff oder Methan umgewandelt wird. Das auf diesem Weg erzeugte Speichergas kann dann ins Gasnetz eingespeist und an anderer Stelle einer sinnvollen Nutzung zugeführt werden. Das Gasnetz wird so zum Zwischenspeicher für Wind- und Sonnenenergie [3].

Mit dem schnell wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland gewinnt das Thema „Speichergase“ aktuell erheblich an Bedeutung [4]. Eine einheitliche Begrifflichkeit hat sich dabei noch nicht durchgesetzt: „Windgas“, „Pow-

er-to-Gas“, „P2G“, „Renewable Power Methane“, „SNG“ (Synthetic Natural Gas) oder „Speichergas“ sind aktuell verwendete Bezeichnungen [5].

Im Folgenden werden die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Einspeisung und Nutzung von Wasserstoff und synthetischem Gas aus erneuerbaren Energien im technischen und wirtschaftlichen Zusammenhang dargestellt.

Power-to-Gas: Technik und Wirtschaftlichkeit

Die Nutzung regenerativ erzeugten Stroms zur Erzeugung von Speichergasen basiert auf der bereits im 19. Jahrhundert entdeckten Wasserelektrolyse. Dabei werden Wassermoleküle unter Nutzung elektrischer Energie in die Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Die elektrische Energie ist dann chemisch in dem Wasserstoff gespeichert und kann in einem Verbrennungsprozess in Kraft und Wärme oder in einer Brennstoffzelle erneut in elektrische Energie umgewandelt werden. Daneben ist es auch möglich, den Wasserstoff mit Kohlenstoffmonoxid oder Kohlenstoffdioxid reagieren zu lassen und auf diese Weise in Methan, den Hauptbestandteil von Erdgas, umzuwandeln (sog. Methanisierung oder Erzeugung von Synthetic Natural Gas (SNG)) [6]. Während bei der Umwandlungskette Strom – Wasserstoff – Strom der Wirkungsgrad insgesamt etwa 51 % beträgt [7], liegt er bei der Umwandlungskette Strom – Wasserstoff – SNG – Strom mit ca. 36 % [8] deutlich niedriger [9].

Anders als Strom sind sowohl Wasserstoff als auch SNG transport- und speicherfähig. Ihnen wird daher für das Energieversorgungssystem der kommenden Jahrzehnte eine erhebliche Bedeutung beigemessen. Teilweise wird bereits sogar von einer „Wasserstoffwirtschaft“ gesprochen [10].

Die Möglichkeiten, die sich aus der Umwandlung von überschüssigem Strom in Wasserstoff und SNG ergeben, werden allgemein anerkannt. Gleichzeitig ist technisch noch umstritten, welches absolute Potenzial tatsächlich darin steckt. Es existieren noch keine Anlagen zur Herstellung von SNG in der Größenordnung, die erforderlich sein wird, um zu einer tatsächlichen „Revolution“ der Energiewirtschaft zu führen. Andererseits zeigen erste Versuchsanlagen, dass die Idee nicht nur auf dem Papier funktioniert [11]. Umstritten sind

Überblick

Ausgehend von der Darstellung der technischen und wirtschaftlichen Aspekte einer Nutzung regenerativ erzeugten Stroms zur Herstellung von Speichergasen werden zuerst ausführlich die rechtlichen Aspekte der Erzeugung und Einspeisung von Speichergasen in das Erdgasnetz dargestellt. Im Anschluss daran gehen die Autoren auf Aspekte der Standortwahl für die Wasserstoffherzeugung, Methanisierung und Einspeisung ein. Abschließend widmet sich der Artikel der Nutzung von Speichergasen und einer systematischen Übersicht über den Rechtsrahmen hierfür, der sich aus der EEG-Novelle ergibt.

technisch derzeit zudem noch zwei wesentliche Faktoren, die begrenzend wirken können.

Zum einen bestehen unterschiedliche Auffassungen, welchen Wasserstoffanteil das Gasnetz verkraften kann. Die Werte variieren zwischen 10 und 15 Vol.-% [12]. Als Hauptproblem wird die mit der Zumischung von Wasserstoff verbundene Änderung der Gaseigenschaften im Netz, insbesondere von Brennwert und Wobbe-Index genannt. Ab einem Wasserstoffanteil von 50 % soll es außerdem zu Schäden an den Rohrleitungen kommen. Keine ausreichenden Erfahrungswerte gibt es schließlich dazu, ob Gasturbinen für den Einsatz von Gas mit erhöhter Wasserstoffkonzentration geeignet sind. Hingegen sind häusliche Gasendgeräte für einen Wasserstoffanteil von bis zu 20 Vol.-% ausgelegt [13]. In der Vergangenheit gab es bereits Gasnetze, die einen Wasserstoffanteil von 50 % aufwiesen [14]. Vor diesem Hintergrund könnte zukünftig auch die Frage in den Fokus rücken, ob eine Nachrüstung des Gasnetzes für die Ermöglichung eines erhöhten Wasserstoffanteils gesamtwirtschaftlich sinnvoll ist.

Zum anderen würde SNG das Gasnetz zwar nicht in technischer Hinsicht belasten. Für die Methanisierung wird jedoch CO₂ in ausreichender Menge und Konzentration benötigt. Bezweifelt wird, ob das CO₂ aus industriellen und aus umweltverträglichen Prozessen – wie z. B. insbesondere der Biogasaufbereitung – für diese Zwecke ausreichend sein wird [15]. Sollte dies nicht der Fall sein, stünde die Methanisierung vor einem Dilemma: Die Nutzung von CO₂ aus Kohle- und Gaskraftwerken würde das Ziel der umfassenden Substitution von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energien konterkarieren, wenn dadurch die Laufzeiten dieser Kraftwerke verlängert würden [16].

Die Grenzen eines umfassenden Ausbaus der Power-to-Gas-Technologie liegen aktuell jedoch weniger in den geschilderten technischen Herausforderungen als in der Wirtschaftlichkeit entsprechender Projekte. Wie nahezu immer im Bereich der Energieversorgung gilt: Mit den ersten Anlagen ist kein Geld zu verdienen. Es wird ein Rechtsrahmen benötigt, um die Technologie zur Marktreife zu führen.

Insbesondere mit dem Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26.7.2011 [17] und dem Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien [18] hat der Gesetzgeber nun erste Regelungen für die Einspeisung und Nutzung von Wasserstoff und SNG geschaffen.

Der aktuellen Stand der rechtlichen Rahmenbedingungen wird im Folgenden dargestellt. Zu unterscheiden sind dabei die Prozesse der Erzeugung, der Einspeisung und der Nutzung der Speichergase.

Die Erzeugung und Einspeisung von Speichergasen in das Erdgasnetz

Überblick über die rechtlichen Rahmenbedingungen

Maßgebliche Rechtsnormen für die Erzeugung und Einspeisung von Speichergasen in das Gasnetz sind das Energiewirtschaftsgesetz

[19] sowie die darauf beruhenden Verordnungen, insbesondere die Gasnetzzugangsverordnung [20] und die Gasnetzentgeltverordnung [21]. Von nur mittelbarer Bedeutung für die Erzeugung und Einspeisung ist hingegen das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [22].

Mit dem Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26.7.2011 [17] hat der Gesetzgeber in § 3 Nummer 10c EnWG die Definition des Begriffs „Biogas“ ergänzt. Dieser umfasst nunmehr auch

„Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte CO₂ oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen [...] stammen“.

„Weit überwiegend“ soll dabei nach der Gesetzesbegründung einen Anteil von mindestens 80 % bedeuten [23]. Regenerativ erzeugter Wasserstoff und SNG werden damit – ebenso wie Deponiegas, Klärgas und Grubengas – schlicht als „Biogas“ definiert. Ein eigenständiges rechtliches Regelwerk für diese Stoffe besteht noch nicht.

Die neue Definition hat weitreichende Folgen: Als „Biogas“ profitieren Wasserstoff und SNG, soweit die weiteren Anforderungen des § 3 Nummer 10c EnWG erfüllt sind, von sämtlichen energiewirtschaftsrechtlichen Bestimmungen, die Biogas im Verhältnis zu anderen Energieträgern privilegieren.

Die Erzeugung von Wasserstoff und SNG aus erneuerbaren Energien

Auf einige Privilegien, die sich aus den genannten Gesetzesänderungen ergeben, kann sich der Betreiber einer Anlage bereits bei der Erzeugung von Wasserstoff oder Methan berufen. So hat er für die für die Zwischenspeicherung vorgesehenen Strommengen, die er über das Netz der allgemeinen Versorgung bezieht, für einen Zeitraum von 20 Jahren keine Netzentgelte zu entrichten [24]. Auf Antrag wird zudem die Stromsteuer für solche Strommengen, die dem Netz „für die Elektrolyse“ entnommen werden, erlassen oder vergütet [25]. Eine Befreiung vom KWK-Aufschlag oder von Konzessionsabgaben ist für Betreiber von Wasserstoff-erzeugungs- und Methanisierungsanlagen hingegen nicht vorgesehen.

Besteht die Möglichkeit, den Stromverbrauch der Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff und zur Methanisierung zu steuern, so kann der Anlagenbetreiber eine Teilnahme an den Regelenergiemärkten erwägen, um zusätzliche Erlöse zu generieren. Sonderrechte für solche Anlagen sind hier jedoch nicht vorgesehen. Es ist daher in jedem Einzelfall zu prüfen, ob eine Teilnahme möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist.

Nach dem novellierten EEG bieten sich zudem verschiedene Möglichkeiten, geförderte Formen der Direktvermarktung für den gelieferten Strom in Anspruch zu nehmen, wenn dieser von einer Anlage zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bezogen wird [26].

Der Anschluss an das Gasnetz und die Einspeisung

Aufgrund der Änderung des EnWG gilt Teil 6 („Biogas“) der GasNZV – unter den genannten Voraussetzungen – nunmehr auch für Wasserstoff und SNG aus überwiegend erneuerbaren Energien. Die §§ 31 bis 37 GasNZV enthalten umfangreiche Regelungen, durch die Biogas gegenüber Erdgas im Hinblick auf den Netzanschluss und Netzzugang, die einzuspeisende Gasqualität und den Bilanzausgleich besser gestellt wird.

Die Anwendung des Teils 6 der Gasnetzzugangsverordnung auf Anlagen zur Erzeugung und Einspeisung von Wasserstoff und SNG bereitet – rechtlich gesehen – keine größeren Schwierigkeiten. In Bezug auf die Qualität des einzuspeisenden Gases besteht indessen noch ein nicht unerheblicher Anpassungsbedarf. Im Folgenden werden die biogasspezifischen Bestimmungen der GasNZV im Überblick dargestellt [27].

Netzanschluss – Grundlagen und Ablauf des Verfahrens

Das Netzanschlussverfahren ist in den Absätzen 4 bis 7 des § 33 GasNZV geregelt. Am Beginn jedes Netzanschlussverfahrens steht dabei das an den Netzbetreiber gerichtete Netzanschlussbegehren des Anschlussnehmers. Auf Grundlage des Netzanschlussbegehrens, das auch Angaben zum gewünschten Verknüpfungspunkt und zur erforderlichen Einspeisekapazität enthält, hat der Netzbetreiber – ggf. unter Mitwirkung anderer Netzbetreiber – alle technischen Maßnahmen zu prüfen, durch die eine ganzjährige Einspeisung der gewünschten Menge Wasserstoff oder SNG ermöglicht werden kann [28]. Dies umfasst gemäß § 34 Absatz 2 Satz 4 GasNZV auch die Rückspeisung von Gas in vorgelagerte Netze und die Verbindung verschiedener Netze. Für die Netzverträglichkeitsprüfung stehen dem Netzbetreiber insgesamt höchstens drei Monate zur Verfügung.

Der Netzbetreiber ist nur unter engen Voraussetzungen berechtigt, den Antrag auf Netzanschluss abzulehnen: Er muss lückenlos nachweisen, dass ihm die Gewährung des Netzanschlusses wirtschaftlich oder technisch nicht zumutbar oder nicht möglich ist [29]. Soweit die Voraussetzungen für die Ablehnung des Netzanschlusses nicht insgesamt, sondern nur im Hinblick auf den vom Anschlussnehmer begehrten Anschlusspunkt vorliegen, ist der Netzbetreiber verpflichtet, einen anderen Anschlusspunkt vorzuschlagen [30].

Nach Mitteilung des Ergebnisses der Netzverträglichkeitsprüfung muss der Netzbetreiber dem Anschlusspetenten innerhalb von drei Monaten ein Angebot zum Abschluss eines Netzanschlussvertrages vorlegen. Im Rahmen der Kooperationsvereinbarung IV wurde ein Standardnetzanschlussvertrag entwickelt. Dies dürfte im Rahmen der nächsten Novelle der GasNZV Berücksichtigung finden und zu einer deutlichen Verkürzung der Drei-Monats-Frist führen.

Kern des Netzanschlussvertrages ist die garantierte Mindesteinspeisekapazität [31]. Sie wird in Nm³/h festgelegt und ist Grundlage für die Investitionsentscheidung des Anschlussnehmers [32]. Zudem ist der Netzbetreiber verpflichtet, die Verfügbarkeit des Netzanschlusses dauerhaft, mindestens aber zu 96 %, sicherzustellen [33]. Der Netzanschlussvertrag enthält ferner Bestimmungen

zur Planung, Errichtung und Inbetriebnahme des Netzanschlusses sowie zur anschließenden Anschlussnutzung, zur technischen Ausführung des Netzanschlusses, Kostentragung, Haftung, zur Gasqualität und zu den Voraussetzungen für eine Unterbrechung der Anschlussnutzung.

Mit dem Netzanschlussvertrag ist seit der Neufassung der Gasnetzzugangsverordnung im September 2010 nunmehr auch ein sog. Realisierungsfahrplan zu vereinbaren. Nach Abschluss des Netzanschlussvertrages schließt sich der Zeitraum der gemeinsamen Planung des Netzanschlusses an. Die letzte Phase des Netzanschlussverfahrens besteht in der Errichtung des Netzanschlusses. Diese erfolgt im Regelfall durch einen Generalunternehmer, der auf der Grundlage der gemeinsamen Planung und mit Zustimmung des Anschlussnehmers durch den Netzbetreiber beauftragt wird.

Teilung der Kosten für den Gasnetzanschluss

Hinsichtlich der Kostentragung für den Gasnetzanschluss ist zwischen den Investitionskosten und den Betriebskosten zu unterscheiden. Die Kosten für den Netzanschluss sind vom Netzbetreiber zu 75 % und vom Anschlussnehmer zu 25 % zu tragen. Zusätzlich greift zugunsten des Anschlussnehmers ein Kostendeckel in Höhe von 250 000 €. Vom Kostendeckel ist auch der erste Kilometer der Verbindungsleitung zwischen Gasaufbereitungsanlage und Gasnetz umfasst. Wenn die Verbindungsleitung eine Länge von 1 km überschreitet, werden nur die Kosten für den überschießenden Teil der Verbindungsleitung wiederum im Verhältnis 75 zu 25 geteilt. Für die Wartung und den Betrieb des Netzanschlusses hingegen ist der Netzbetreiber allein verantwortlich und trägt dafür vollumfänglich die Kosten [34].

Anforderungen an die Gasqualität

Hinsichtlich der Anforderungen an die Gasqualität ist zwischen den Anforderungen zu unterscheiden, die an das durch den Anlagenbetreiber bereitzustellende Gas gestellt werden und denjenigen, die nach einer etwaigen Konditionierung durch den Netzbetreiber erreicht werden müssen, bevor das Gas in das Netz eingespeist werden kann.

Da es sich nach der Definition des EnWG bei regenerativ erzeugtem Wasserstoff und SNG um „Biogas“ handelt, findet auch § 36 GasNZV Anwendung. Nach dessen Absatz 1 hat der Einspeiser ausschließlich sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) entspricht.

Der Netzbetreiber ist hingegen gemäß § 36 Absatz 2 GasNZV dafür verantwortlich, dass die Abrechnungsgenauigkeit gewahrt bleibt und das Gas am Ausspeisepunkt den eichrechtlichen Vorgaben des DVGW-Arbeitsblattes G 685 entspricht.

Die DVGW-Arbeitsblätter bedürfen im Hinblick auf die Einspeisung von Wasserstoff und SNG in das Gasnetz dringend der Ergänzung und Konkretisierung. Sie enthalten aktuell keine klaren Vorgaben,

auf die sich der Einspeiser berufen könnte. Wasserstoff wird in den Arbeitsblättern als reiner Begleitstoff angesehen. Die Einspeisung von Wasserstoff wurde offensichtlich nicht hinreichend berücksichtigt. Insbesondere fehlt es an klaren Angaben dazu, ob Wasserstoff als Zusatz- oder Austauschgas eingespeist werden kann und welche Grenzen bestehen. Es besteht insoweit ein nicht unerhebliches Maß an Rechtsunsicherheit.

Von grundlegender Bedeutung wird bei der Einspeisung von Wasserstoff zudem werden, welcher Gesamtgehalt an Wasserstoff in dem jeweiligen Netzbereich erreicht werden darf. Auch hier fehlt eine klare rechtliche Vorgabe. Während das Arbeitsblatt G 262 aus dem Jahr 2004 immerhin vorsieht, dass der maximale „Anteil von H_2 im Brenngas [...] auf $CH_2 \leq 5$ Vol.-% zu beschränken“ ist, und der „Mischungsanteil des aufbereiteten Gases am Brenngas [...] durch den maximal zulässigen H_2 -Gehalt im Brenngas begrenzt sein“ kann, sind die Vorgaben im aktuell vorliegenden Entwurf (Gelbdruck) des Arbeitsblattes G 262 noch weniger konkret [35].

Der – aktuell wohl geltende – Grenzwert von 5 Vol.-% an dem im Netz befindlichen Gas steht zudem in Kontrast zu aktuellen technischen Studien, wonach auch deutlich höhere Wasserstoffkonzentrationen im Gasnetz möglich sein sollen [36].

Netzentgelte und vermiedene Netzkosten

Für die Einspeisung von Wasserstoff und SNG aus erneuerbaren Energien in das Gasnetz sind keine Einspeiseentgelte zu entrichten [37].

Gemäß § 20a GasNEV steht dem Einspeiser von als Biogas geltendem Wasserstoff und SNG gegen den Betreiber des Netzes, in das das Gas eingespeist wird, ein Anspruch auf ein pauschales Entgelt in Höhe von 0,7 ct/kWh für vermiedene Netzkosten für zehn Jahre ab Inbetriebnahme des Netzanschlusses zu.

Standortwahl für Wasserstofferzeugung, Methanisierung und Einspeisung

Bei der Suche und der Wahl eines Standortes für die Errichtung der Wasserstofferzeugungsanlage sind eine Reihe von Faktoren zu berücksichtigen.

Soll der Wasserstoff bzw. im Fall der Methanisierung das SNG in das Erdgasnetz eingespeist werden, ist zunächst die Entfernung zu einem für die Einspeisung geeigneten Erdgasnetz von Bedeutung. Im Fall der Methanisierung spielt zudem die Nähe zu einer geeigneten CO oder CO_2 -Quelle eine entscheidende Rolle. Neben dem CO_2 aus industriellen Prozessen – etwa der Zementindustrie – und (Heiz-)Kraftwerken kommt insoweit auch das bei der Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität anfallende CO_2 in Betracht [38]: Um das Rohbiogas auf Erdgasqualität aufzubereiten, ist es erforderlich den CO_2 -Gehalt von etwa 25-55 % im Rohgas auf maximal 6 % zu verringern. Daneben kann auch CO_2 Verwendung finden, das bei der Bereitstellung der für die Gaserzeugung und Aufbereitung erforderlichen Prozesswärme entsteht. Die Einspeisung von Biomethan hat in Deutschland in den letzten Jahren Fahrt aufgenommen. An mehr

als 75 Standorten wird gegenwärtig Biogas zu Erdgasqualität aufbereitet und eingespeist; weitere ca. 65 Projekte finden sich in der Planungs- und Realisierungsphase [36]. Die Errichtung einer Wasserstofferzeugungs- und Methanisierungsanlage im Zusammenhang mit einem Biogaseinspeiseprojekt bietet darüber hinaus weitere Vorteile und Synergieeffekte: So könnte der für die Biomethaneinspeisung genutzte Netzanschluss auch für die Einspeisung des regenerativ erzeugten SNG genutzt werden.

Ein weiteres Kriterium für die Standortwahl ist die Nähe zu den Stromerzeugungsanlagen, im Regelfall also zu einem Windpark. Zwar kann der für die Erzeugung von „Windgas“ genutzte Strom auch bilanziell über das öffentliche Stromnetz bezogen werden. Der Strombezug über eine Direktleitung bietet unter Umständen jedoch eine Reihe energierechtlicher Vorteile. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Stromsteuer, den KWK-Zuschlag und Konzessionsabgaben. Zudem besteht auch die Möglichkeit, mit einem sog. Hybrid-Kraftwerk Systemdienstleistungen anzubieten und Regelenergie bereitzustellen.

Die Nutzung von Speichergasen: Rechtsrahmen und Anreize

Gelingt die Einspeisung von Wasserstoff bzw. SNG in das Gasnetz, kann dieses (virtuell) gespeichert und zu einem beliebigen Auspeisepunkt transportiert werden. Wie bei Erdgas oder (virtuellem) Biomethan kann die Nutzung anschließend zu gänzlich unterschiedlichen Zwecken erfolgen: Zur Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen, als Kraftstoff und/oder zur Wärmeerzeugung. Wie auch bei Biomethan muss der Gesetzgeber entscheiden, ob und ggf. wie er durch Förderregelungen die Stoffströme leiten und Anreize für bestimmte Nutzungen setzen will. Diese Entscheidung steht im Wesentlichen noch aus. Bislang sind lediglich die rechtlichen Grundlagen für die Anerkennung und Nutzung von regenerativen Speichergasen geschaffen geworden.

Nutzung zur Stromerzeugung in KWK-Anlagen

Im Rahmen der Novellierung des EEG zum 1.1.2012 wurde auch das Thema „Speichergase“ aufgegriffen und einer Regelung zugeführt.

Nach der Definition in § 3 Nummer 9a EEG 2012 ist „Speichergas jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird.“

Bei der Definition der Speichergase fällt auf, dass diese einerseits weiter gefasst ist als die Definition in § 3 Nummer 10c EnWG, da sie sich nicht auf Wasserstoff und SNG beschränkt, gleichzeitig jedoch auch enger, soweit sie nicht nur einen „weit überwiegenden“ Einsatz erneuerbarer Energien zur Erzeugung fordert, sondern einen „ausschließlichen“.

Nach § 16 Absatz 2 Satz 1 EEG besteht die Verpflichtung zur Abnahme und Vergütung von Strom aus einer Anlage „auch dann, wenn

der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sie sich auf die Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird.“ Die mit der Erzeugung, der Speicherung, dem Transport und der Verstromung des Wasserstoffs verbundenen Umwandlungsverluste gehen somit zulasten des Anlagenbetreibers. Die Verpflichtung besteht nach § 16 Absatz 2 Satz 4 EEG 2012 „auch bei einem gemischten Einsatz von erneuerbaren Energien und Speichergasen“.

Wie bei Biomethan stellt auch für Speichergase eine Fiktion im EEG 2012 sicher, dass das entnommene Erdgas rechtlich wie das eingespeiste Gas behandelt wird: Nach § 27c Absatz 1 Nummer 1 EEG 2012 gilt „aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas [...] als Speichergas, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von [...] Speichergas entspricht, die an anderer Stelle im Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeist worden ist.“

Der Transport des Speichergases vom Einspeiser zum Betreiber der KWK-Anlage erfolgt nach gaswirtschaftlichen Regeln. Transportkunden von Wasserstoff und SNG profitieren dabei von der in der GasNZV vorgesehenen Möglichkeit, Biogasbilanzkreise mit einem Bilanzierungszeitraum von 12 Monaten und einem Flexibilitätsrahmen von 25 % zu nutzen. Um für den in der KWK-Anlage erzeugten Strom eine EEG-Vergütung zu erhalten, muss der Betreiber der KWK-Anlage nachweisen, dass er in seiner Anlage ausschließlich regenerativ erzeugten Wasserstoff SNG oder erneuerbare Energien einsetzt [39]. Neu ist, dass für den „gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet“ werden müssen [40].

Die Höhe der Förderung der Verstromung von Speichergasen ergibt sich aus § 16 Absatz 2 Satz 3 EEG 2012. Danach bestimmt sich die Vergütungshöhe „nach der Höhe der Vergütung, die der Netzbetreiber nach Absatz 1 bei einer Einspeisung des Stroms in das Netz ohne Zwischenspeicherung an die Anlagenbetreiberin oder den Anlagenbetreiber zahlen müsste.“

Mit anderen Worten: Ist das Speichergas unter Nutzung von Windenergie erzeugt worden, erhält der Betreiber einer KWK-Anlage die EEG-Vergütung, die der Betreiber der Windenergieanlage im Fall der Einspeisung des erzeugten Stroms in das Stromnetz erhalten hätte. Ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb ist auf dieser Grundlage offensichtlich nicht möglich, da die mit der Erzeugung, dem Transport und der Verstromung der Speichergase verbundenen Kosten und Umwandlungsverluste keine Berücksichtigung finden. Ein wirtschaftlicher Anreiz für die Umsetzung von derartigen Projekten wird durch die Rechtsänderungen damit (noch) nicht gesetzt. Eine zukünftige Förderung von verschiedenen Speicherkonzepten wird jedoch bereits diskutiert.

Nutzung im Kraftstoffsektor

Bei der Nutzung von Wasserstoff und SNG aus erneuerbaren Energien im Kraftstoffsektor sind zwei Nutzungspfade zu unterscheiden:

Zum einen kann der Wasserstoff, nach Verdichtung auf bis zu 800 bar, in Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt werden. Derartige Fahrzeuge verfügen über einen elektrischen Antrieb und erzeugen den dafür benötigten Strom abgasfrei mittels der im Fahrzeug installierten Brennstoffzelle. Die Technik ist weitgehend ausgereift [41]. Brennstoffzellenfahrzeuge verfügen mit einer Reichweite von bis zu 800 km über eine höhere Reichweite als Elektrofahrzeuge, bei denen die elektrische Energie in Akkumulatoren gespeichert wird. Bislang fehlt es jedoch an einer entsprechenden Infrastruktur, insbesondere an einer hinreichenden Anzahl von Wasserstofftankstellen.

Zum anderen können Wasserstoff und SNG nach Einspeisung in das Erdgasnetz Verwendung in Fahrzeugen mit Erdgasantrieb finden. In diesem Fall profitieren Wasserstoff und SNG aus erneuerbaren Energien auch im Kraftstoffbereich von der Definition als „Biogas“ durch § 3 Nummer 10c EnWG. Dabei sind die Anforderungen der Norm DIN EN 51624 für Erdgas als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge zu beachten. Dort wird für Wasserstoff ein Grenzwert von 2 Vol.-% angegeben.

Bei regenerativ erzeugtem Wasserstoff und SNG handelt es sich allerdings nicht um Biokraftstoffe im Sinne des § 37b Bundes-Immissionsschutzgesetz [42] oder des § 1a Nummer 13a Energiesteuergesetz [43]. Insbesondere findet der Einsatz von Wind- oder Solargas in Brennstoffzellen- oder Erdgasfahrzeugen daher im Fall der Quotenübertragung [44] keine Anrechnung auf die in § 37a BImSchG geregelte Biokraftstoffquote. Energiesteuerrechtlich unterliegt SNG als gasförmiger Kohlenwasserstoff im Sinne des § 1a Nummer 16 EnergieStG denselben Steuersätzen wie Erdgas.

Fazit

Mit der bereits in Kraft getretenen Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes werden regenerativ erzeugter Wasserstoff und SNG energiewirtschaftsrechtlich weitgehend dem durch anaerobe Vergärung gewonnenen Biogas gleichgestellt. Betreiber von Wasserstoff- bzw. SNG-Einspeiseanlagen, Transportkunden und Endverbraucher profitieren daher von den insbesondere in der GasNZV und in der GasNEV für Biogas vorgesehenen Privilegierungsvorschriften. Durch die EEG-Novelle werden zudem zum 1.1.2012 erste Rechtsgrundlagen für eine Nutzung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff und SNG in KWK-Anlagen geschaffen. Der erste Schritt zur Schaffung eines Rechtsrahmens für Speichergase ist damit getan. Förderregelungen, die einen wirtschaftlichen Anreiz zur Errichtung und zum Betrieb solcher Anlagen setzen würden, stehen jedoch noch aus.

Anmerkungen

[1] Vgl. die Zielbestimmung im „EEG 2012“ (Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 28.7.2011 (BGBl. I S. 1634)), das voraussichtlich zum 1.1.2012 in Kraft treten wird.

[2] Vgl. Müller-Syring, G.; Henel, M.; Rasmusson, H.; Mlaker, H.; Köppel, W.; Höcher, T.; Sterner, M.: Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung. In: energie/wasser-praxis 4/2011, S. 72 ff. (73). Damit ist, unterstellt man einen Wirkungsgrad von 55 % bei der Gasverstromung, die Speicherkapa-

zität des Gasnetzes etwa 3 000 mal so hoch wie die Speicherkapazität aller deutschen Pumpspeicherwerke zusammen, vgl. Uken, M.: „Die Gasbranche wird grün werden“. In: Zeit-Online v. 29.9.2011, abrufbar unter <http://www.zeit.de/wirtschaft/2011-09/power-to-gas>.

[3] Grundlegend Sterner, M.: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Kassel 2009, Universität Kassel, Dissertation. Zu der Rolle des Erdgasnetzes als Speicher für Wind- und Solarenergie siehe auch Müller-Syring et al. (siehe Fn. [2]). Neben der Nutzung des Erdgasnetzes als Energiespeicher werden auch der massive Ausbau von Pumpspeicherwerken, insbesondere in Skandinavien, und ein beschleunigter Ausbau der Stromnetze erforderlich sein. Auch die Nutzung von Druckluftspeichern wird diskutiert. Zu den technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verschiedener Speichertechnologien vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten 2011, Berlin 2011, Tz. 227ff.

[4] Dies zeigte auch die gemeinsame Veranstaltung der Bundesnetzagentur und des Fraunhofer IWES „Power-to-Gas“, Erdgasinfrastruktur als Energiespeicher, die am 22.11.2011 in Berlin stattgefunden hat.

[5] Der Begriff SNG findet im Zusammenhang mit einer regenerativen Energieversorgung zudem häufig Verwendung, um das durch thermochemische Vergasung von Biomasse (insbesondere Holz) erzeugte Gas zu beschreiben. Die thermochemische Vergasung von Biomasse ist in der bis zum 31.12.2011 geltenden Fassung des EEG mit dem sog. Technologiebonus gefördert worden (näher zum Technologiebonus: von Bredow, H.: Der Technologiebonus für innovative Anlagentechnik. In: Loibl, H.; Maslaton, M.; von Bredow, H.; Walter, R. (Hrsg.): Biogasanlagen im EEG. 2. Aufl., Berlin 2011, S. 89-106).

[6] Zu den Prozessen siehe auch Volk, G.: „Power to gas“ und der neue Rechtsrahmen. In: gwf Gas Erdgas 2011, S. 668ff (669).

[7] Die Angaben differieren. Kuhnhenne, E.; Ecke, J.: Power-to-Gas: Stromspeicher, Gasproduktion, Biomethan oder flexible Last? In: energie/wasser-praxis 7/8 2011, S. 8, gehen von einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 80 % aus, Müller-Syring et al. (siehe Fn. [2]), S. 74 beziffern den Wirkungsgrad mit bis zu 90 %. Zu beachten ist, dass der Gesamtwirkungsgrad der Umwandlungskette auch davon abhängt, ob der Wasserstoff komprimiert und dann direkt einer Brennstoffzelle – etwa in einem Pkw oder Nutzfahrzeug – zugeführt wird oder ob der Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist und anschließend verstromt wird. Im letztgenannten Fall ist – wie bei der Methanisierung – auch von Bedeutung, auf welcher Druckebene der Wasserstoff eingespeist und in welcher Art von Verstromungsanlage er dann wieder verstromt wird. Für die Gesamteffizienz ist schließlich entscheidend, ob die bei der Verstromung anfallende Wärme einer sinnvollen Nutzung zugeführt wird (vgl. zu den Anforderungen an eine sinnvolle Wärmenutzung exemplarisch die Regelungen der EEG 2012 zur Wärmenutzungspflicht im Biomassebereich (Anlage 2 zum EEG 2012)).

[8] Jentsch, M.; Trost, T.; Emele, L.; Sterner, M.: Power-to-Gas als Langzeitspeicher. In: Energy 2.0, 5/2011, S. 46 ff. (47).

[9] Unterstellt wird bei der Gasverstromung jeweils ein Wirkungsgrad von 60 %.

[10] Die Vision einer Wasserstoffwirtschaft umfasst die Nutzung der – bislang nur wenig verbreiteten – Brennstoffzelle sowohl im Verkehrssektor als auch als dezentrale Stromerzeugungseinheit in privaten Haushalten, Gewerbe und Industrie. Voraussetzung wäre der Ausbau eines „Wasserstoffnetzes“ oder die Umstellung vorhandener Erdgas(teil)netze auf den Betrieb mit Wasserstoff.

[11] Vgl. Dambeck, H.: Energiewende dank Wasserstoff – Wind im Tank. In: Spiegel Online v. 25.10.2011, abrufbar unter: <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/0,1518,793840,00.html>

[12] Müller-Syring et al. (siehe Fn. [2]), S. 73.

[13] Müller-Syring et al. (siehe Fn. [2]), S. 75 f.

[14] Müller-Syring et al. (siehe Fn. [2]), S. 73. Das sog. Stadtgas mit einem Wasserstoffgehalt von 40-67 % (vgl. hierzu die Definition in dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 vom Januar

2000, Tabelle 2, Satz 15) war bis ca. 1987 verbreitet. Es wurde in Kokereien mittels der Vergasung von Kohle gewonnen und in örtlichen Netzen transportiert.

[15] So Matthes, zit. in Uken (siehe Fn. [2]).

[16] Gegenüber der Nutzung von CO₂ aus solchen Prozessen wohl aufgeschlossen, Volk, G., Biogaseinspeisung: Neuerungen durch „Power to Gas“ und Perspektiven. In: energie wasser-praxis 11/2011, 2011, S. 78 ff (81).

[17] BGBl. I S. 1554, Artikel 1, in Kraft getreten am 4.8.2011.

[18] Gesetz vom 28.7.2011 (BGBl. I S. 1634).

[19] Energiewirtschaftsgesetz vom 7.7.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 28.7.2011 (BGBl. I S. 1690), im Folgenden: EnWG.

[20] Gasnetzzugangsverordnung vom 3.9.2010 (BGBl. I S. 1261), im Folgenden: GasNZV.

[21] Gasnetzentgeltverordnung vom 25.7.2005 (BGBl. I S. 2197), zuletzt geändert durch Artikel 5 der Verordnung vom 3.9.2010 (BGBl. I S. 1261), im Folgenden: GasNEV.

[22] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25.10.2008, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien vom 28.7.2011 (BGBl. I S. 1634).

[23] BT-Drs. 17/6072, S. 50.

[24] § 118 Absatz 6 Satz 1 EnWG.

[25] § 9a Absatz 1 Nummer 1 StromStG.

[26] Vgl. §§ 33a ff. EEG.

[27] Näher zu den biogasspezifischen Bestimmungen der Gasnetzzugangsverordnung Meyer, M.; Valentin, F.: Die Neufassung der GasNZV im Hinblick auf die Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze. In: ZNER 14. Jg. (2010) Heft 6, S. 548-552 sowie Altmann, M.; Schmeding, T.: Die Regelungen der GasNZV und GasNEV für die Einspeisung von Biogas. In: Loibl et al. (siehe Fn. [5]), S. 355-378.

[28] Die Bundesnetzagentur hat in einem Beschluss, den die Behörde im Rahmen eines besonderen Missbrauchsverfahrens gegen einen Gasnetzbetreiber erlassen hat, ausgeführt, dass der Netzbetreiber bereits im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfung alle erforderlichen Abstimmungen mit den Betreibern anderer Gasnetze durchführen muss und das Ergebnis der Netzverträglichkeitsprüfung nicht ohne Weiteres unter einen Vorbehalt stellen darf (Bundesnetzagentur, Beschluss vom 25.2.2010, Az. BK7-10-191, S. 23 ff., abrufbar unter: <http://www.bundesnetzagentur.de>). Vgl. hierzu auch den Beitrag von Schlichting, J.; von Bredow, H.: Gasnetzanschluss: Bundesnetzagentur entscheidet zu Grundsatzfragen. In: BIOGAS Journal 3/2011, S. 112-114.

[29] Vgl. § 33 Absatz 8 GasNZV in Verbindung mit § 17 Absatz 2 EnWG.

[30] § 33 Absatz 9 GasNZV.

[31] § 33 Absatz 6 Satz 4 GasNZV.

[32] Da es sich um eine Garantie handelt, zieht der Wegfall der Mindesteinspeisekapazität eine verschuldensunabhängige und der Höhe nach unbegrenzte Haftung nach sich (vgl. Bundesnetzagentur, Beschluss vom 3.3.2009, Az. BK7-09-005, S. 17, abrufbar unter: <http://www.bundesnetzagentur.de>).

[33] § 33 Absatz 2 Satz 1 GasNZV. Die prozentuale Angabe bezieht sich nach inzwischen herrschender Meinung auf den Jahreszeitraum. Rechtlich umstritten ist weiterhin, ob die für die Wartung des Netzanschlusses benötigten Zeiträume bei der Ermittlung des Zeitraums, zu dem die Mindestverfügbarkeit gewährt sein muss, Berücksichtigung finden.

[34] § 33 Absatz 2 Satz 1 und 2 GasNZV.

[35] In Punkt 5.8 (Satz 17) heißt es: „Es gab und gibt verschiedene Projekte zur Einspeisung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff (durch Wasserkraft, Windenergie oder Solarstrom) in Erdgasnetze. Eine Studie des DVGW aus den 1990er Jahren des letzten Jahrhunderts hat ergeben, dass der maximale H₂-Anteil im Brenngas auf CH₂ ≤ 5 Vol.-% zu beschränken ist. Einige Hersteller von Gasturbinen mit schadstoffarmen Vormischbrennern geben einen maximalen H₂-Anteil von 1 Vol.-% an. In der DIN EN 51624 wird ein Grenzwert von 2 Vol.-% angegeben.“

[36] Z. B. Hüttenrauch, J.; Müller-Syring, G.: DBI Gas- und Umweltechnik GmbH, Zumi-schung von Wasserstoff zum Erdgas. In: energie/wasser-praxis 10/2010, S. 68 ff.

[37] Dies ergibt sich bereits aus den Bestimmungen der §§ 18 und 19 GasNEV. Der nun neu in § 118 Absatz 6 EnWG eingefügte Satz 8 findet nur dann Anwendung, wenn die in § 3 Nummer 10c EnWG vorgesehenen Anforderungen (weit überwiegender Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energiequellen) nicht eingehalten werden.

[38] Vgl. die Übersicht der Deutschen Energieagentur GmbH (dena) auf www.biogas-partner.de

[39] Unklar erscheint, ob der Einsatz von regenerativ erzeugtem Wasserstoff oder SNG in Biomethan-BHKW den Vergütungsanspruch nach § 27 EEG 2012 entfallen lässt. Gemäß § 27 Absatz 5 EEG 2012 besteht der Vergütungsanspruch nur, wenn der Anlagenbetreiber nachweist, dass in der Anlage ausschließlich Biomasse eingesetzt worden ist. Andererseits spricht § 16 Absatz 2 Satz 4 EEG 2012 dafür, dass ein gemischter Einsatz von etwa „Windgas“ und Biomethan in einer KWK Anlage möglich sein muss, ohne dass der Vergütungsanspruch für den auf das Biomethan zurückzuführenden Stromanteil erlischt. Die Regelung würde weitgehend leer laufen, wenn gerade dieser, noch am ehesten zu erwartende Anwendungsfall hiervon nicht erfasst wäre.

[40] § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012. Welche Anforderungen Massenbilanzsysteme im Gasbereich erfüllen müssen, ist noch nicht abschließend geklärt.

[41] Probleme bereitet jedoch noch die Speicherung, da die Verdichtung des Wasserstoffs auf bis zu 800 bar oder die Kühlung auf -260 °C energieintensiv ist. Daher wird derzeit an alternativen Speichermöglichkeiten, etwa in dem Carbazol-Derivat N-Ethylcarbazol, geforscht, vgl. Grünweg, T., Zaubersprit von der Zapfsäule, Spiegel Online vom 30.6.2011, abrufbar unter <http://www.spiegel.de/auto/aktuell/0,1518,771516,00.html>

[42] Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 26.9.2002 (BGBl. I S. 3830), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 21.7.2011 (BGBl. I S. 1475); im Folgenden BImSchG.

[43] Energiesteuergesetz vom 15.7.2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660; 1007), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 1.3.2011 (BGBl. I S. 282); im Folgenden: EnStG.

[44] Die sog. Quotenübertragung, bei der die für Otto- und Dieseldieselkraftstoffe geltende Quote durch den Einsatz von Biogas oder Biomethan in Erdgasfahrzeugen erfüllt werden kann, ist in § 37a Absatz 4 Bundes-Immissionsschutzgesetz geregelt.

*RA Dr. F. Valentin, RA H. v. Bredow, Schnutenhaus & Kollegen, Berlin
info@schnutenhaus-kollegen.de*