

STELLUNGNAHME

vom 9. September 2016 zum Referentenentwurf (Stand 19.8.2016)

Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes

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

Ansprechpartner:

Dr. Volker Bartsch

Josef-Wirmer-Straße 1-3

D-53123 Bonn

Tel.: +49 228 9188-775

E-Mail: bartsch@dvgw.de

Vorbemerkung

Der DVGW begrüßt grundsätzlich die Entwicklungen im Bereich strombasierter Kraftstoffe. Der vorgelegte Referentenentwurf nutzt die vorhandenen Potenziale jedoch nur unzureichend und lässt so Chancen zu einer schnellen und damit kostengünstigen Treibhausgasreduktion im Mobilitätssektor ungenutzt.

Der Verkehrssektor ist in Deutschland für rund 20% der Treibhausgasemissionen verantwortlich. Bereits Erdgas ist im Vergleich zu Benzin und Diesel ein emissionsärmerer Treibstoff. Es entstehen etwa 25% weniger CO₂ und bis zu 95% weniger Stickoxide. EE-Strom basierte Gase im Verkehrssektor bzw. deren Beimischungen steigern diese Vorteile noch einmal deutlich. Im Fall der Verwendung von Gasen trifft man auf eine bereits vorhandene Infrastruktur.

Derzeit sind etwa 96.000 Erdgasfahrzeuge (CNG) auf Deutschlands Straßen unterwegs, die an einer der bundesweit rund 900 Gastankstellen Erdgas/Biomethan oder EE-Gase tanken können. Dadurch werden schon heute jedes Jahr etwa 323.000 Tonnen an CO₂ eingespart. Fahrzeugmodelle sind in allen Klassen vorhanden, könnten aber noch ausgebaut werden. Innerhalb des üblichen Einsatzgebietes sind Reichweiten- oder Komfortabstriche nicht vorhanden. Die Infrastruktur für Erdgastankstellen ist in ausreichendem Maß vorhanden. Eine LNG-Infrastruktur wird derzeit aufgebaut.

Bei der Sektorkopplung muss zudem beachtet werden, dass erneuerbar erzeugter Strom durch die Volatilität von Wind und solarer Strahlungsenergie inzwischen quasi eine Energieressource darstellt, die in den zur Verfügung stehenden Netzen bewirtschaftet werden muss (Transport, Speicherung, Engpassmanagement). Das bedeutet, dass eine zukünftige Energiewelt auf erneuerbarem Strom basieren wird, aber die Anwendungen in den Zielsektoren nicht unbedingt mit Strom betrieben werden können, wenn dieser Strom nicht unmittelbar zur Verfügung steht. Darüber hinaus müssten enorme Anpassungen vorgenommen werden, um ausschließlich strombasierte Anwendungstechnologien und die dazugehörige Infrastruktur zu betreiben. Sektorkopplung bedeutet daher auch, jede Energie bzw. jeden Energieträger (Strom, Gas, Wärme, Kraftstoffe) zur richtigen Zeit am richtigen Ort einsetzen zu können.

Industriepolitisch ist die Power-to-Gas-Technik (PtG) mit allen Potenzialen zu einem Erfolgsmodell für den Wirtschaftsstandort ausgestattet. Diese Potenziale sollten gefördert und nicht behindert werden. Es sind bereits große Anstrengungen und Mittel in die Entwicklung dieser Technik geflossen. Durch seine internationalen Kontakte bestätigt kann der DVGW derzeit noch eine Spitzenposition Deutschlands in dieser Schlüsseltechnologie für eine zukunftssichere Energiepolitik ausmachen. Diese gilt es zu bewahren. Es sind keine Grundlagenforschungen mehr erforderlich. Wir befinden uns derzeit in der Phase der Technologiedemonstration, in der verschiedene Marktteilnehmer bereits seit Jahren Pilotanlagen betreiben. Es fehlen jedoch derzeit immer noch regulatorische Rahmenbedingungen, um Power-to-Gas-Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können. Der Einsatz zur Erzeugung EE-strombasierter Kraftstoffe kann ein erster Schritt zur Entwicklung dieses Ordnungsrahmens sein.

Der DVGW empfiehlt vor diesem Hintergrund im Kontext des Referentenentwurfs zur 37. BImSchV:

1. Aufgabe der Forderung nach netzentkoppelem Bezug des Stromes für PtG-Neuanlagen
2. Berücksichtigung der sog. Upstream-Emissionen bei der Erfüllung der Quoten und Flottenziele, insbesondere auch beim Bezug von synthetischem Methan aus EE-Strom über die Gasinfrastruktur.
3. Die Auflistung EE-basierter Kraftstoffe in Anlage 1 sollte nicht abschließend sein. Insbesondere sollte die Berücksichtigung von synthetischem LNG (aus EE-Strom) erfolgen.
4. Berücksichtigung aller Methanisierungsverfahren zur Herstellung synthetischer Gase, insbesondere der biologischen Methanisierung.

Begründungen

Zu 1. und 2.

a. **Wirtschaftlichkeit größerer Anlagen**

Eine PtG-Anlage direkt an einer EE-Anlage zu positionieren würde bedeuten, dass die PtG-Anlage nur dann Gas für andere Sektoren produzieren kann, wenn die EE-Anlage auch Strom produziert. Für die deutschen Onshore-Standorte Wind und PV sind das ca. 1500-2000 h/Jahr. Die PtG-Anlage müsste dann genau auf das Erzeugungsprofil der EE-Anlage und auf deren Spitzenlast abgestimmt sein und würde den größten Teil des Jahres nicht oder nur in Teillast betrieben werden. Diese Vorgabe würde aber eine große Anzahl von kleineren PtG-Anlagen, passend zu den EE-Anlagengrößen bedeuten. Neben einem höheren Aufwand für den Betrieb der Anlagen würden auch die Investitionskosten für Einspeiseanlagen ins Erdgasnetz oder für Abfüllanlagen für die direkte H₂-Nutzung steigen. Hinzu kommt, dass im Falle der Methanisierung eine CO₂-Quelle verfügbar sein muss (beispielsweise aus Biogasanlagen). Dies ist wirtschaftlich nicht neben jeder einzelnen EE-Anlage gegeben. Ebenso ist nicht neben jeder EE-Anlage zwingend die Möglichkeit zur Einspeisung in die Erdgasinfrastruktur gegeben.

b. **Vorteile systemdienlicher Anlagen**

Der netzgekoppelte/systemdienliche Betrieb hat demgegenüber deutliche Vorteile. In einem regionalen Verteilnetz mit hohem EE-Anteil kann eine PtG-Anlage netzstabilisierend wirken, da sie durch wechselnde Lastaufnahme ganzjährig immer auf das Angebot von regionalen und zeitlichen Überangeboten an EE-Strom direkt im Bereich der Erzeugung reagieren kann [1], [2], [3]. Daher ist die Positionierung von PtG-Anlagen in solchen Verteilnetzen von besonders hohem Nutzen.

c. **Volkswirtschaftlich kostenoptimale Nutzung des EE-Stroms**

Als Beispiel sei Brandenburg genannt. Im Verteilnetz in Brandenburg wurden allein in den ersten 3 Quartalen 2015 ca. 422 GWh EE-Strom abgeschaltet (Quelle: Bericht der BNetzA Anfang 2016). Diese s.g. Ausfallarbeit wurde mit ca. 45 Mio. Euro über das EEG entschädigt. Hätte man diesen EE-Strom im Verteilnetz mittels PtG in Wasserstoff umgewandelt und z.B. ins Erdgassystem eingespeist, hätten damit ca. 67.000 Tonnen CO₂ eingespart werden können. Für eine solche Umwandlung wären wenige mittelgroße PtG-Anlagen an den richtigen Netzkopplungspunkten ausreichend. Eine volkswirtschaftlich kostenoptimale Nutzung des EE-Stroms wäre gegeben.

d. **Gleichbehandlung zu anderen Stromabnehmern**

Was heute jedem Privathaushalt möglich ist, die freie Wahl des Stromtarifes, sollte auch für PtG-Anlagen gelten. Die Beschränkung der Anrechenbarkeit auf den Fall des Direktbezuges aus einer EE-Anlage steht dem entgegen. In PtG-Anlagen wird bereits heute überwiegend EE-Strom eingesetzt, um gemäß Gasnetzzugangsverordnung Gas ins Gasnetz einspeisen zu dürfen. Der Nachweis des EE-Stroms kann nach dem ausdrücklichen Willen des Gesetzgebers auch in diesem Fall gemäß der RL 2009/28/EG erfolgen. Ein bundesweit einheitliches System der Nachweisführung des Einsatzes von regionalem EE-Strom z.B. aus Direktvermarktung oder über zuschaltbare Lasten könnte hier weitere Sicherheit bringen.

e. **Sektorkopplungspotenziale vollständig nutzen / Geschäftsmodelle nicht einseitig eingrenzen**

Die Begrenzung der Stromherkunft auf die Direktabnahme widerspricht dem bereits ausgegebenen Ziel der Sektorkopplung und den damit verbundenen Vorteilen. Die großen Vorteile von PtG liegen in den vielfältigen Flexibilitätsoptionen und den systemstabilisierenden Effekten bei der gleichzeitigen Kopplung aller Sektoren. Der hier adressierte Weg lässt so nur die Kopplung zweier Sektoren (Strom/Mobilität) zu und lässt die weiteren Potenziale ungenutzt.

f. **Industriepolitische Aspekte**

Unstreitig ist die Integration von PtG-Anlagen langfristig zwingend erforderlich, damit die Energiewende gelingen kann. Der Befürchtung, durch eine zu frühe und zu intensive Integration von PtG und PtL „Lock-In-Effekte“ zu erzeugen, kann durch geeignete mengenmäßige Beschränkungen und durch Auflagen im Sinne eines netzdienlichen Betriebs Rechnung getragen werden. Hierzu liegen bereits Vorschläge vor. Zudem gilt es,

den erarbeiteten technologischen und industriepolitischen Vorsprung in einer Schlüsseltechnologie der Energiewende nachhaltig zu sichern. Dazu zählt auch eine angemessene frühzeitige Markteinführung.

g. Europarechtliche Vorgaben

Die 37. BImSchV soll der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2015/652 dienen, enthält aber keinerlei Regelung zu den sog. „Upstream Emissions Reductions“ (UER). Diese UER sollen jedoch in die Berechnung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen einbezogen werden, um Anreize für weitere Reduktionen der Treibhausgasemissionen zu schaffen.

Zu 3.

- a. Die Bundesregierung hat im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie flüssiges Erdgas (LNG) als tragende Säule zur Reduktion schädlichen Emissionen im Straßengüterverkehr benannt und ist entsprechend der Richtlinie 2014/94/EU dazu verpflichtet, dessen Infrastrukturausbau zu forcieren.
- b. Insbesondere die Mobilitätsbereiche Schwerlastverkehr/Straßengüterverkehr, Binnen- und Seeschifffahrt können sehr effektiv über den Einsatz CO₂ armer strombasierter Kraftstoffe mit hoher Energiedichte adressiert werden (CNG/SNG/LNG) [4]. Eine direkte Elektrifizierung dieser Mobilitätsbereiche ist kurz und mittelfristig nicht abzusehen, auch vor dem Hintergrund platzsparender und leichter Antriebstechniken.
- c. LNG führt somit zu einer schnellen CO₂-Einsparung. Die Reduktion weiterer klima- und umweltrelevanter Abgase (NO_x, etc.) ist ebenfalls gegeben. Deutliche Lärm- und Staubreduktionen treten hinzu.
- d. Mit LNG-Antrieben und Kraftstoffen finden Techniken Anwendung, die vorhanden und sofort einsetzbar sind. Es ist nur wenig Infrastrukturaufbau zur Darstellung eines ersten Versorgungsnetzes nötig.

Zu 4.

- a. Die biologische Methanisierung ist ein bereits eingesetztes und vielversprechendes Verfahren. [5]

Hinweis zum Umgang mit Bioölen

Ohne weitere Prüfung wird davon ausgegangen, dass für biogene Öle u.a. die Vorgaben der 36. BImSchV gelten, insbesondere bezüglich des Nachweises der Biokraftstoffeigenschaft. Es sollte an geeigneter Stelle auf entsprechende bestehende gesetzliche Regelungen (z.B. 36. BImSchV) hingewiesen werden, so dass eine Eindeutigkeit hergestellt wird, dass für alle biogenen Kraftstoffe die gleichen Anforderungen bezüglich der Zulassung und der Nachweispflichten gestellt werden. Hiermit wird innerhalb des Systems eine Gleichbehandlung bei den Grundvoraussetzungen hergestellt.

Der **DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. – Technisch-wissenschaftlicher Verein** – fördert das Gas- und Wasserfach mit den Schwerpunkten Sicherheit, Hygiene und Umweltschutz. Mit seinen über 13.700 Mitgliedern erarbeitet der DVGW die allgemein anerkannten Regeln der Technik für Gas und Wasser. Der Verein initiiert und fördert Forschungsvorhaben und schult zum gesamten Themenspektrum des Gas- und Wasserfaches. Darüber hinaus unterhält er ein Prüf- und Zertifizierungswesen für Produkte, Personen sowie Unternehmen. Die technischen Regeln des DVGW bilden das Fundament für die technische Selbstverwaltung und Eigenverantwortung der Gas- und Wasserwirtschaft in Deutschland. Sie sind der Garant für eine sichere Gas- und Wasserversorgung auf international höchstem Standard. Der gemeinnützige Verein wurde 1859 in Frankfurt am Main gegründet. Der DVGW ist wirtschaftlich unabhängig und politisch neutral.

Literatur:

[1] Zdrallek u.a., Meta-Analyse „Energiesystem der Zukunft“ – Wesentliche Erkenntnisse und gemeinsame Bewertung, Hrsg. DVGW e.V.; November 2015

[2] Moser, Zdrallek, Krause, Graf; Nutzen der power-to-gas Technologie zur Entlastung der 110kVNetze, Hrsg. DVGW e.V.; www.dvgw-innovation.de, März 2015

[3] Prof. Dr. Moser u.a.; Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie; Hrsg. DVGW e.V.; www.dvgw-innovation.de; März 2014

[4] Albus et al., Potenzialanalyse LNG - Einsatz von LNG in der Mobilität, Schwerpunkte und Handlungs-empfehlungen für die technische Umsetzung, Mai 2016, Hrsg.: DVGW e.V., Quelle: <http://www.dvgw-innovation.de/die-projekte/uebersicht/potenzialanalyse-lng/>

[5] Graf, et al.; Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten; Oktober 2014, Hrsg.: DVGW e.V.; Quelle: <http://www.dvgw-innovation.de/die-projekte/archiv/biol-methanisierung/>