

Freiburg, 05. Dezember 2014

Konzeptpapier

Gastechnologie in der Energiewende

FuE-Bedarf zur Mess- und Regeltechnik



Inhalt

1	Workshop »Gastechnologie in der Energiewende« Forschungs- und Entwicklungspotenziale	3
2	SZENARIO: Gasbeschaffenheit schwankt unvorhersehbar FuE-Bedarf: Messtechnik zur Bestimmung von Gaszusammensetzung und -beschaffenheit	5
3	SZENARIO: »Power-to-Gas« wird wirtschaftlich FuE-Bedarf: Prozessmesstechnik für Wasserstoff und Methan	9
4	SZENARIO: Gasmotoren werden zum Standard FuE-Bedarf: Messtechnik zur Bestimmung von Methanzahl, Methanschupf und Formaldehydemissionen	11
5	Anhang Teilnehmerinnen und Teilnehmer des Workshops	14

Autoren

Dr. Armin Lambrecht

Abteilungsleiter

»Gas- und Prozesstechnologie«

Telefon +49 761 8857 122

armin.lambrecht@ipm.fraunhofer.de

Dipl.-Ing. Gerd Sulz

»Gas- und Prozesstechnologie«

Telefon +49 761 8857 316

gerd.sulz@ipm.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik IPM

Heidenhofstr. 8, 79110 Freiburg

Co-Autoren

SZENARIO: Gasbeschaffenheit schwankt unvorhersehbar

Dr. Anne Giese, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

SZENARIO: »Power-to-Gas« wird wirtschaftlich

Dr. Holger Dörr, DVGW-EBI, KIT Karlsruhe

SZENARIO: Gasmotoren werden zum Standard

Heinrich Baas, Caterpillar Energy Solutions GmbH, Mannheim

1 Workshop »Gastechnologie in der Energiewende«

Forschungs- und Entwicklungspotenziale

Workshop am Fraunhofer IPM

Am 26. Juni 2014 diskutierten Experten aus Wissenschaft und Industrie auf Einladung des Fraunhofer IPM über den Stand der Technik und die Zukunftstrends in der Gastechnologie. Acht Fachvorträge legten die Grundlage für die nachfolgende Diskussion in Form eines Szenario-Workshops. Die zentrale Frage dabei war: **Welche Auswirkung wird die Energiewende auf die Gastechnologie haben und umgekehrt?** Die Ergebnisse des Workshops zum FuE-Bedarf in der Mess- und Regeltechnik werden nun in diesem Konzeptpapier präsentiert.

Bedeutung der Gastechnologie

Zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende kann das deutsche Gasnetz entscheidend beitragen – z. B. als Verteiler großer Energiemengen, als Sammelsystem verschiedener Gase aus unterschiedlichen Quellen und als Speicher für schwankende Stromaufkommen. Technologien wie »Power-to-Gas« und »Smart Grids« werden wichtige Beiträge zur Entlastung und Stabilisierung des Stromnetzes liefern. Um die Ressource Gas im Energieverbund optimal einzusetzen und um die Resilienz des Energiesystems zu maximieren, nimmt die Mess- und Regeltechnik eine zentrale Rolle ein.

Erdgas ist in Deutschland und Europa der weitaus wichtigste Energieträger für die Thermoprozesstechnik. Allein hierzulande werden etwa 85 % der Prozesswärme durch Erdgas bereitgestellt. Die europäischen Erdgasmärkte befinden sich jedoch in einer Umbruchphase: Neue Gasressourcen und -technologien bedeuten neue Herausforderungen für die Mess- und Regeltechnik. Geschäftsmodelle müssen den veränderten Rahmenbedingungen angepasst werden.

Diskussion des FuE-Bedarfs

Im Workshop »Gastechnologie in der Energiewende« haben drei Arbeitsgruppen drei unterschiedliche Szenarien diskutiert – vor allem im Hinblick auf die FuE-Potenziale der Mess- und Regeltechnik für eine nachhaltige, wirtschaftlich erfolgreiche und resiliente Gastechnologie im Rahmen der Energiewende. Diese drei Szenarien waren:

- **Gasbeschaffenheit schwankt unvorhersehbar:** Die Diversifizierung neuer Gasquellen, das »Unbundling« des Gasmarktes, der steigende Anteil regenerativer Gase sowie der Einfluss innen- und außenpolitischer Rahmenbedingungen führen zu einer verstärkten Schwankung der angebotenen Gaszusammensetzung.
- **»Power-to-Gas« wird wirtschaftlich:** Der regenerative Anteil am Gas nimmt stark zu – vor allem der H₂-Anteil.
- **Gasmotoren werden zum Standard:** Der Anteil an Gasmotoren nimmt stark zu – sowohl für stationäre, als auch für mobile Anwendungen.

Ergebnisse des Workshops

Gas ist der Schlüssel für eine ökonomisch und ökologisch erfolgreiche Energiewende. Im Sinne der Nachhaltigkeit der Energiewende geht es hierbei nicht nur um eine bessere Energieeffizienz, sondern auch um eine erhöhte Resilienz unseres zukünftigen Energiesystems. Im Folgenden werden die fünf zentralen Ergebnisse des Workshops als Thesen formuliert:

- 1. Gastechnologie ist Bindeglied:** Die Gastechnologie ist das wichtigste Bindeglied im Energiesystem der Zukunft – und zwar in zweifacher Hinsicht: zum einen zwischen Elektrizitäts- und Wärmemarkt und zum anderen zwischen volatiler und speicherfähiger Energie.
- 2. Unterschiedliche Gasbeschaffenheit:** Gas wird langfristig zur Verfügung stehen, aber zunehmend variabel zusammengesetzt sein – aus verschiedenen Quellen mit unterschiedlichen Beschaffenheiten.
- 3. Geeignete Prozessmesstechnik:** Eine verlässliche, effiziente und langlebige Gaserzeugung und -verwertung benötigt geeignete Prozessmesstechnik – insbesondere Sensorik zur kontinuierlichen Bestimmung der Gaszusammensetzung bzw. -beschaffenheit.
- 4. Steigende Abgasemissionen:** Der anhaltende Zubau von Blockheizkraftwerken (BHKW) kann zu erhöhten Abgasemissionen führen (z. B. Methan und Formaldehyd). Zur Überprüfung und Optimierung der Anlagen ist die geeignete Messtechnik bereitzustellen.
- 5. Stärkere FuE-Förderung:** Erdgas ist »saubere« Energie. Damit dies auch so bleibt und Erdgas in Zukunft noch stärker – auch alternativ – genutzt wird, müssen dazu notwendige FuE-Maßnahmen deutlich stärker öffentlich gefördert werden als bisher.

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Workshops in Form von Projektvorschlägen weiter ausgeführt und konkrete FuE-Maßnahmen für die Mess- und Regeltechnik dargestellt.

2 SZENARIO: Gasbeschaffenheit schwankt unvorhersehbar

FuE-Bedarf: Messtechnik zur Bestimmung von Gaszusammensetzung und -beschaffenheit

Ausgangslage

Dieses Szenario geht davon aus, dass die lokale Gasbeschaffenheit und -zusammensetzung zunehmend unvorhersehbar wird. Diese Entwicklung beruht im Wesentlichen auf vier Annahmen: 1. Die Marktliberalisierung (und die damit verbundenen Entflechtung von Gasförderung, -handel, -transport und -verteilung) führt verstärkt zu LNG-Importen aus Nahost, USA und eventuell Osteuropa. 2. Regenerativ erzeugte Gase (Biomethan, Wasserstoff) werden immer stärker ins Netz eingespeist. 3. Die politische Lage in Osteuropa verschlechtert sich weiter. 4. Die geplante EU-weite Harmonisierung der H-Gas-Regelwerke bringt zusätzlich Bewegung in den Markt.

Die Anforderungen an die Gasbeschaffenheit in Deutschland regelt das DVGW-Arbeitsblatt G 260. Darin werden u. a. auch die zulässigen Wertebereiche für einige Kenngrößen zur Erdgasklassifizierung festgelegt (z. B. Wobbe-Index und Brennwert). Aktuell wird in Europa eine Norm für H-Gas entwickelt (prEN 16726), die als einzige energetisch relevante Kenngröße nur den Wobbe-Index vorsieht. Viele Gasanwendungen – im häuslichen wie auch im gewerblichen bzw. industriellen Bereich – sind nur für geringfügig schwankende Gasbeschaffenheiten ausgelegt. Dies ist bislang unproblematisch, da die Gasbeschaffenheiten in Deutschland kaum schwanken. Zukünftig kann dies jedoch anders sein: Stark schwankende Gasbeschaffenheiten können sich negativ auf die Anlagen und Prozesse der Thermoprozesstechnik aber auch auf die stoffliche Nutzung von Erdgas in der Chemieindustrie auswirken. Es kann zu Problemen bei der Produktqualität, bei der Prozessstabilität, bei der Effizienz oder auch bei den Schadstoffemissionen führen [1]. Das Bewusstsein beim Verbraucher (z. B. beim Betreiber von Anlagen) ist in vielen Fällen noch nicht ausreichend vorhanden.

Dieses skizzierte Szenario hat vor dem Hintergrund des sich weiter verschärfenden Ukraine-Konflikts an Bedeutung gewonnen. Ein Viertel des aktuell in Europa verbrauchten Gases stammt derzeit aus Russland; Deutschland deckt seinen Gasbedarf sogar zu 38 % mit russischem Gas.

FuE-Bedarf

Die Bestimmung der aktuell anliegenden Gasbeschaffenheit wird zukünftig immer wichtiger. Sowohl auf der Seite der Netzbetreiber als auch auf der Seite der Verbraucher besteht großer Bedarf an angepasster Mess- und Regeltechnik – z. T. mit unterschiedlichen Anforderungen. Die Bereitstellung aktueller Informationen zur Gasbeschaffenheit bzw. -zusammensetzung durch den Gasnetzbetreiber wurde im Abschlussbericht des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) als eine mögliche Maßnahme identifiziert, um die Betreiber sensibler Industrieprozesse bei der Kompensation von Gasbeschaffenheitsschwankungen zu unterstützen [1]. Mit dieser Information könnten Nutzer ihre Anlagen und Prozesse rechtzeitig anpassen.

Auch durch die Entflechtung am deutschen Gasmarkt wird es zunehmend schwieriger, auf Netzebene Informationen über die verteilten Gasbeschaffenheiten zu erhalten. Gerade bei sensiblen Prozessen wird daher die lokale kontinuierliche Überwachung der gelieferten Gasbeschaffenheit an Bedeutung gewinnen. Zur Bereitstellung dieser Informationen ist eine Messtechnik zur Bestimmung der Gasbeschaffenheit oder der Gaszusammensetzung erforderlich, die auf die Erfordernisse der jeweiligen Nutzer abgestimmt ist: robuste Systeme in der Thermoprozesstechnik, »sensible« Anwendungen im Bereich der Glas-, Keramik- und Metallindustrie und vereinfachte Messtechnik für industrielle Heizkessel. Diese führt zu einem dichteren Messnetz von Gasbeschaffenheiten, um zeitliche und lokale Schwankungen besser zu erfassen. Die dafür erforderlichen Messeinrichtungen sind heute nur zum Teil vorhanden und basieren vielfach entweder auf sehr kostspieligen Gaschromatographen oder besitzen für bereits mögliche Gasbeschaffenheiten nicht ausreichend große Messbereiche. Hier gibt es vor allem Entwicklungsbedarf für kostengünstigere Gasbeschaffenheitsmessgeräte bzw. für Gase mit Wasserstoffbeimischungen im Prozentbereich.

Die Brennwertbestimmung bei gewerblichen und industriellen Verbrauchern ist aber nicht nur vorteilhaft, um robuste, effiziente und schadstoffarme Produktionsprozesse mit gleichbleibender Produktqualität sicherzustellen. Sie erlaubt darüber hinaus auch eine genauere Abrechnung – basierend auf den tatsächlichen Gasbeschaffenheiten und Gasmengen.

1. Abrechnung nach Gasbeschaffenheit: Der Gasbezug wird gegenwärtig nach Energiemenge abgerechnet. Die Messgrößen sind dabei das Betriebsvolumen, die Zustandszahl und der Brennwert des Gases in kWh/m³. Schwankt jedoch die Gasbeschaffenheit stark, so muss diese regelmäßig gemessen werden – möglichst kontinuierlich und parallel zur Gasmengemessung. Nur so ist eine genaue Abrechnung mit der tatsächlich bezogenen Energiemenge möglich. Bedarf an entsprechenden Messeinrichtungen besteht dabei sowohl auf Seite der Netzbetreiber (z. B. bei der Einspeisung von regenerativ erzeugten Gasen wie Biogas oder Wasserstoff), als auch auf der Seite der industriellen bzw. gewerblichen Verbraucher. Die dafür erforderlichen Messeinrichtungen sind entsprechend der jeweiligen spezifischen Anforderungen zu entwickeln.

Auf Verbraucherseite können zur Kompensation gasbeschaffenheitsbedingter Prozessschwankungen Messungen zur Steuerung des Verbrennungsprozesses prinzipiell vor, während und/oder nach der Verbrennung mehr oder weniger detailliert durchgeführt werden [1]. Bei zunehmend schwankender Gasbeschaffenheit ist die Kompensation der Auswirkungen auf das Produkt bzw. den Prozess der wichtigste Aspekt – gerade bei »sensiblen« Anwendungen. Es kann u. U. erforderlich sein, dass die Betreiber der Anlagen eine Gaskonditionierung selbst vornehmen müssen, weil nur so die Produktqualität sowie die Prozess- und Anlagensicherheit gewährleistet werden kann. Alternativ kann auch der Gasnetzbetreiber die dafür erforderliche Konditionierung übernehmen oder unterschiedliche Gasbeschaffenheitsintervalle mit entsprechenden Abrechnungsmodellen anbieten. Abhängig von Anlagengröße und Prozess ergibt sich damit der Bedarf nach geeigneten Konditionierungsanlagen, die mit Hilfe einer dafür ausgelegten Mess-, Steuerungs- und Re-

gelungs-Technik (MSR-Technik) eine definierte Gasbeschaffenheit gewährleisten. Außerdem sind Messeinrichtungen und Sensoren erforderlich, die eine prozessspezifische Gasbeschaffenheitsmessung ermöglichen. Die Messung muss mindestens so genau und so schnell erfolgen, wie der Prozess es erfordert, um angepasste Regelungseinrichtungen einzusetzen.

- 2. Messtechnik zur Gaszusammensetzung:** Die etablierte »High-End«-Messtechnik zur Bestimmung der Gaszusammensetzung ist die Gaschromatographie (GC). Sie wird insbesondere im eichfähigen Bereich zur Brennwertbestimmung eingesetzt. Aus der Zusammensetzung lassen sich alle relevanten Parameter wie z. B. Heiz- und Brennwert, Wobbe-Index, Dichte oder Luftbedarf berechnen. Die zunehmende Bandbreite der Gaskomponenten muss sicher erfasst werden und erfordert die Weiterentwicklung der bisherigen GC. Außerdem ist für einige Anwendungen eine schnelle Ansprechzeit erforderlich.

Stand der Technik sind weiterhin korrelative Messgeräte, die über Messverfahren auf Basis von Wärmekapazitäts-, bzw. -leitfähigkeitsmessungen und/oder der Bestimmung des Differenzdrucks, der Dichte, der Viskosität und der Schallgeschwindigkeit eine Bestimmung des Brennwertes bzw. Wobbe-Index gestatten [3]. Teilweise werden korrelative Gasbeschaffenheitsmessgeräte auch in Verbindung mit gasartenabhängigen Sensoren eingesetzt [4]. Zur quantitativen Bestimmung der Gaszusammensetzung insbesondere bei größeren Schwankungen eignen sie sich bisher kaum, da der Betrieb dieser Systeme an stark einschränkende Anforderungen bzgl. der Gaszusammensetzung gekoppelt ist. Auf Grund der höheren Zeitauflösung im Vergleich zur GC eignen sie sich jedoch besser für viele industrielle Prozessanwendungen.

Die Gasbeschaffenheit lässt sich auch mit Hilfe optischer Messmethoden bestimmen (z. B. mit der Infrarot-Spektroskopie oder der Raman-Spektroskopie). Diese Verfahren weisen – genauso wie die eben erwähnten korrelativen Verfahren – im Vergleich zur Gaschromatographie folgende Vorteile auf:

- Optische Messmethoden sind grundsätzlich Online oder Inline einsetzbar, sodass im Vergleich zur GC kein Gas verbraucht wird.
- Im Vergleich zur GC sind für den Betrieb optischer Messmethoden keine weiteren Betriebsmittel notwendig, z. B. in Form von Träger- und Transportgasen (Helium, Argon),
- Die direkte Erfassung der Gaszusammensetzung erlaubt kurze Messzeiten, d. h. optische Messmethoden besitzen eine hohe Zeitauflösung.
- Es fallen nur geringe Wartungskosten an.

Nicht dispersive Infrarotmessverfahren sind Bestandteil einiger korrelativer Messsysteme. Spektral aufgelöste Messungen im infraroten Spektralbereich erlauben die genaue Konzentrationsbestimmung von IR-aktiven Gasen. Mit der Raman-Spektroskopie lassen sich auch IR-inaktive Moleküle wie z. B. H_2 , N_2 neben den Kohlenwasserstoffen messen. Eine Übersicht über die verschiedenen Messverfahren und am Markt verfügbare Systeme findet sich in [1].

Herausforderungen entstehen einerseits durch die zunehmende Einspeisung von Biomethan bzw. -erdgas [2] und Wasserstoff. An den Einspeisepunkten für Biogas ist eine Konditionierung des Gases erforderlich, um die Brennwertvorgabe aus Abrechnungsgründen im lokalen Netz zu erhalten. Die gesamte Prozesskette vom Rohbiogas zum einspeisefähigen Bioerdgas benötigt eine zuverlässige Sensorik zur Prozesskontrolle und -optimierung. Hierbei sind auch eher für die Standarderdgasanalyse untypische Komponenten in den verschiedenen Biogasen zu überwachen (z. B. H₂S, O₂). Andererseits kommen Gase aus unterschiedlichen Förderquellen zu den Anwendern in immer stärkeren Fluktuationen (z. B. Russland, Nordsee, LNG). Da diese Gase teilweise einen ähnlichen Wobbe-Index aber eine andere Zusammensetzung aufweisen, kann dies auf Prozesse Auswirkungen haben, die durch herkömmliche Wobbe-Index-Bestimmungsgeräte nicht erfasst werden.

Daher besteht Bedarf vor allem an kostengünstigen Messsystemen, die eine prozessrelevante Online- oder Inline-Bestimmung und Verfolgung der Gaszusammensetzung mit ausreichender Zeitauflösung erlauben. Die Systeme müssen dazu nicht immer eichfähig sein.

Literatur

- [1] DVGW-Abschlussbericht »Untersuchungen der Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsänderungen auf industrielle und gewerbliche Anwendungen« (April 2014).
<http://www.gwi-essen.de/index.php?id=702>).
- [2] DVGW-Abschlussbericht »Potenzialstudie zur nachhaltigen Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland (Biogasatlas)« (30.09.2013).
http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/gw2_01_10.pdf)
- [3] DBI –GTI Abschlussbericht »Gasqualitätsmessung – Auswirkungen von Gaszumischungen«, (30. 11.2009).
http://www.dbi-gti.de/fileadmin/downloads/5_Veroeffentlichungen/Gaswirtschaftlicher_Beirat/2009/091130_Bericht_Gasqualitaetsmessung_-_Auswirkungen_von_Gaszumischungen_2009.pdf
- [4] Joachim Kastner, »Neue Aufgaben für die Gasbeschaffenheitsmessung in der industriellen Gasverwendung«, *gwf – Gas|Erdgas*, **154** (11), 834–842 (2013).

3 SZENARIO: »Power-to-Gas« wird wirtschaftlich

FuE-Bedarf: Prozessmesstechnik für Wasserstoff und Methan

Ausgangslage

Als Szenario wurde angenommen, dass der regenerative Anteil am Gas immer stärker zunimmt – zum einen wegen stärkerer Biomethaneinspeisung und zukünftig auch wegen der Einspeisung von H₂ bzw. SNG (»substitute natural gas«, synthetisches Erdgas) aus Power-to-Gas-(PtG-)Anlagen. Motivation dafür ist die notwendige großskalige, chemische Speicherung regenerativ erzeugten Stroms im Gasnetz. Die Erzeugung von H₂ bzw. SNG aus regenerativer elektrischer Energie, z. B. von Photovoltaik- oder Windkraft-Anlagen, ist technisch grundsätzlich möglich. Zur Prozessoptimierung werden die Verfahren aktuell in PtG-Projekten und -Pilotanlagen intensiv untersucht. Die zahlreichen Pilotanlagen arbeiten mit verschiedenen Elektrolýsetechnologien, teilweise integrierten Methanisierungsanlagen (SNG) im Verbund mit Biogasanlagen (Kohlendioxidquelle für SNG). Herausfordernd für PtG-Anlagen ist vor allem der lastflexible Betrieb, um den Schwankungen des verfügbaren regenerativ erzeugten Stroms folgen zu können.

Neben der Einspeisung ins Gasnetz ist natürlich auch die Speicherung von H₂ in Drucktanks eine bereits mehrfach erprobte Technik – z. B. für die Betankung von H₂-Brennstoffzellenfahrzeugen.

Des Weiteren wurde angenommen, dass die Methanisierung als weiterer Schritt zur Umwandlung von Wasserstoff aus überschüssiger regenerativer elektrischer Energie grundsätzlich technisch gelöst ist, da sie bereits an mehreren Anlagen im MW-Maßstab im Dauerbetrieb eingesetzt wird. Das dabei erzeugte SNG kann problemlos in das öffentliche Gasnetz eingespeist werden und führt im Vergleich zur reinen H₂-Einspeisung nur zu deutlich geringeren Änderungen der Gasbeschaffenheit. Bei der Methanisierung kann CO₂ verwertet werden, das idealerweise bei der Aufbereitung von Biomethan aus Biogasanlagen anfällt. Inwieweit die Einspeisung von SNG die Einspeisung von H₂ ersetzen wird, sollen laufende Forschungsvorhaben u. a. des DVGW zeigen.

Die entscheidende Annahme des Szenarios ist, dass die Einspeisung von H₂ und SNG so gefördert wird, dass sie auch bei langfristig niedrigen Preisen und hoher Verfügbarkeit von fossilem Erdgas wirtschaftlich wird (z. B. durch entsprechende Gesetzgebung bzw. Gebührenmodelle für die nutzvolle Netzstabilisierung).

FuE-Bedarf

- 1. Prozessmesstechnik:** Für die regenerative H₂-Erzeugung, die Methanisierung und mögliche weitere Verarbeitungsschritte (z. B. zur Gewinnung synthetischer flüssiger Kraftstoffe) werden komplexe verfahrenstechnische Anlagen mit erheblichen Investitionskosten eingesetzt. Sie benötigen eine entsprechende Prozessanalytik, um hohe Sicherheit, Produktqualität, Verfügbarkeit der Anlagen bei maximaler Effizienz und Lebensdauer zu gewährleisten. Unter anderem ist bei der Methanisierung die Reinheit der Edukte H₂ und CO₂ zu überwachen. Insbesondere schwefelhaltige Verunreinigungen können zu Katalysatordegradationen und Prozessstörungen führen. Generelle Trends und Anforderungen an zukünftige Prozesssensoren sind in der NAMUR/VDI-Studie »Prozess-Sensoren 2015+« [5] genannt.
- 2. H₂-Reinheit:** Die Wasserstoffreinheit ist aus Sicherheitsgründen und für die anschließende Prozesskette festzustellen, verfahrensbedingt können bei der

Elektrolyse vor allem Sauerstoff- bzw. Stickstoffbeimischungen stören. Analog zur Messtechnik für Erdgas muss folglich auch eine geeignete Messtechnik für die Gasbeschaffenheit von H₂ bereitgestellt werden.

- 3. H₂-Einspeisung:** Die H₂-Einspeisung ins Gasnetz ist bereits Realität. Diskussion gibt es allenfalls darüber, wie hoch der zulässige Anteil im lokalen Gasnetz sein wird. Die Prognosen reichen von 2 % bis 10 %. Die H₂-Zumischung verändert unter anderem die Verbrennung – das wirkt sich bereits bei 2 % H₂-Anteil aus. Für die Erdgasanalyse, speziell für fiskalische Messaufgaben, müssen Gasbeschaffenheitsmesssysteme für Wasserstoffkonzentrationen im einstelligen Prozentbereich erweitert werden, was häufig den Austausch der vorhandenen Messtechnik erfordern wird. Die bisher verwendete Technik zur Gasbeschaffenheitsmessung, vor allem die im eichpflichtigen Bereich eingesetzten GC-Analysesysteme zur Brennwertbestimmung, müssen auf das H₂-haltige Gas umgestellt bzw. erweitert werden. Das wird von den Geräteherstellern bereits adressiert, ab 5 % H₂-Gehalt muss nach aktuellem Entwicklungsstand u. a. Argon als zweites Trägergas eingesetzt werden. Bei den korrelativen Messsystemen entsteht zusätzlicher Forschungsbedarf, da für die Erdgasmatrix bislang keine spezifischen H₂-Sensoren (z. B. auf FET-Basis) in den Messsystemen eingesetzt werden, und auch die Korrelationen auf Basis von physikalischen Messgrößen entsprechend erweitert werden müssen.

Es ist zu erwarten, dass es zu einer großen Bandbreite an H₂-Elektrolyseanlagen und H₂-Einspeisekapazitäten von wenigen m_N³/h bis über 1000 m_N³/h und mehr kommen wird. Diese müssen technisch überwacht und gesteuert werden. Eine abgestimmte Messtechnik dafür benötigt eine entsprechend hohe Messbereichsdynamik, um auch bei stark schwankendem Erdgasbedarf (bzw. -flüssen) an der Einspeisestelle keine unzulässig hohen H₂-Einspeisungen zu verursachen.

Da H₂ leichter durch Kunststoff- und Dichtungsmaterialien diffundiert als andere Erdgaskomponenten wie CH₄, sind häufigere Messungen zum Aufspüren von Leckagen sinnvoll.

- 4. Methanisierung:** Die Verbesserung und Optimierung des Methanisierungsprozesses, die Gewährleistung einer hohen Anlagensicherheit und einer hohen Verfügbarkeit bei gleichbleibend hoher Effizienz sind zentrale Forschungsthemen, bei denen Mess- und Regeltechnik eine wesentliche Rolle einnehmen. Außerdem muss das bei der Methanisierung verwendete CO₂ ausreichende Reinheit aufweisen und als Handelsgut mengenmäßig richtig erfasst werden [6].

Literatur

- [5] VDI/VDE und NAMUR: »Prozess-Sensoren 2015+ – Technologie-Roadmap für Prozess-Sensoren in der chemisch-pharmazeutischen Industrie« (November 2009).
http://www.vdi.de/fileadmin/vdi_de/redakteur_dateien/gma_dateien/Prozess-Sensoren_2015+.pdf, download 01.09.2014.
- [6] Klaus Steiner, »Messtechnik für die Verteilung von regenerativen Gasen in der Erdgasinfrastruktur«, gwf – Gas | Erdgas, **154** (12), 926–930 (2013).

4 SZENARIO: Gasmotoren werden zum Standard

FuE-Bedarf: Messtechnik zur Messung von Methanzahl, Methanschlupf und Formaldehydemissionen

Ausgangslage

Der starke Zuwachs an Blockheizkraftwerken (BHKW) in Deutschland ist ungebrochen. Im Jahr 2013 wurden nach Angaben des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) über 6000 Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) mit einer gesamten elektrischen Leistung von etwa 1 GW neu zugelassen; 5500 davon mit Erdgas als Energieträger (rund 900 MW Leistung). Im Vergleich zu den Vorjahren nahm der Anteil der Biogas-KWK-Anlagen ab. Die EEG-Novelle aus dem Jahr 2014 wird diesen Zuwachs bremsen, aber nicht stoppen. Die intelligente Vernetzung von BHKW in virtuellen Kraftwerken wird dazu beitragen, starke Schwankungen bei der regenerativen Stromerzeugung auszugleichen. Emissionen sind ein Thema, insbesondere bei biogenen Anlagen (Methanschlupf und Formaldehyd).

Die Wirtschaftlichkeit der Direktverstromung von Biogas, Klärgas, Deponiegas und weiteren Sondergasen in dafür geeigneten BHKW hängt stark an den EEG-Fördermodalitäten. Der weitere Ausbau wird daher eher als gering betrachtet.

Motorbetrieb mit Gas hat kaum Partikelemission im Vergleich zum Betrieb mit Diesel. In der aktuellen Abgasrichtlinie EU6 sind insbesondere Partikelemissionen schärfer limitiert. Dies macht erdgasbetriebene Kfz zunehmend attraktiv – insbesondere Fahrzeugflotten im Nah- bzw. Stadtverkehrsbereich. Nicht zuletzt bieten inzwischen alle großen Automobilhersteller Erdgasfahrzeuge an.

FuE-Bedarf

1. Methanzahlbestimmung: Auf Grund schwankender Gasbeschaffenheiten und insbesondere der erwartenden Zumischung von H_2 sind zeitliche Veränderungen der Methanzahl zu erwarten. Dies ist z. B. dann ein Problem, wenn LNG-Fahrzeuge durch Regionen mit unterschiedlicher Gasbeschaffenheit fahren. Die Frage, wie sich unterschiedliche Gasbeschaffenheiten auf Gasmotoren und deren Emissionen auswirken, ist noch unbeantwortet.

Die Methanzahl ist ein Maß für die Klopfestigkeit eines gasförmigen Kraftstoffs für einen Verbrennungsmotor. Sie ist vergleichbar mit der Oktanzahl bei Benzin bzw. der Cetanzahl bei Diesel. Z. B. entspricht die Methanzahl 85 eines Brenngasgemisches der von einem Gemisch aus 85 % reinem Methan und 15 % H_2 [9]. Die Klopfestigkeit wird mit Prüfmotoren unter definierten Bedingungen bestimmt. Bei Kenntnis aller Komponenten eines Gasgemisches lässt sich die Methanzahl über Kennfelder oder mittels Berechnungsverfahren per Software bestimmen. Bei Konditionierung von z. B. Biogas mit Butan/Luft-Gemischen kann sich die Methanzahl stark verringern, was drastische Auswirkungen auf den Motor haben kann [9]. Um Klopfeschäden zu vermeiden, kann sowohl Zündzeitpunkt als auch die Leistung angepasst werden. Dadurch sinkt jedoch der Wirkungsgrad, und die Emissionswerte können beeinflusst werden.

BHKW-Motoren werden auf eine feste Methanzahl eingestellt und erreichen dort ihren optimalen Wirkungsgrad. Je höher die Methanzahl, desto höher kann der maximale Wirkungsgrad sein. Somit besteht nach wie vor Bedarf an der Entwicklung von Geräten zur kontinuierlichen und schnellen Bestimmung der Methanzahl sowie einer angepassten Regelung der Gaszufuhr an einem BHKW. Bisherige Entwicklungen waren am Markt nicht besonders erfolgreich. Aussichtsreich erscheint nach wie vor die Entwicklung eines auf nicht-dispersiver Infrarotabsorption (NDIR) beruhenden Methanzahlsensors mit einer Reaktionszeit weniger als 10 s oder auch anderer innovativer preisgünstiger Korrelativverfahren.

- 2. Messung des Methanschlupfes (Gasfahrzeuge und BHKW):** Bei Erdgasfahrzeugen werden dieselben Grenzwerte für Kfz-Emissionen wie bei Fahrzeugen mit anderen Kraftstoffen zu Grunde gelegt. Die gültige Abgasnorm EU6 fordert insbesondere eine weitere Verringerung der zulässigen Partikelemissionen. Darüber hinaus wird Bedarf an der Messung spezifischer Emissionen von Erdgasfahrzeugen entstehen. Bei BHKW und anderen Gasmotoren viel diskutiertes Thema ist der Methanschlupf, d. h. unverbranntes Methan, das über das Abgas in die Luft gelangt. Der Methangehalt im Abgas sollte zukünftig verstärkt gemessen werden, da die CH_4 -Emissionen klimaschädlich sind und somit die positive CO_2 -Bilanz von Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern schmälern. Der Methanschlupf stellt insbesondere bei mit Biogas betriebenen Anlagen ein Problem dar [7,10]: Bei Erdgas-Motoranlagen handelt es sich zum Teil um Lambda-1-Motoren mit Drei-Wege-Katalysator. Diese Technik ist von Kraftfahrzeugen bekannt und gewährleistet sehr niedrige Emissionen, die die EU6-Richtlinie erfüllen. Die Mehrheit der stationären Erdgasmotoranlagen sind jedoch Magermotoren. Dabei wird der Brennstoff bei Luftüberschuss verbrannt, um einen höheren elektrischen Wirkungsgrad zu erzielen. Die Methan-Emissionen können bei Magermotoren bis zu mehreren Gramm pro Kubikmeter betragen. Bei Lambda-1-Motoren mit Drei-Wege-Katalysator liegen sie in der Regel unter 500 Milligramm pro Kubikmeter [7].

Die Entwicklung geeigneter – bei stationären BHKW auch dauerhaft einsetzbarer – und kostengünstiger Sensorik für den gesamten Nutzungszeitraum erscheint notwendig. Veränderungen im Methanschlupf sind darüber hinaus Indikatoren für notwendige Wartungen oder gar mögliche Motorschäden. Prinzipiell geeignete Sensoren und Messgeräte zur empfindlichen CH_4 -Messung im geforderten Messbereich oberhalb 100 ppm CH_4 im Abgas sind verfügbar. Sie müssen jedoch für die Methanschlupfmessung adaptiert und validiert werden.

- 3. Formaldehyd:** Formaldehyd (CH_2O) ist eine bei BHKW-Emissionen viel diskutierte Schadgaskomponente, die durch die TA Luft (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft) derzeit auf maximal 20 mg/m^3 limitiert ist – für Verbrennungsmotoranlagen aber auf 60 mg/m^3 heraufgesetzt ist. Allerdings wird im Rahmen einer Neubewertung eine Herabsetzung des Grenzwertes auf 1 mg/m^3 diskutiert. Die Anlagenbetreiber, allen voran der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), verweisen darauf, dass der dazu erforderliche Aufwand so hoch ist, dass dann viele Anlagen, insbesondere Biogas-BHKW, nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können [8].

Bei Motoranlagen zur Verbrennung von Biogas, Klärgas, Deponiegas und weiteren Sondergasen handelt es sich nahezu ausschließlich um Magermotoren und Zündstrahlmotoren. Dadurch bedingt können je nach Motorart entsprechend hohe Emissionen an NO_x , CO, Formaldehyd und Methan auftreten [7].

Die Messung von CH_2O ist somit eine zentrale messtechnische Aufgabenstellung bei BHKW. Auf Grund wechselnder Gasbeschaffenheiten, Betriebszuständen und Verschleiß von Anlagenteilen (inkl. Abgasreinigungssystemen) ist bei größeren Anlagen eine kontinuierliche Messung denkbar, bei kleineren Anlagen auf jeden Fall eine regelmäßige Überprüfung im Rahmen der üblichen Wartungsarbeiten notwendig. Zur Messung niedriger CH_2O -Konzentrationen mit einer durch die aktuelle Diskussion zu erwartenden Nachweisgrenze unterhalb von 1 mg/m^3 muss jedoch die geeignete Messtechnik noch entwickelt und validiert werden. Bislang eingesetzte Techniken wie das Farbumschlagsverfahren (mittels Prüfröhrchen oder Papierbandindikatoren) oder elektrochemische Sensoren sind für eine Langzeitüberwachung insbesondere im Abgas nicht geeignet. Mittels Fourier-Transformations-Infrarotspektrometrie kann CH_2O zwar gemessen werden, eine Nachweisgrenze unterhalb von 1 mg/m^3 ist jedoch kaum zu erreichen. Es erscheint aber möglich, kontinuierlich messende CH_2O -Messgeräte auf Laserbasis zu entwickeln [12].

Ziel muss die Entwicklung kompakter, robuster, und preisgünstiger Systeme sein, die auch im Abgas von Verbrennungsmotoren einsetzbar sind. Um wechselnde Betriebszustände und Brenngasbeschaffenheiten erfassen zu können, sind eine ausreichende Zeitauflösung und Dynamik bei der Messung erforderlich.

Literatur

- [7] <http://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/industriebereiche/feuerungsanlagen/motoranlagen-blockheizkraftwerke> vom 29.07.2013 (Download 01.09.2014).
- [8] [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140513-o-stellungnahme-zu-den-auswirkungen-der-reklassifizierung-von-formaldehyd-auf-die-energie-wirtschaft/\\$file/BDEW%20STN%20zu%20Formaldehyd_final_ohne.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140513-o-stellungnahme-zu-den-auswirkungen-der-reklassifizierung-von-formaldehyd-auf-die-energie-wirtschaft/$file/BDEW%20STN%20zu%20Formaldehyd_final_ohne.pdf) vom 13.05.2014 (Download 01.09.2014).
- [9] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE): »BHKW und Methanzahl«(1992). (http://asue.de/cms/upload/inhalte/blockheizkraftwerke/broschuere/1992_bhkw_und_methanzahl.pdf (Download 01.09.2014)).
- [10] V. Aschmann, DLR Betreiberseminar, Themenbereich »Technik« (22.02.2011).
- [11] Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V. (FVV); FVV-Bericht R547-2008 »Formaldehydbildung – Wirkmechanismen« (2008). (http://www.fvv-net.de/cms/upload/pdf/FVV_Bericht_Formaldehyd-Wirkmechanismen_final.pdf (Download 01.09.2014)).
- [12] S. Lundqvist et.al. ,»Sensing of formaldehyde using a distributed feedback interband cascade laser emitting around 3493 nm«, Applied Optics **51** (25), 6009–6013 (2012).

5 Anhang

Teilnehmerinnen und Teilnehmer des Workshops

Heinrich Baas	Caterpillar Energy Solutions GmbH
Dr. Raimund Brunner	Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik IPM
Prof. Karsten Buse	Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik IPM
Dr. Holger Dörr	DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT
Bernhard Fleischmann	Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V. (HVG)
Dr. Anne Giese	Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.
Robin Grey	Klimapartner Oberrhein e.V.
Peter Hahn	Sick AG
Volker Heimbürger	Schütz Messtechnik GmbH
Dr. Joachim Kastner	Elster-Instromet Systems GmbH
Jürgen Kaufmann	Sick AG
Dr. Heinrich Kipphardt	Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM)
Holger Kock	Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik IPM
Christian Kuhn	Sick AG
Dr. Armin Lambrecht	Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik IPM
Peter Majer	badenova AG & Co. KG
Eduard Oberländer	KIT Karlsruhe - Institut für Kolbenmaschinen
Dr.-Ing. Maximilian Prager	Technische Universität München
Marco Rottler	Inficon GmbH
Dr. Udo Sander	MTU Friedrichshafen GmbH
Dr. Stefan Sarge	Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB)
Klaus Schick	RMA Mess- und Regeltechnik GmbH & Co. KG
Dr. Katrin Schmitt	Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik IPM
Gerd Sulz	Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik IPM
Klaus Throm	RMA Mess- und Regeltechnik GmbH & Co. KG
Dr. Alexander Weideler	terraneis bw GmbH
Prof. Jürgen Wöllenstein	Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik IPM
Willi Zimmerlin	Badenova Netz GmbH