

STELLUNGNAHME

vom 19. Februar 2014 zu

**Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften
der Einspeisung von Biogas auf die
Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem
Methan in Gasversorgungsnetze der
Bundesnetzagentur vom 10. Dezember 2013**

DVGW Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.

Ansprechpartner

Alfred Klees

Josef-Wirmer-Straße 1-3

D-53123 Bonn

Tel.: +49 228 9188-900

Fax: +49 228 9188-994

E-Mail: klees@dvgw.de

Frank Gröschl

Josef-Wirmer-Straße 1-3

D-53123 Bonn

Tel.: +49 228 9188-819

Fax: +49 228 9188-845

E-Mail: groeschl@dvgw.de

Die Bundesnetzagentur hat am 10. Dezember 2013 das Positionspapier zur „Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetzen“ zur Konsultation veröffentlicht und um eine Stellungnahme gebeten, die wir Ihnen auf Basis der Meinungsbildung im Technischen Komitee „Biogas“ und im Koordinierungsausschuss „Power-to-Gas“ zusenden.

Der DVGW begrüßt, dass hierdurch für die Anwender mehr Klarheit erreicht werden soll und möchte im Folgenden das Positionspapier kommentieren.

Grundsätzlich ist aus Sicht des DVGW positiv festzustellen, dass der Sekundärenergieträger Wasserstoff aus Sicht der Bundesnetzagentur sowohl als Zusatzgas als auch über die Methanisierung als Austauschgas dem Bioerdgas gleichgestellt anerkannt wird und bei der Einspeisung von Wasserstoff die Interoperabilität der Gasnetze weiterhin gesichert werden muss. Der zusätzliche Prozessschritt der Methanisierung des erzeugten Wasserstoffes beinhaltet gegenüber dem reinen Wasserstoff und deren Einspeisung wesentliche Vorteile, da es hierdurch keine Einschränkungen durch Wasserstoffbeimischquoten gibt. Die Qualität des synthetisch erzeugten Methans entspricht den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262. Die Einspeisung von synthetischem Methan hat weiterhin den Vorteil, dass dieses ohne weitere technische Restriktionen im Rahmen der vorhandenen Transportkapazitäten in die Erdgasnetze eingespeist werden kann. Diese wesentlichen Vorteile werden durch den DVGW derzeit als bedeutsamer gegenüber der reinen Einspeisung von Wasserstoff gesehen, da letztere in seinen Anteilen begrenzt ist. Ob die zulässige Grenze bei der Einspeisung von Wasserstoff mittel- bis langfristig weiter angehoben werden kann, wird derzeit von den DVGW-Forschungsstellen untersucht.

Die Nutzung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff stellt ein großes technisches Potenzial in Bezug auf die Speicherung und folglich einer flexiblen, bedarfsorientierten Nutzung von überschüssigem Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen dar. Generell ist der Gasnetzbetreiber nicht für eine Strömungsrichtung und/oder zu transportierende Gasmengen verantwortlich. Vielmehr stellt er sein Gasnetz den Händlern diskriminierungsfrei bis zur maximalen Kapazität zur Verfügung. Insofern kann u. E. der Gasnetzbetreiber keine verbindlichen und für einen langen Zeitraum geltenden Einspeisezusagen für die Einspeisung von Wasserstoff als Zusatzgas geben.

Generell fehlt dem Positionspapier eine Aussage zur europäischen Perspektive. Nicht an allen Grenzübergangspunkten Deutschlands besteht eine Importsituation. Im Falle des Exports von wasserstoffhaltigem Gas sind die Wasserstoffgrenzwerte bzw. jeweiligen Regelungen zur Gasbeschaffenheit der europäischen Nachbarländer zu beachten. Es wäre daher zudem notwendig, dass diesbezüglich eine Abstimmung mit den entsprechenden nationalen Behörden und Normungsinstitutionen stattfindet, um die Rechtssicherheit für alle Beteiligten zu schaffen. Zur Erläuterung: Wasserstoff wird, unabhängig von der Konzentration, beispielsweise entsprechend den nationalen Normen in Tschechien und Polen nicht als Begleitgas akzeptiert. Aufgrund des grenzüberschreitenden Gastransportes besteht hier ein mögliches Konfliktpotenzial. Angesichts des grundsätzlichen Charakters dieser Fragestellung sollte hier frühzeitig eine grundsätzliche Klärung durch die nationalen Regulierungsbehörden erfolgen.

Kommentare zu „1. Hintergrund“

Hinsichtlich der Wasserstoff-Einspeisemöglichkeiten sollen früher realisierte Anlagen (oder schon bestätigte NAV mit entsprechenden Kapazitäten für Wasserstoff) Bestandsschutz genießen, um die Investitionssicherheit zu gewährleisten.

Daraus ergeben sich folgende Konsequenzen:

- Spätere Wasserstoff-Einspeisungen im vorgelagerten Netz werden zunehmend unwahrscheinlicher. Damit würde die Realisierung von volkswirtschaftlich sinnvollen großen Wasserstoff-Einspeisungen kurz nach den „Entries“ ins Transportsystem, wo trotz

- der geringen Wasserstoff-Volumenanteile im Erdgasfluss ganzjährig große Einspeisemengen aufgenommen werden könnten, gefährdet werden.
- Weiterhin ist bekannt, dass die Standortwahl der Wasserstoffeinspeisung entscheidend für die Stromnetzentlastung und die Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes ist. Entsprechend sollte überlegt werden, ob für Wasserstoff-Einspeisungen der privilegierte Netzzugang analog Biogas erforderlich ist, um den volkswirtschaftlichen Nutzen von Power-to-Gas nicht zu gefährden.
 - Für Power-to-Gas mittels Methanisierung gelten die vorgenannten Ausführungen nicht, stattdessen kann die Analogie zum Biogas ausnahmslos beibehalten werden.
 - Netzbetreiber haben u. E. derzeit keine ausreichende Legitimation, um späteren Einspeiseinteressenten die Einspeisung von Wasserstoff ins Netz zu verweigern/zu reduzieren, wenn aufgrund der Flussrichtung die Einspeisemöglichkeiten nachgelagerter Bestandsanlagen eingeschränkt werden. Dies gilt insbesondere für Betreiber von Transportnetzen/vorgelagerten fremden Netzen. Hierfür müsste eine ausreichende rechtliche Legitimation geschaffen werden.

Kommentare zu „2. Anwendungsbereich der Vorschriften zur Biogaseinspeisung“

Aus Sicht des DVGW sollte die Festlegung von mindestens 80% des erzeugten Wasserstoffes und Kohlenstoffdioxids aus erneuerbaren Quellen mit einem definierten Bezugszeitraum und Bezugsmenge konkretisiert werden. Wir schlagen daher folgende Formulierung vor:

„...wenn der Wasserstoff und das Kohlenstoffdioxid nachweislich weit überwiegend, d.h. zu mindestens 80 Prozent (BT-Drs. 17/6072, S. 50), aus erneuerbarem Strom (bezogen auf die Jahresarbeit des eingesetzten Stromes im Kalendervorjahr) und Kohlenstoffdioxid hergestellt wurde.“

Die Einschränkung bei der Herkunft des Kohlendioxids stellt jedoch de facto ein Hemmnis für die neue Technologie Power-to-Gas dar. Stattdessen sollte der „Nutzwert“ gesteigert werden, indem die Technologie hilft, auch bereits entstandenes „graues“ Kohlenstoffdioxid einer nachhaltigen Verwendung zuzuführen. Der Nachweis einer 80% Herkunft von Kohlenstoffdioxid sollte daher entfallen.

Kommentare zu „3. Wirtschaftliche Zumutbarkeit“

Aus technischer Sicht ist eine intermittierende Einspeisung grundsätzlich möglich, jedoch muss aufgrund leistbarer Änderungsgeschwindigkeiten i.d.R. ein Gasspeicher mit einer minimalen Kapazität von einer Stunde der Nennleistung errichtet werden.

Im Rahmen der Netzanschlussprüfung erwartet der Anschlussnehmer eine Zusage zur Einspeiseleistung von Wasserstoff. Um eine solche Aussage nicht auf eine maximale Beimischung zu beschränken, sind zeitlich differenzierte Netzkenntnisse bzgl. der Volumenströme und Strömungsrichtungen erforderlich, wie sie nur mit umfangreichen Netzsimulationen erreicht werden können. Diese Kenntnisse liegen den Netzbetreibern derzeit oftmals nicht vor und würden entsprechende Investitionen und Simulationszeiten von ggf. mehreren Jahren erfordern.

Zu klärende Frage:

Sind diese Kosten für die Netzsimulation im Rahmen der Biogasumlage wälzbar und wie werden diese von der Bundesnetzagentur freigegeben?

„Einspeisekapazität“ wird üblicherweise zur Beschreibung einer Mengenleistung, also Einspeisemenge pro Zeiteinheit, verwendet. Diese Größe kann nicht um eine reine Menge reduziert werden. Hier ist die Formulierung fachlich nicht korrekt. Für den Fall, dass es aufgrund

von fehlenden Trägergasströmen im Transportsystem zu unzulässig hoher Wasserstoffkonzentration kommen sollte, ist die Einspeisung von Wasserstoff auf Verlangen des zuständigen Netzbetreibers durch den Einspeisenden zu reduzieren bzw. einzustellen. In der Regel wird die erforderliche Leistungsreduktion an der Übernahmestelle durch den Netzbetreiber bereits vorgenommen.

Kommentare zu „4. Anschlussverfügbarkeit und Mindesteinspeisekapazität“

Stichwort: „Netzkompatibilität“ (4/3/2/3):

Nach der GasNZV §§ 36 Abs. 1 ist reiner Wasserstoff nicht netzkompatibel, da er nicht Erdgasqualität nach G 260/ G262 entspricht. Der Begriff der „Netzkompatibilität“ muss daher hier anders gefasst werden: Bei Einspeisung von Wasserstoff muss nach der Durchmischung mit dem Grundgas (Erdgas) das resultierende Erdgas-Wasserstoffgemisch die brenntechnischen Anforderungen der G 260 / G 262 (Brennwert, Wobbeindex) einhalten.

Der Netzbetreiber ist zuständig für die Druckverhältnisse und Fließrichtung des Gases im Netz. Je nach Bauart und Betriebsverhalten des Elektrolysateurs entstehen unterschiedliche Druckverhältnisse am Übergabepunkt. Daher ist es entsprechend der Biogaseinspeisung zielführend, dass der Netzbetreiber für die Druckanpassung (Erstellung, Betrieb, Regelung) zuständig ist, um die örtlich maximal zulässige Einspeisung zu ermöglichen. Alle übrigen Anforderungen der G 260 / G 262 an den einzuspeisenden Wasserstoff sind bereits an der Übergabestelle einzuhalten.

Durch laufende und zukünftige Forschungsvorhaben können Erkenntnisse dazu führen, dass die Grenzbedingung der maximal zulässigen Wasserstoffeinspeisung sich verändert. Um diese Erkenntnisse auch den Bestandsanlagen zugutekommen zu lassen, soll eine Anpassung der Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer dann noch möglich sein.

Stichwort: „Fehlende Durchmischung“ (4/3/2/3):

Der Begriff „fehlende Durchmischung“ ist missverständlich. Problematisch ist grundsätzlich die Überschreitung einzuhaltender Konzentrationsgrenzwerte, sogar bei optimaler Durchmischung. Dies tritt ggf. bei einer sehr geringen Transportmenge - eher im Sommer - auf, aber auch bei einer Umkehr der Transportrichtung, was unabhängig von der Jahreszeit vorkommen kann, aufgrund der fehlenden Netzkompatibilität nach GasNZV § 36 Abs.

Allgemeine Anmerkungen

Der DVGW erarbeitet derzeit das Merkblatt DVGW G 265-3 (M) „Anlagen für die Einspeisung von Wasserstoff in Gasversorgungsnetze - Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb“.

Nach dem Verständnis des DVGW ist die Einspeisung von Wasserstoff als Zusatzgas grundsätzlich unter Anwendung der GasNZV Abschnitt 6 möglich. Die Aufgaben des Anschlussnehmers bestehen in diesem Fall aber aus folgenden Pflichten:

- Regelmäßiger Nachweis des Einsatzes von überwiegend regenerativ erzeugtem Strom
- Grundsätzliche Einhaltung der Gasbeschaffenheit von Wasserstoff bzgl. G260/262 an der Übergabestelle, wobei für die Bestimmung des Brennwertes und des Wobbe-Indexes zusätzlich ein Messpunkt nach der Durchmischung mit dem Grundgas herangezogen wird
- Das Zusatzgas ist mit einem etwas höheren Druck als der Betriebsdruck in das Gasnetz einzuspeisen, so dass die Messung (Qualität und Volumen) und Mischung mit dem Grundgas möglich wird. Dabei sollen sich Netzbetreiber und Anschlussnehmer vorab über

die technisch optimale Lösung verständigen, um die Druckanpassung durch den Netzbetreiber so gering wie möglich zu halten.

Gemäß der GasNZV ist das DVGW-Regelwerk mit dem Stand 2007 einzuhalten, d. h. die G 260 aus dem Jahr 2000 und die G 262 aus dem Jahr 2004. Der DVGW hat diese Regelwerke fortgeschrieben, so dass jetzt ein Wasserstoffanteil im einstelligen Prozentbereich grundsätzlich möglich ist. Diese Verbesserung ist aus Sicht der Anschlussnehmer (Wasserstoffeinspeiser) erforderlich, so dass die Bundesnetzagentur gebeten wird, entsprechend § 50 Abs. (1) Nr. 8 der GasNZV für die G 260 und die G 262 den Stand 2013 des DVGW-Regelwerkes als verbindlich zu erklären.

Zudem besteht die Möglichkeit einer bivalenten Anlagenfahrweise, d.h. eine Power-to-Gas-Anlage steht im örtlichen Zusammenhang mit einer SNG-Anlage (z. B. Biogasanlage) und fährt gemäß den Vorgaben des Netzbetreibers die Einspeisung zeitlich und mengenmäßig flexibel zwischen Austausch und Zusatzgas. Dies würde zumindest die Planungssicherheit des Anschlussnehmers deutlich steigern und die Erstellung von Power-to-Gas-Anlagen fördern. Inwiefern sich die Methanisierung als Konditionierung/Brennwertanpassung i.S. der GasNZV darstellt, und ob für diese Fälle dann eine Rückverdichtung vorzusehen ist, wäre zu klären. Diese technischen Möglichkeiten wären, soweit ein Rahmen vorliegt, in weiteren Forschungsvorhaben und ggf. Pilotanlagen für die Auswahl des optimalen energetischen Nutzungspfades zu untersuchen.

Der Anschluss sollte nicht sofort stillgelegt, sondern vorerst außer Betrieb genommen werden, um dem Anschlussnehmer Zeit für die Prüfung von Alternativen zu lassen. So kann z.B. eine Wasserstoffreduzierung bei Kunden mit Anforderungen an niedrige Wasserstoffkonzentrationen untersucht oder die Umwidmung einer Versorgungsleitung als Einspeiseleitung geprüft werden, sollten alle Kunden, z. B durch Umstellung der Versorgung, eine Strömungsumkehr bewirken. Hier würde dann der Einspeisepunkt zum nächsten Netzknotenpunkt verlegt werden können.

Die Kosten für die Anschlüsse von Power-to-Gas-Anlagen, die Betriebskosten der Einspeiseanlage und die Zahlung vermiedener Netzentgelte lassen sich von den Gasnetzbetreibern in Anrechnung bringen und werden gewälzt. Trotzdem stellt sich die Frage, ob die Kosten für die Speicherung elektrischer Energie von den Gaskunden/Anschlussnutzern zu tragen sind.