



GREENING THE GAS

FORSCHUNGSBERICHT 2019

ÖSTERREICHISCHE VEREINIGUNG
FÜR DAS GAS- UND WASSERFACH



INHALT

Vorwort	3
Die ÖVGW-Forschungsinitiativen im Rahmen der „Greening the Gas“-Strategie	4
GREEN GAS 4 GRIDS	
FORSCHUNGSPROJEKT 01: Kostenbetrachtung der Einbindung existierender Biogasanlagen in das österreichische Gasnetz	8
FORSCHUNGSPROJEKT 02: Entwicklung eines Standard-Konzepts für die Aufbereitung von Rohbiogas zu einem einspeisefähigen Gas	11
FORSCHUNGSPROJEKT 03: Verbrennungstechnische und sicherheitsrelevante Anforderungen in Hinblick auf einen erhöhten Biogas- und Wasserstoffanteil im Erdgas	14
FORSCHUNGSPROJEKT 04: Expertise für eine Einspeisung von 10 Vol.-% Wasserstoff ins österreichische Gasnetz – Kunden-Erdgasanlagen und häusliche Gasgeräte	17
FORSCHUNGSPROJEKT 05: Kompendium Wasserstoff in Gasverteilnetzen	20
GREEN GAS 4 MOBILITY	
FORSCHUNGSPROJEKT 06: Gesamtwirtschaftliche Betrachtung alternativer Antriebstechnologien mit Fokus auf den Einsatz von Erdgas-Lkw in Österreich	23
FORSCHUNGSPROJEKT 07: Wasserstoff in der Mobilität – Recherche bezüglich existierender Vorgaben zum Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge	25
Vorausschau 2020	27

Impressum

ÖVGW – Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
1010 Wien, Schuberting 14
Telefon: +43/1/513 15 88 - 0*
Telefax: +43/1/513 15 88 - 25
E-Mail: office@ovgw.at
www.ovgw.at
Für den Inhalt verantwortlich: ÖVGW
Stand: 29.2.2020

VORWORT

DI (FH) Manfred Pachernegg
Vorsitzender ÖVGW-Forschungsbeirat Gas

Die Gaswirtschaft befindet sich im Umbruch. Es herrscht politischer und gesellschaftspolitischer Konsens darüber, dass eine Dekarbonisierung des Energiesystems erfolgen soll – damit ist der fossile Energieträger Erdgas in Frage gestellt. Bereits bis 2030 soll die Stromerzeugung in Österreich (zumindest bilanziell) zu 100 % erneuerbar erfolgen. Auf Grund der Volatilität der Erzeugung wird man dabei jedoch auf die Gasinfrastruktur zurückgreifen müssen. Sie verfügt mit ihren Leitungen und Untergrundspeichern über enorme Kapazitäten für die Speicherung von Wasserstoff und synthetischem Methan, die mittels Power-to-Gas-Anlagen aus dem überschüssigen Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen erzeugt werden können. Über unser Leitungsnetz stünden dann diese Gase für die Stromerzeugung in Gaskraftwerken, für den industriellen Einsatz, für den Raumwärmemarkt und für Mobilitätszwecke zur Verfügung. Die Sektorkopplung, ein Schlüssel für ein erneuerbares Energiesystem, ist nur mit der Gasinfrastruktur zu einem volkswirtschaftlich vertretbaren Kostenaufwand möglich.

Für den Weg dahin will die ÖVGW eine Roadmap erstellen, die angibt, wie fossiles Erdgas Schritt für Schritt durch erneuerbares Gas im Netz ersetzt werden und im Jahre 2040 die heimische Gasversorgung zu 100 % auf erneuerbarer, CO₂-neutraler Basis erfolgen kann. Die Umstellung des Systems bringt hohen Forschungsbedarf mit sich. Wir haben dazu ein gut dotiertes Programm ins Leben gerufen, das Team der Geschäftsstelle personell verstärkt und einen Forschungsbeirat eingerichtet, der die wissenschaftlichen Projekte diskutiert und koordiniert. Unterstützt wird er dabei vom Arbeitskreis „Greening the Gas“. Ich rechne damit, dass wir uns die nächsten 5 Jahre intensiv mit der Entwicklung dieser Roadmap beschäftigen werden. Das bedeutet auch für das Gasfach der ÖVGW ein neues Denken, jetzt sind eine völlige Neuausrichtung und Innovationen erforderlich.

Der jährlich erscheinende Forschungsbericht soll die beauftragten Projekte vorstellen und den Forschungsfortschritt dokumentieren. Zugleich wollen wir damit unseren Mitgliedern Rechenschaft über die Verwendung der Mittel aus dem Forschungsbudget geben.

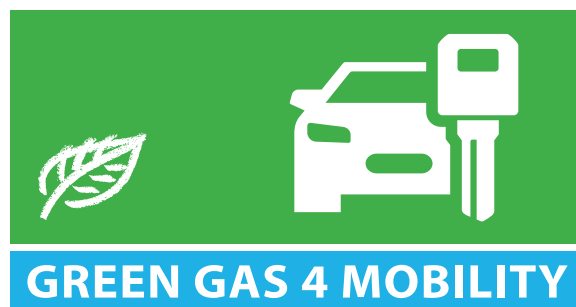
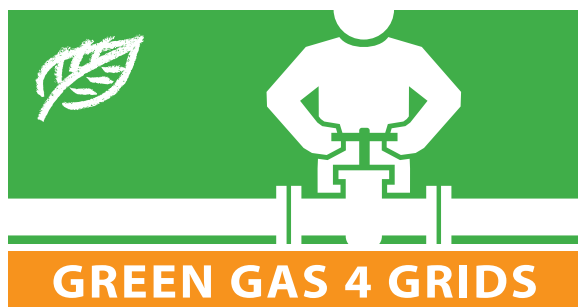


Foto: moodley brand identity gmbh/Tina Herzl

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Pachernegg'.



DIE ÖVGW-FORSCHUNGSINITIATIVEN IM RAHMEN DER „GREENING THE GAS“- STRATEGIE



Die Forschungsinitiativen der ÖVGW

Hintergrund

In Folge der Pariser Klimakonferenz haben sich auch die österreichischen Bundesregierungen – zunächst mit der *#mission2030* und danach im *Regierungsprogramm 2020-2024* – ehrgeizige Ziele gesetzt: Ab dem Jahr 2030 soll Österreichs Strom – zumindest bilanziell – zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen stammen, bis 2040 soll das gesamte Energiesystem weitestgehend dekarbonisiert sein. Die anvisierte Energiewende mit dem Ausstieg aus fossilen Energieträgern bedeutet langfristig auch das Ende für Erdgas, das in der Energielandschaft bis heute eine tragende Säule der Versorgungssicherheit darstellt.

Die Umstellung auf erneuerbare Energien wie Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft birgt indes ein schwerwiegendes Problem in sich: Da deren Erzeugung in hohem Maße vom Wetter und anderen naturgegebenen Faktoren abhängig ist, lässt sich eine gesicherte, zuverlässige und leistbare Energieversorgung nicht allein auf diesen alternativen Quellen aufbauen. Besonders in Perioden hohen Energiebedarfs (in den Wintermonaten) kann die Produktion die Nachfrage nicht decken, während (in den Sommermonaten) erzielte Stromüberschüsse sich aus technischen Gründen nicht speichern lassen.

Vielfalt und Funktion des Energieträgers Gas

Als realistische, rasch umsetzbare und wirtschaftlich vertretbare Lösung dieses Problems bietet sich die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur an. Überschüssiger Strom aus den volatilen erneuerbaren Quellen kann mittels Elektrolyseverfahren zu Wasserstoff umgewandelt und als solcher – oder in einem weiteren Schritt methanisiert – in das Gasnetz eingespeist werden. Infolge dieser Sektorkopplung stehen der aus erneuerbaren Quellen gewonnenen Energie die weitverzweigten Verteil- und enormen Speicherkapazitäten der Gasinfrastruktur zur Verfügung.

Gas ist also nicht gleich Gas. Auch wenn zurzeit der Verbrauch zum überwiegenden Teil noch durch den Import von Erdgas gedeckt wird, erlangt in Österreich erzeugtes, erneuerbares Gas immer mehr an Bedeutung. Bei diesem „Grünen Gas“ handelt es sich einerseits um Biogas aus Reststoffen, das zu Biomethan veredelt eingespeist wird, und andererseits um in Power-to-Gas-Anlagen gewonnenes synthetisches Gas oder Wasserstoff. Mit ihrer *Greening the Gas*-Strategie hat sich die österreichische Gaswirtschaft das Ziel gesetzt, fossiles Erdgas schrittweise durch diese erneuerbaren Gase zu ersetzen.

Der Auftrag der ÖVGW

Für die Umsetzung der *Greening the Gas*-Strategie ist neben der Ausgestaltung geeigneter wirtschaftlicher und rechtlicher Rahmenbedingungen eine Vielzahl technischer und sicherheitstechnischer Fragestellungen im Zusammenhang mit dem Einsatz von Biomethan, synthetischem Gas und Wasserstoff zu klären. Diese Aufgabe fällt in den Zuständigkeitsbereich der ÖVGW. Als technischer Arm der österreichischen Gaswirtschaft muss sie auf diesem Gebiet die Voraussetzungen dafür erarbeiten, dass der Energieträger Gas jene bestimmende Rolle übernehmen kann, die für das Gelingen der Energiewende nötig ist.

Um das breit gefächerte Aufgabenspektrum bewältigen zu können, sind umfassende Maßnahmen erforderlich: In organisatorischer Hinsicht wurde zur Zielerreichung ein mit diesem Thema befasster Arbeitskreis – TAK „Greening the Gas“ – eingerichtet, der koordinierende Forschungsbeirat Gas geschaffen und nicht zuletzt eine Ausweitung der finanziellen und personellen Ressourcen beschlossen (zweckgebundene Erhöhung der Mitgliedsbeiträge und Beschäftigung eines zusätzlichen Mitarbeiters im Fachbereich Gas der Geschäftsstelle).

Die Forschungsinitiativen der ÖVGW

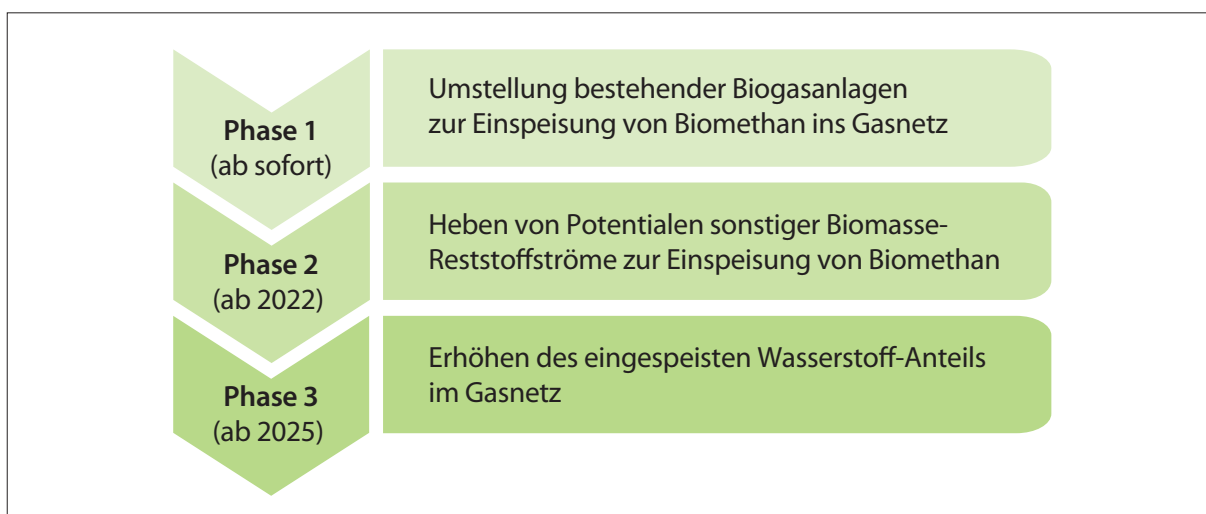
Die Materie erfordert außergewöhnlich hohen For-

schungsbedarf. Die ÖVGW hat dazu zwei Initiativen gestartet, die vorläufig – zur Ausarbeitung einer Roadmap – auf 5 Jahre angelegt sind. Sie sollen grundlegende Fragestellungen klären und den Zeitplan für den schrittweisen Ersatz von Erdgas durch erneuerbare Gase festlegen. Im Anschluss daran wird man sich noch mit Detailfragen befassen müssen.

Green Gas 4 Grids

Ziel der ÖVGW-Forschungsinitiative *Green Gas 4 Grids* ist die Abklärung offener Fragestellungen zur Produktion und Netzeinspeisung erneuerbarer Gase. Dies beginnt bei der effizienten Gaserzeugung und -aufbereitung und reicht bis hin zu einer allfälligen Neudefinition der Gasqualität sowie der Schaffung eines entsprechenden technischen Ordnungsrahmens im ÖVGW-Regelwerk bzw. bei der ÖVGW-Zertifizierung.

Zum einen ist zu klären, welche Standards für die Biomethan-Erzeugung gelten sollen und wie die Qualitätssicherung gewährleistet werden kann, zum anderen muss untersucht werden, wie geeignet das bestehende, auf Erdgas ausgerichtete Leitungsnetz für die Beimischung von Wasserstoff ist. Dies gilt für die Transport- und Verteilerleitungen ebenso wie für die Inneninstallation und die Endgeräte bei den Verbrauchern. Ein besonderer Schwerpunkt wird dabei auf die industriellen Anwender gelegt, denn mehr als die Hälfte des aktuell in Österreich eingesetzten Erdgases geht in die Industrie.



Greening the Gas – Phasen

Die Organisation der ÖVGW-Forschungsinitiativen

Forschungsbeirat Gas

Vorsitzender: DI(FH) Manfred Pachernegg

Mitglieder: Vorstände bzw. Geschäftsführer aus den Mitgliedsunternehmen Bereich Gas

Funktion: Strategische Ausrichtung der Forschungsinitiative

Eingerichtet auf Vorstandsbeschluss

Temporärer Arbeitskreis (TAK) „Greening the Gas“

Vorsitzender: DI(FH) Manfred Pachernegg (als Vorsitzender des Forschungsbeirats Gas)

Stellvertreter: DI Wolfgang Kral (als Vorsitzender des Koordinierungsausschusses Gas)

Mitglieder: Vertreter der Mitgliedsunternehmen im Bereich Gas

Funktion: Operative Durchführung der Projekte, Abstimmung innerhalb der Mitgliedsunternehmen

Eingerichtet auf Vorstandsbeschluss

Fachbereich Gas

Koordinierung und Betreuung der Forschungsagenden durch Referent DI Fabian Havlik

Dauer und Finanzierung

Die Forschungsinitiative ist auf mindestens 5 Jahre ausgerichtet. Die Forschungsmittel werden durch eine Erhöhung der Mitgliedsbeiträge aufgebracht.

Forschungsinitiativen der ÖVGW – Zuständigkeiten und Aufgabenverteilung

Green Gas 4 Mobility

Für den Mobilitätsbereich sollen mit Forschungsprojekten im Rahmen der Initiative *Green Gas 4 Mobility* die Grundlagen für den Einsatz von erneuerbaren Gasen am Verkehrssektor geschaffen werden. Grundsätzlich abzuklären ist, in welchem Ausmaß erneuerbare Gase einsetzbar und welche Möglichkeiten und Begrenzungen dabei gegeben sind.

Einen Schwerpunkt bildet das Thema Wasserstoff, beispielsweise hinsichtlich der bei CNG-Fahrzeugen geltenden Grenzwerte für den H₂-Anteil im Kraftstoff. Darüberhinaus muss grundlegend evaluiert werden, welche auf nationaler und internationaler Ebene aktuell gültigen normativen und gesetzlichen Anforderungen und Auflagen zu erfüllen sind, um ein Wasserstoff-Fahrzeug in Verkehr bringen zu können – um daraus gegebenenfalls den Bedarf an einschlägigen ÖVGW-Richtlinien ablesen zu können.

Ein weiterer Fokus richtet sich auf den Einsatz von

LNG im Schwerverkehr, da sich hier eine Möglichkeit zur raschen Verringerung des Schadstoffausstoßes eröffnet.

Die Forschungspartner

Im Rahmen der *Greening the Gas*-Strategie sind unterschiedlichste Aspekte zu berücksichtigen: technische (wie Materialfragen, Verbrennungstechnik, P2G-Technologie, Gasaufbereitung oder CO₂-Abtrennung), infrastrukturelle, sicherheitstechnische, volkswirtschaftliche, sozioökonomische, betriebswirtschaftliche und ökologische. Die Projekte zur Klärung der anstehenden Fragen werden daher in Zusammenarbeit mit renommierten Universitäten, Forschungseinrichtungen und Experten unterschiedlicher Disziplinen abgewickelt. Für die Forschungsvorhaben des ersten Jahres wurden die Aufträge an folgende Partner vergeben:

- *Montanuniversität Leoben*
(Lehrstuhl für Energieverbundtechnik; Lehrstuhl

Forschungspartner der ÖVGW



Montanuniversität Leoben



Wirtschaftsuniversität Wien



DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH



Technische Universität Wien



Johannes Kepler Universität Linz



European Research Institute
for Gas and Energy Innovation

Kooperationspartner der ÖVGW bei den Greening the Gas-Forschungsinitiativen

- für Thermoprozesstechnik; Department für Umwelt- und Energieverfahrenstechnik)
- *Technische Universität Wien*
(Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften)
- *Wirtschaftsuniversität Wien*
(Institut für Transportwirtschaft und Logistik)
- *DI Dr. Wolfgang Zeiner*
(Konsulent für alternative Kraftstoffe und Fahrzeugantriebe)
- *DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH*

Kooperationen auf internationaler Ebene ergänzen die heimische Expertise. Da viele der Fragestellungen nicht isoliert gelöst werden können, setzt man in der ÖVGW bei der gesamten Initiative auf europäische Zusammenarbeit und steht in engem Austausch mit den Schwesterorganisationen *Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)* und *Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches (SVGW)*. So bietet sich etwa durch die Kooperation mit der *DBI Gas- und*

Umwelttechnik GmbH – dem Forschungsinstitut des DVGW – die Möglichkeit, am deutschen Erfahrungspotenzial zu partizipieren.

Die ÖVGW ist auch Gründungsmitglied der Forschungsplattform *ERIG – European Research Institute for Gas and Energy Innovation* mit Sitz in Brüssel. Hier arbeitet man mit Kollegen aus Dänemark, Deutschland, den Niederlanden, der Schweiz und der Slowakei zusammen. Ziel von *ERIG* ist es, durch länderübergreifende Forschung sowie den Austausch nationaler Forschungsergebnisse die Dekarbonisierung der Gasversorgung voranzutreiben und die Rolle erneuerbarer Gase im zukünftigen Energiesystem festzulegen.

Auf Basis der wissenschaftlichen Untersuchungen aller dieser Partner und der Ergebnisse der beauftragten ÖVGW-Forschungsprojekte soll jene Roadmap erstellt werden, die einen technisch zuverlässigen sowie ökonomisch und volkswirtschaftlich sinnvollen Weg in eine erneuerbare Gaszukunft ermöglicht.



GREEN GAS 4 GRIDS FORSCHUNGSPROJEKT 01

Kostenbetrachtung der Einbindung existierender Biogasanlagen in das österreichische Gasnetz

FORSCHUNGSauftrag

Erhebung der Gesamtkosten, die anfallen, wenn die in Österreich bereits bestehenden Biogasanlagen auf Netzeinspeisung umgestellt werden

PROJEKTPARTNER

Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Energieverbundtechnik
Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger et al.

LAUFZEIT

2019

STATUS

Abgeschlossen, Abschlussbericht – ÖVGW GF 51



DIE STUDIE

Die Untersuchung analysiert die Kosten einer Einbindung von Biogasanlagen in das österreichische Gasnetz, d.h. diejenigen Kosten, die bei Umstellung bestehender Biogasanlagen zur Netzeinspeisung anfallen. Dabei werden die Kosten von Einspeiseanlage, Verdichteranlage und Leitungen zur Berechnung der kumulierten bzw. spezifischen Gesamtanschlusskosten verwendet.

Insgesamt sind 62 % der in Österreich vorhandenen Biogasanlagen in dieser Analyse berücksichtigt. Diese sind über das gesamte Staatsgebiet verteilt, die meis-

ten befinden sich in Oberösterreich, Niederösterreich, Kärnten und in der Steiermark. Alle untersuchten Anlagen produzieren bei einer kumulierten Leistung von rund 287 MW in Summe 2,3 TWh Biomethan pro Jahr. Dies entspricht ca. 10 % des österreichischen Heizgasbedarfs.

In der Studie werden für jede Anlage die Barwerte über den kalkulatorischen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ermittelt, aufsteigend sortiert und kumuliert. Dies zeigt, zu welchen Kosten welche Anschlussleistung möglich ist.

ERGEBNISSE

Die Studie kommt zum Ergebnis, dass über den gesamten kalkulatorischen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren bei Anschluss aller Biogasanlagen an das Erdgasnetz rund 313 Mio. € Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Netzeinspeisung anfallen.

Werden nur 100 Mio. € – für die 74 wirtschaftlichsten Anlagen mit einer Gesamtanschlussleistung von 16.813 Nm³/h – aufgewendet, beträgt die unter dieser Annahme in das Gasnetz eingespeiste Biogasmenge immer noch rd. 1,5 TWh pro Jahr. Dies sind rd. 65 % des gesamten bestehenden Potenzials (bzw. rd. 6,5 % des österreichischen Heizgasbedarfes). Die spezifischen durchschnittlichen Kosten für den Anschluss an das Gasnetz könnten unter dieser Annahme von rund 10,5 €/MWh auf rd. 5,12 €/MWh gesenkt werden.

Die für den Anschluss an das Gasnetz erforderlichen Kosten (Bau und Betrieb von Einspeiseanlagen, Leitungen und Verdichteranlage) stellen im Mittel nur rd. 10 % der gesamten Biomethangestehungskosten (inkl. Netzanschluss und Netzeinspeisung) dar. Diese betragen für alle betrachteten Anlagen 10,8 ct/kWh. Der überwiegende Anteil mit knapp 75 % entfällt auf die Substratkosten und den Betrieb der Biogasanlage (die Kosten für die Biogasanlage umfassen Direktkosten (Substrat), Betriebskosten, Anlagekosten, Annuitäten für Gebäude und Maschinen, Personalkosten und sonstige Kosten). Der Rest entfällt auf die Aufbereitung von Rohbiogas zu einspeisefähigem Biomethan.

Zur Minimierung der Anschlusskosten werden geeignete Biogasanlagen von den Netzbetreibern zu

Investitionsvolumen Mio. €	Anzahl Anlagen	Summe Nennleistung Nm ³ /h Biomethan	Summe Investitionskosten Mio. €	Summe Betriebskosten Mio. €
bis 50	38	11.404	34	15
50 bis 100	weitere 36	weitere 5.409	38	12
100 bis 150	weitere 30	weitere 3.724	38	9
150 bis 200	weitere 29	weitere 2.582	43	9
über 200	weitere 54	weitere 2.872	99	16

Verbunden zusammengeschlossen, um eine bessere Auslastung der Infrastruktur zu ermöglichen. Dadurch können die Gesamtkosten für Leitungen und Verdichteranlage gesenkt werden.

Die gesamte Anschlussleistung der betrachteten Anlagen beträgt 25.992 Nm³/h. Die spezifischen Gesamtanschlusskosten beschreiben jene Kosten, die für den Anschluss pro produzierter MWh Biomethan anfallen und beinhalten die Leitungen, die Einspeiseanlage und, falls notwendig, den Verdichter. (Die Biogasaufbereitung ist darin nicht enthalten, da sich die Aufbereitungsanlage außerhalb des betrachteten Bilanzgebietes befindet.) Diese spezifischen Anschlusskosten reichen von 0,87 €/MWh bis zu 390 €/MWh. Der nach Leistung an Biomethan gewichtete Durchschnitt liegt bei 10,8 €/MWh.

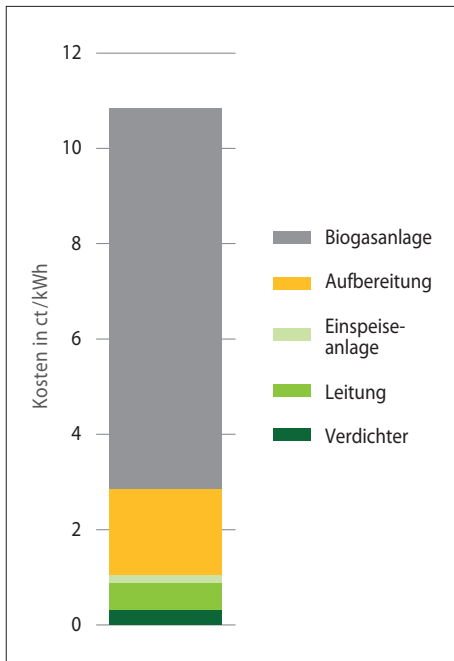
- Für 79 Anlagen liegen die spezifischen Anschlusskosten unter 10 €/MWh. Insgesamt können diese 79 Anlagen etwa 17.438 Nm³/h Biomethan produzieren, im Durchschnitt sind dies pro Anlage 220 Nm³/h. Diese Anlagen liegen in der Regel nahe an einer Gasleitung und haben eine hohe Nenn-

leistung bzw. bestehen aus einem Verbund mit mehreren Anlagen.

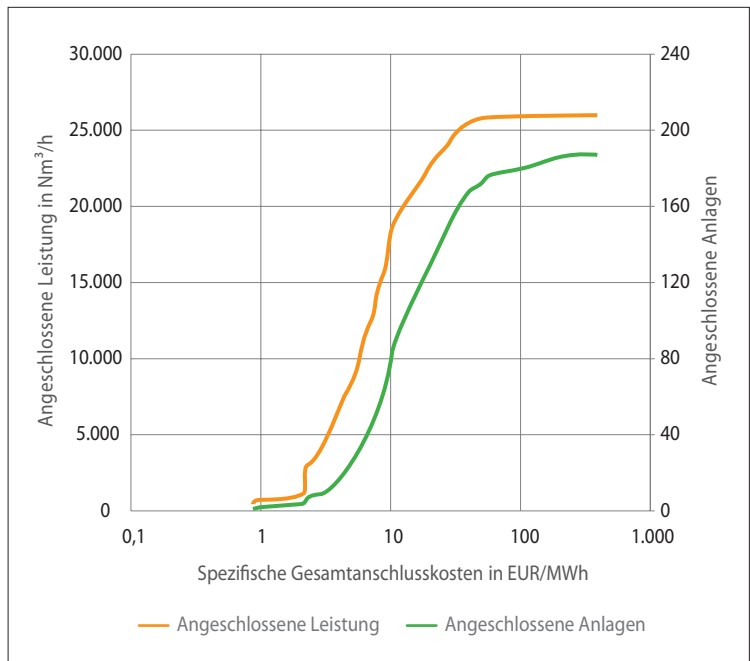
- Bei weiteren 61 Anlagen liegen die spezifischen Anschlusskosten im Bereich zwischen 10 und 25 €/MWh. Ihre Biomethanproduktion beträgt 6.331 Nm³/h, der Durchschnitt pro Anlage beträgt 103 Nm³/h.
- Weitere 31 Anlagen haben spezifische Gesamtanschlusskosten zwischen 25 und 50 €/MWh. Die durchschnittliche Biomethanproduktion beträgt 60 Nm³/h.
- Die restlichen 16 Anlagen haben eine Biomethanproduktion von 344 Nm³/h, die durchschnittliche Nennleistung beträgt nur noch 21 Nm³/h.

Bei der Rohbiogasaufbereitung müssen beträchtliche Mengen an Kohlendioxid abgeschieden werden. Dieses abgetrennte CO₂ stellt jedoch ein großes Potenzial für eine künftige Sektorkopplung mittels Power-to-Gas dar. Dabei lässt es sich zur Methanisierung von Wasserstoff, der aus erneuerbaren Energieträgern gewonnen werden kann, nutzen, um den Anteil an Grünem Gas im Netz weiter zu erhöhen.

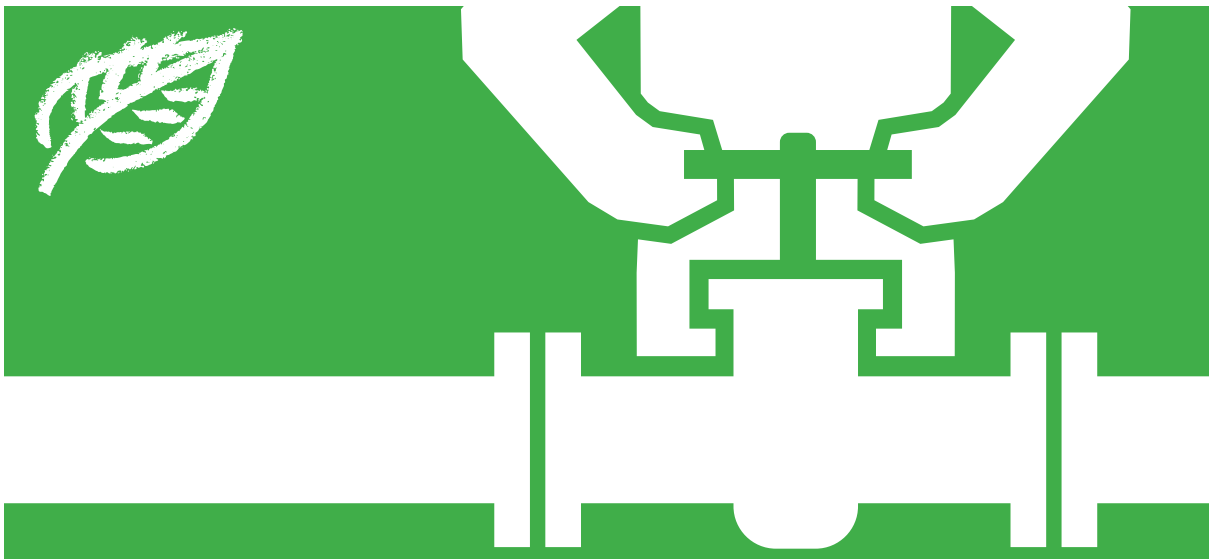
01



Biogasanlagen – Zusammensetzung der Gesamtkosten



Spezifische Gesamtanschlusskosten (Leitungen, Einspeiseanlage, Verdichter)



GREEN GAS 4 GRIDS FORSCHUNGSPROJEKT 02

02

Entwicklung eines Standard-Konzepts für die Aufbereitung von Rohbiogas zu einem einspeisefähigen Gas

FORSCHUNGSauftrag

Analyse bestehender Methoden und Ermittlung von Optimierungspotenzialen bei der Aufbereitung von Rohbiogas zu einspeisefähigem Biomethan
Erarbeitung eines flächendeckend einsetzbaren Standard-Konzeptes bzw. Erstellung eines Kriterienkatalogs zur Auswahl sinnvoller Aufbereitungsverfahren in Abhängigkeit des Standorts

PROJEKTPARTNER

Montanuniversität Leoben – Department für Umwelt- und Energieverfahrenstechnik
Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Markus Lehner, Ass. Prof. Dipl.-Ing. Dr. mont. Markus Ellersdorfer
TU Wien – Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften
Ass. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Michael Harasek

LAUFZEIT

2019

STATUS

Abgeschlossen, Endbericht – ÖVGW GF 54
Weiterführung geplant



DAS PROJEKT

Dieses Forschungsprojekt befasst sich mit einer wichtigen Voraussetzung zur Einspeisung, der Aufbereitung des Rohbiogases. Ziel ist die Entwicklung einheitlicher Technologien für die Veredelung zu einspeisefähigem Gas (Biomethan). Allgemein einsetzbar, sollen diese Standards auch kleineren Anlagen (<250 kW_{el}) ermöglichen, den Methangehalt effektiv, wirtschaftlich und betriebssicher anzureichern. Ein möglichst einfacher, robuster und kostengünstiger Prozess, der noch an die speziellen Gegebenheiten des Standorts angepasst werden kann, soll letztlich zu mehr Biomethan im Netz führen. Dazu werden bestehende Aufbereitungsmethoden analysiert und nach Optimierungspotenzialen gesucht.

In diesem Zusammenhang soll auch die grundlegende Frage geklärt werden, ob der Methan-Anteil im Gas – er hat laut Vorgabe im ÖVGW-Regelwerk 96 % zu betragen – um einige Prozentpunkte reduziert werden kann. Dies könnte erhebliche Kostenvorteile bringen,

denn gerade die letzten Prozente auf dem Weg zum Grenzwert sind besonders teuer.

Das Forschungsvorhaben gliedert sich dementsprechend in 3 Phasen:

- Stand der Technik – Erhebung möglicher Biogasaufbereitungsverfahren; detaillierte Verfahrensanalyse; Erhebung typischer, substratabhängiger Zusammensetzungen von Rohbiogas in Abhängigkeit der Inputstoffe
- Verfahrensanalyse – bes. hinsichtlich einer Anpassung der ÖVGW-Richtlinie G 31 bzw. G B220
- Konzept für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan – Standortanalyse, Investitionsaufwand, sinnvollstes Verfahren anhand dreier repräsentativer Anlagen; Vorschlag eines weitgehend flächendeckend einsetzbaren Standard-Konzeptes oder Erstellung eines Kriterienkatalogs zur Auswahl sinnvoller Aufbereitungsverfahren in Abhängigkeit des Standorts.

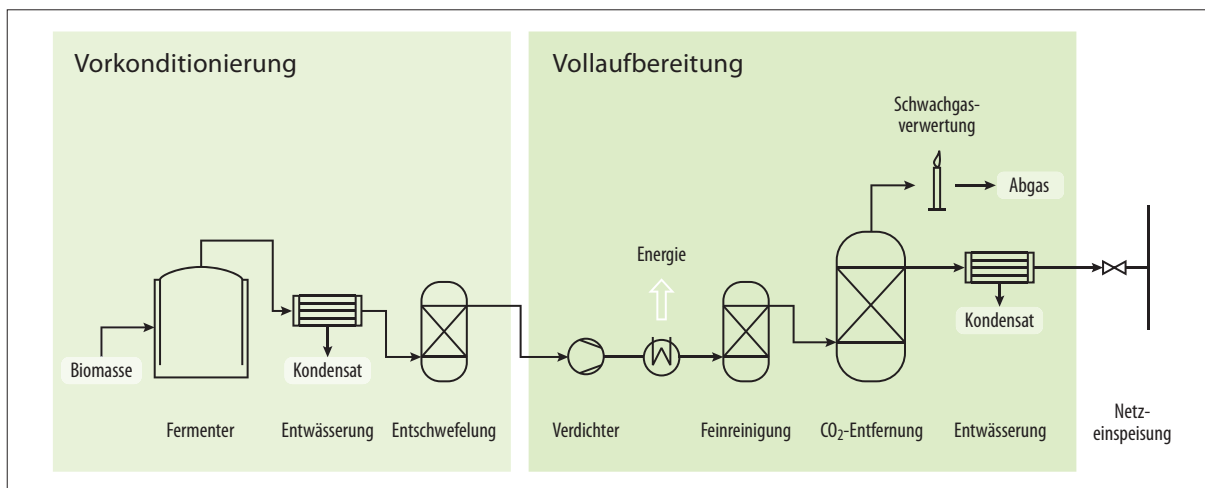
ERGEBNISSE

In der Studie sind die einzelnen Prozessschritte der Rohbiogasaufbereitung zur Gewinnung von einspeisefähigem Biomethan detailliert beschrieben. Sie umfassen die „Vorkonditionierung“ – Entwässerung, Entschwefelung und Gasspeicherung – sowie die „Vollaufbereitung“, d.h. die Methananreicherung (= CO₂-Abscheidung) inklusive Netzeinspeisung.

Für die Prozesse der Vorkonditionierung und die Netzeinspeisung (Gasnetze, Einspeisepunkte und Kompression) wird ein allgemeinerer Technologie- und Kostenüberblick gegeben. Der Schwerpunkt liegt auf dem Bereich der Vollaufbereitung, in dem die fünf derzeit gängigsten Verfahren zur CO₂-Abscheidung im Detail beschrieben und vergleichend bewertet werden: Druckwasserwäsche, organische Physisorption, Aminwäsche, Druckwechseladsorption und Membranverfahren. Auf Grundlage dieser Verfahrensbewertung wurden drei Verfahren ausgewählt, welche sich im Hinblick auf ein Standardaufbereitungskonzept

für die Biomethangewinnung auch an kleineren bis mittelgroßen Biogasanlagen besonders eignen. Demnach stellen sowohl die organische Physisorption als auch die chemische Wäsche nach Ansicht der Autoren aufgrund des Bedarfs an Prozesswärme auf einem Temperaturniveau >80 °C (organische Physisorption) bzw. >120 °C (chemische Wäsche) für kleine und mittelgroße Biogasanlagen bis 250 Nm³/h keine geeigneten Verfahren dar. Beide Verfahrenstypen sind erst bei Aufbereitungsmengen größer als 300 Nm³ Biomethan (Produktgas) pro Stunde wirtschaftlich einsetzbar.

Druckwasserwäsche, Druckwechseladsorption und Membrantechnologie scheinen aus Sicht der Autoren am vielversprechendsten. Alle drei Verfahren sind relativ gut in kleinere Maßstäbe skalierbar, teillastflexibel, arbeiten auf Druckniveaus, die eine direkte Einspeisung in ein Erdgasnetz erlauben, und benötigen keine Prozesswärme für den Betrieb. Diese drei ausgewählten Verfahren sind in der Studie im Detail ausge-



Allgemeines Fließschema einer Aufbereitungskette für Rohbiogas zur Produktion von Biomethan

legt bzw. ihre Investitions-, Betriebs- und spezifischen Gesamtkosten auf Basis von verfahrenstechnischen Berechnungsmodellen für unterschiedliche Szenarien bestimmt. Dabei wurde neben der Anlagengröße (von 50 bis 250 Nm³/h Rohbiogasproduktion) auch die Produktgasqualität variiert, um den Einfluss des Methananteils im aufbereiteten Biomethan auf die Kosten des jeweiligen Verfahrens zu zeigen und hinsichtlich einer möglichen Anpassung der ÖVGW-Richtlinie zu bewerten (CH₄-Variation zwischen 85 und 98 Vol.-%).

Die höchsten *Investitionskosten* zur Erfüllung der ÖVGW-Vorgaben (96 % CH₄ im Produktgas) ergeben sich laut Studie für die Druckwechseladsorption.

Bei den *Betriebskosten* liegen Druckwasserwäsche und Druckwechseladsorption bei größeren Anlagen deutlich niedriger als Membranverfahren. Bei einer Anlagengröße unter rd. 125 Nm³ Rohbiogas pro Stunde kehrt sich dieses Bild allerdings ins Gegenteil um.

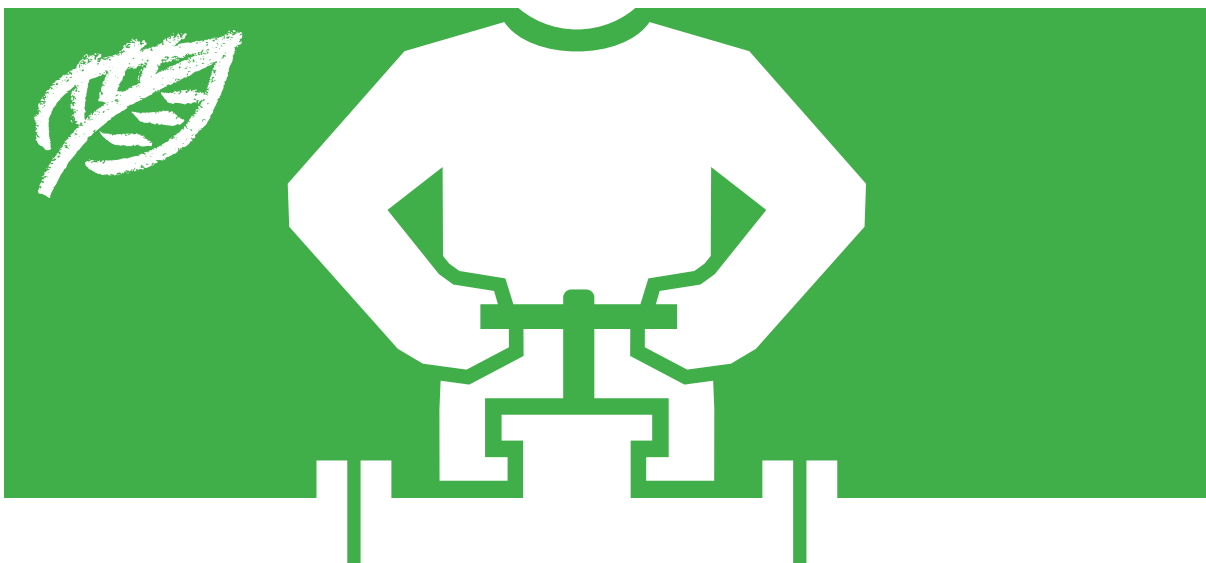
Die spezifischen *Gesamtkosten* pro Nm³ aufbereitetes Produktgas (Biomethan) bzw. pro m³ CH₄ liegen bei einer Anlagengröße von 250 Nm³/h Rohbiogas für alle betrachteten Verfahren im Wesentlichen gleichauf. Bei kleineren Anlagen <200 Nm³/h weist das Membranverfahren die niedrigsten Kosten auf. Bei geringeren Anforderungen an den Methangehalt (z.B. bei 85 % CH₄-Anteil) weisen Druckwasserwäsche und Membranverfahren ähnliche spezifische Gesamtkosten auf, die Druckwechseladsorption liegt immer noch etwas darüber.

Auf Grundlage dieser Berechnungen und der Verfahrenseigenheiten scheint die Aufbereitung mittels Membranen (Gaspermeation) aus derzeitiger Sicht das vielversprechendste Verfahren zur Aufbereitung von Biogas in Anlagen mit einer Rohbiogasproduktion <200 Nm³/h zu sein (entspricht einer BHKW-Leistung von ca. 400 kWh_{el}). Neben den geringeren Kosten im Vergleich zu einer Druckwasserwäsche und Druckwechseladsorption weisen Membranverfahren eine flexible Anlagengestaltung und lastflexible Fahrweise auf und benötigen keine zusätzlichen Betriebsmittel oder Chemikalien.

Druckwasserwäschen können kostenseitig erst bei einer starken Reduktion der Vorgaben hinsichtlich Methananteil im Produktgas (rd. 85 %) auch an kleineren Anlagen (<150 Nm³/h Rohbiogas) mit Membranverfahren konkurrieren, sofern keine zusätzlichen Kosten für eine Entschwefelung des Rohbiogases anfallen (H₂S im Rohbiogas sollte dafür <500 ppm sein).

Aufgrund der festgestellten Verfahrensvorteile und der Kostensituation empfiehlt die Studie Membranverfahren als die derzeit vielversprechendste Technologie für ein Standard-Konzept zur Aufbereitung von Rohbiogas zu einspeisefähigem Biomethan an kleineren bis mittleren Biogasanlagen (<250 kW_{el}).

Eine detaillierte Auslegung bzw. Planung des Membrananlagenkonzeptes kann mittels vorhandener Rechenmodelle der TU Wien angepasst an die jeweilige Anlagensituation vor Ort erfolgen.



GREEN GAS 4 GRIDS FORSCHUNGSPROJEKT 03

Verbrennungstechnische und sicherheitsrelevante Anforderungen in Hinblick auf einen erhöhten Biogas- und Wasserstoffanteil im Erdgas

FORSCHUNGSauftrag

Untersuchung der verbrennungstechnischen und sicherheitsrelevanten Anforderungen beim industriellen Einsatz von Erdgas mit erhöhtem Biogas- und Wasserstoffgehalt. Der Schwerpunkt liegt auf der Prüfung von Industrieanwendungen nach Brennertechnologien, die empfindlich auf eine veränderte Erdgasqualität reagieren

PROJEKTPARTNER

Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik
Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Harald Raupenstrauch

LAUFZEIT

2019

STATUS

Abgeschlossen, Endbericht – ÖVGW GF 53
Weiterführung geplant



DAS PROJEKT

Das Forschungsprojekt befasst sich mit Gasanwendung im industriellen Bereich und widmet sich den verbrennungstechnischen und sicherheitsrelevanten Anforderungen bei erhöhtem Biogas- und Wasserstoffgehalt im Erdgas. Als Grundlage dient eine Industrielandkarte, die jene Betriebe abbildet, die netzgebundenes Erdgas als Energieträger einsetzen. Ausgehend davon werden verschiedene Industrieanwendungen auf Brenntechnologien untersucht, die empfindlich auf eine veränderte Erdgasqualität reagieren.

Das Projekt ist in 6 Arbeitspakete gegliedert:

1. Erstellung der „Industrielandkarte Österreich“, die alle an das Gasnetz angeschlossenen Industriebetriebe enthält, wobei jene Betriebe, die empfindlich auf eine veränderliche Gasqualität reagieren, hervorgehoben sind.
2. Evaluierung der Prozesse, für welche die zukünftige Änderung der Gasqualität eine Änderung der Anlagentechnik sowie der Produktqualität ergibt.
3. Ermittlung der Eigenschaften alternativer Gas-
4. Analyse des kritischen Brenntyps bei veränderter Brenngaszusammensetzung. Wichtige Parameter dafür sind: Veränderung der Emissionen, Probleme im Betrieb und Effizienz des Ausbrandes.
5. Untersuchung des Einflusses der Wasserstoffbeimengung auf das Brand- und Explosionsverhalten von Erdgas.
6. Technoökonomische Beurteilung der technischen und organisatorischen Maßnahmen, die in den einzelnen Arbeitspaketen identifiziert wurden. Szenarienanalyse der zeitlichen Umsetzbarkeit höherer Wasserstoffanteile auf Basis aktueller Entwicklungen.

mischungen mit Hilfe von thermodynamischen und reaktionskinetischen Datenbanken. Dazu gehören z.B. laminare Flammgeschwindigkeit, adiabate Verbrennungstemperatur, Gleichgewichtszusammensetzung des Abgases und kinetische Parameter für das Mischungsspektrum von Wasserstoff, Biogas und Erdgas.

ERGEBNISSE

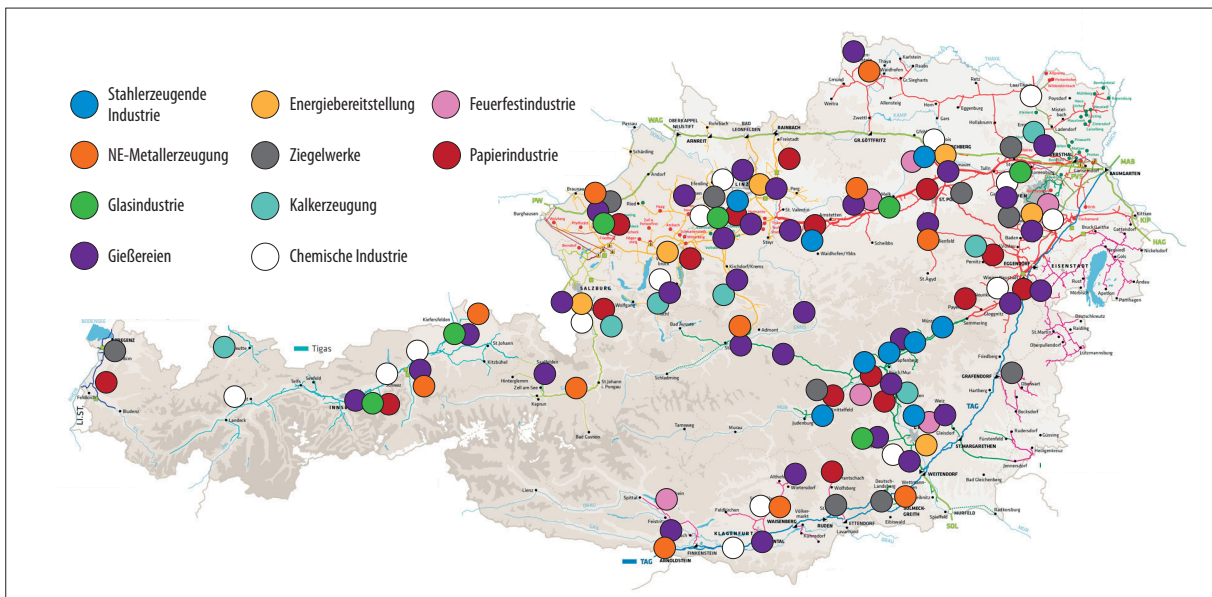
Bei der Erstellung der Landkarte der erfassten Industriestandorte haben sich folgende Bereiche mit einer erhöhten Dichte an Betrieben herauskristallisiert: die Mur-Mürz-Furche, das Wiener Becken, die Traun-Ager-Furche in Oberösterreich und das Tiroler Unterinntal.

Die Auswirkungen einer Biogas-Beimischung wurden am Beispiel eines Glasschmelzofens und einer Mikrogasturbine untersucht. Bei dem empfindlichen Glasschmelzvorgang konnten nach einem Testzeitraum von 6 Monaten keine nachteiligen Auswirkungen auf den Prozess und die Feuerfestauskleidung durch das beigemengte Biogas festgestellt werden. Das lässt den Rückschluss zu, dass auch bei anderen Industrieöfen in anderen Sparten keine diesbezüglichen Probleme auftreten.

Bei den Tests mit einer teilweise biogasbetriebenen Gasturbine konnten ebenfalls keine negativen oder korrosiven Auswirkungen gefunden werden. Kleine

Modifikationen am Verbrennungssystem sicherten die Lieferung einer konstanten elektrischen Leistung. Allerdings sinkt der Wirkungsgrad der Turbine, da aufgrund des verminderten Heizwerts ein höherer Brennstoffmassenstrom eingestellt werden muss. Wird der Biogasanteil im Erdgas erhöht, wirken sich Kohlendioxid, Schwefelverbindungen und Wasserdampf zunehmend hinsichtlich Korrosion aus. Aus diesem Grund spielt die Aufbereitung eine wichtige Rolle, wenn der Biogasanteil im Gasnetz signifikant erhöht werden soll.

Als relevante Größen zur Definition der Zumischgrenzen wurden der Sauerstoffbedarf und die laminare Flammgeschwindigkeit eruiert. Aufgrund des verminderten Sauerstoffbedarfs durch das Beimischen von Wasserstoff und Biogas zu Erdgas wurden die Zumischgrenzen für Wasserstoff mit 4 % und für Biogas mit 9 % festgelegt, wenn keine



Industriellandkarte Österreichs

Anpassung der Verbrennungsluftmenge am Brenner vorgenommen wird. Wird die Verbrennungsluftmenge angepasst, ist die limitierende Größe die laminare Flammgeschwindigkeit. Diese steigt mit zunehmendem Wasserstoffgehalt (kürzere Flamme) und sinkt bei zunehmendem Biogasanteil (längere Flamme). Für spezielle Wärmebehandlungsprozesse ist eine Änderung der Flammenlänge von 9 % tolerierbar, deshalb wurde die Zumischgrenze für an den geänderten Verbrennungsluftbedarf angepasste Brenner bei Wasserstoff mit 10 % und bei Biogas mit 20 % festgelegt. Biomethan kann aufgrund des hohen CH_4 -Gehalts von über 90 % in jeder beliebigen Konzentration dem Erdgas beigemischt werden.

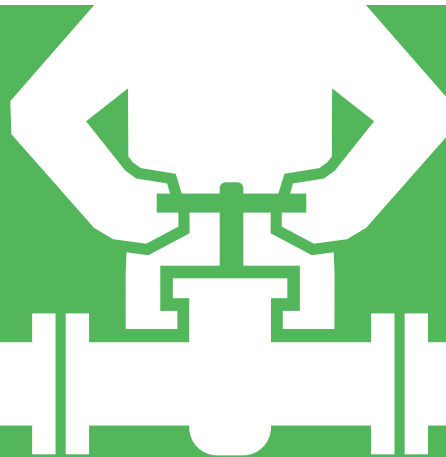
Die Untersuchung der *sicherheitstechnischen Kennzahlen* zeigt, dass sich der explosionsfähige Bereich von Erdgas durch das Zumischen von Wasserstoff vergrößert. Bei Zumischgrenzen von 10 % für Wasserstoff und 20 % für Biogas ergeben sich jedoch keine sicherheitstechnischen Bedenken.

Die Studie fokussiert sich auf den stationären Betrieb. Für die Umsetzung eines erhöhten Wasserstoffanteils im Erdgasnetz muss auch der dynamische Fall – das Auftreten variabler Anteile von alternativen Gasen – betrachtet werden. Aufgrund des volumetrischen Sauerstoffbedarfs ist eine Schwankungsbreite von 4 %

tolerierbar, vorausgesetzt der Biogasanteil im Erdgas wird konstant gehalten. Bei einer höheren Schwankungsbreite müssen weitere Maßnahmen – wie Speicherung des zusätzlich produzierten Wasserstoffs, saisonales Einstellen der Brenner oder automatische Einstellung der Brenner über eine Restsauerstoffmessung im Abgas – getroffen werden.

Die Studie kommt zu folgenden Ergebnissen: Biomethan kann dem Erdgas in jedem beliebigen Mischungsverhältnis beigemischt werden, Biogas und Wasserstoff nur in beschränkten Mengen, um eine gegebene Ofenatmosphäre beizubehalten. Die Zumischgrenzen von Biogas und Wasserstoff sind voneinander abhängig. Erfolgt der Betrieb beispielsweise mit Erdgas, in dem 4 Vol.-% Wasserstoff enthalten sind, ist es nicht möglich, Biogas ohne Anpassung beizumengen.

Im Laufe der Projektarbeit haben sich darüber hinaus Fragestellungen ergeben, die in weiteren Untersuchungen geklärt werden sollten. Zu welchen Anteilen Wasserstoff und Biogas dem Erdgas zugemischt werden können, ist von der Produktionsmenge der beiden Gase abhängig. Vor allem die variable Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz kann zu Problemen führen. Wie Industriebrenner auf einen variablen Wasserstoffgehalt reagieren, soll noch Gegenstand weiterer Forschung sein.



GREEN GAS 4 GRIDS FORSCHUNGSPROJEKT 04

04

Expertise für eine Einspeisung von 10 Vol.-% Wasserstoff ins österreichische Gasnetz – Kunden-Erdgasanlagen und häusliche Gasgeräte

FORSCHUNGSaufTRAG

Erstellung einer landesspezifischen Expertise für eine Zusp eisung von bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff ins österreichische Gasnetz. Betrachtet werden nur Gasendgeräte mit dem Schwerpunkt „häusliche Gasgeräte“

PROJEKTPARTNER

DBI – Gas- und Umwelttechnik GmbH
Dr. Matthias Werschy

in fachlicher Kooperation mit der Vereinigung der österreichischen Kessellieferanten (VÖK)

LAUFZEIT

2019

STATUS

Abgeschlossen, Endbericht – ÖVGW GF 52



DIE STUDIE

Gegenstand der Studie ist die landesspezifische Expertise für eine Zusp eisung von bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff ins österreichische Gasnetz. Betrachtet werden ausschließlich Gasendgeräte mit dem Schwerpunkt „häusliche Gasgeräte“.

Die Inhalte sind:

- Vergleich des österreichischen Regelwerks zur Gasbeschaffenheit mit dem deutschen Regelwerk G 260 (Gasbeschaffenheit)
- Typische Auswirkungen von Wasserstoff auf die Haushaltsgerätetechnik (Österreich/Deutschland)
- Vergleich der installierten Gerätetechnik und ihres Durchschnittsalters in Deutschland und Österreich, Geräteverteilung (Haushalt)
- Vergleich der Einstellungs- und Wartungsgewohnheiten in Deutschland und Österreich (Haushalt)
- Geräteprüfung/Zertifizierung für Wasserstoffgehalte bis 10 Vol.-%, Besonderheiten (Haushalt)
- Thermodynamische Einflüsse und Entwicklung des Abgasverhaltens mit steigenden Wasserstoffanteilen generell
- Vergleich mit diversen Pilotprojekten und Zusammenstellung einer Studienübersicht

ERGEBNISSE

Die DBI-Studie kommt zum Schluss, dass eine Einspeisung von bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff ins österreichische Erdgasnetz für die häusliche Gasanwendung zulässig und möglich ist. Für gewisse Bestandteile der Gasinstallation sind sogar deutlich höhere Grenzwerte möglich.

Empfohlen wird, das ÖVGW-Regelwerk hinsichtlich einer Wasserstoffeinspeisung von bis zu 10 Vol.-% anzupassen.

Die Gerätesicherheit von häuslichen Gas-Endgeräten ist bei 10 Vol.-% Wasserstoff-Anteil vollständig gewährleistet, ihre Funktionsfähigkeit bis 10 Vol.-% ist in Deutschland hinreichend erprobt. Auf Grund der harmonisierten europäischen Gerätenormung und ähnlicher Verteilung von Gerätegruppen sind die Ergebnisse auf den österreichischen Markt übertragbar. Für höhere Einspeisemengen ist die Datenlage derzeit nicht valide genug, um generalisierte Aussagen zu treffen. Aktuelle Forschungsergebnisse zeigen ein Maximum für den Bestand zwischen 20–30 Vol.-% Wasserstoff in Erdgas.

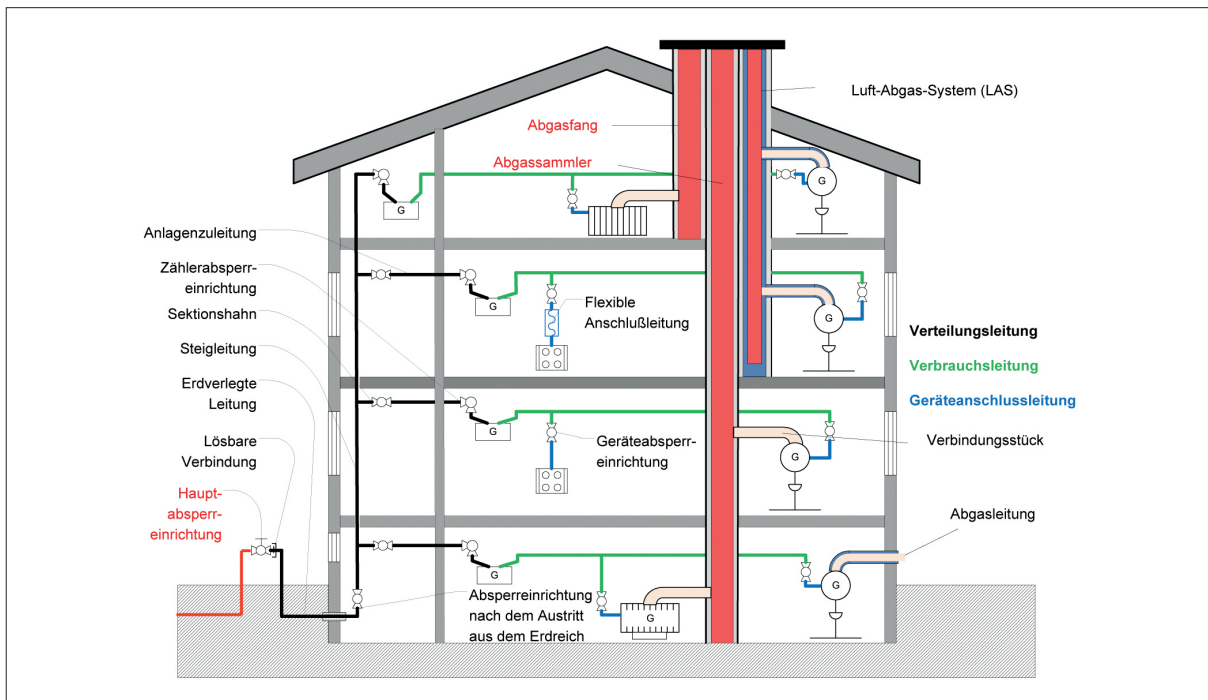
Grundsätzlich sind auch die Bauteile der Gasinstallation (ausgenommen Gaszähler) unter 10 Vol.-% Wasserstoff-Anteil im Erdgas voll funktionsfähig. Alle passiven und aktiven Sicherheitseinrichtungen funktionieren wie vorgesehen. Viele Bauteile – wie etwa

die Ventile zum kontrollierten Öffnen oder Schließen von Rohrleitungen, Gasströmungswächter, die den Gasdurchsatz sofort selbsttätig unterbrechen, wenn die Leitung vorsätzlich oder versehentlich beschädigt wird, oder Leitungs- und Dichtungsbestandteile – sind auch für Wasserstoffanteile von mindestens 20 Vol.-% geeignet. Konkret handelt es sich dabei um folgende Netzbestandteile:

- Hausanschlüsse
- Gasströmungswächter
- Leitungs- und Dichtungsbestandteile
- Sicherheitskonzepte (passiv/aktiv) sowie HTB

Zum Thema Sicherheit hält die Studie fest, dass sich das Risiko für Gasexplosionen bei einer Beimischung von 10 Vol.-% Wasserstoff nur unwesentlich vom Explosionsrisiko bei reinem Erdgas unterscheidet. Trotz der veränderten Gaseigenschaften (z.B. geringere Mindestzündenergie oder größere Explosionsgrenzen) konnte kein großer Anpassungsbedarf festgestellt werden. Bei einer Leckage von Wasserstoff-Erdgas-Gemischen in Räumen wurde keine Entmischung des Wasserstoffs und damit auch keine bevorzugte Ansammlung an der Raumdecke beobachtet. Die Bildung einer explosionsfähigen Atmosphäre in Räumen kann aufgrund der Permeation von Wasserstoff ausgeschlossen werden.

Zur Vermeidung von durch Menschen verursachten



Bauteile der Hausinstallation – Übersicht nach ÖVGW-Regelwerk

Entzündungen trägt allerdings auch die Odorierung von Wasserstoff-Erdgas-Gemischen bzw. reinem Wasserstoff bei. Grundsätzlich wird vor der Gasumstellung eine Untersuchung der verbauten Endgeräte und Gas-Inneninstallation hinsichtlich der Eignung für Wasserstoff-Erdgas-Gemische bzw. reinem Wasserstoff empfohlen.

Einschränkungen

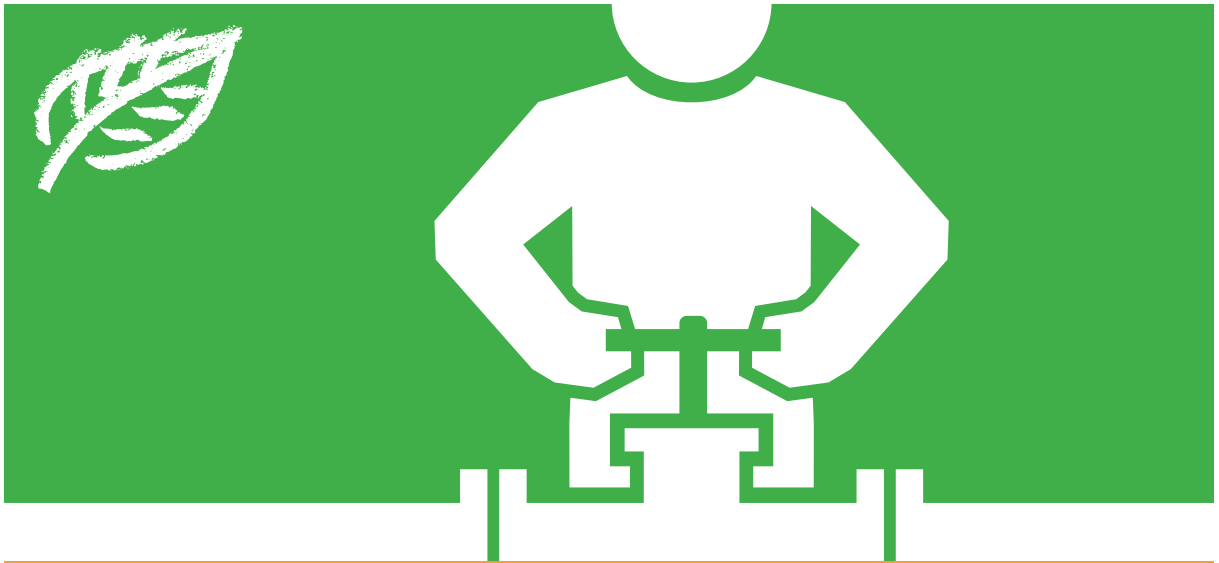
Als derzeit reglementierende Faktoren nennt die Studie:

- Fehlende Eichgültigkeit von Gaszählern
- Fehlende Versuchs- und Betriebsergebnisse oberhalb von 10 % Wasserstoff für Gasanwendungen zum Heizen und Kochen
- Eine notwendige zusätzliche Überprüfung des Konzepts zur Leitungsdimensionierung nach ÖVGW G K61

ad) *Gaszähler*: Bei Gaszählern können bereits bei 10 Vol.-% Wasserstoff-Anteil Messabweichungen auftreten. Für höhere Wasserstoffanteile müssen sie wegen

der Verringerung des Brennwertes und der ansteigenden kinematischen Viskosität neu kalibriert werden, da es teilweise zu starken Abweichungen und Messfehlern kommt. Diese Neukalibrierung ist laut DBI auch für einen Wasserstoffanteil unter 10 Vol.-% zu empfehlen. Für reinen Wasserstoff sind Gaszähler weder hinsichtlich Materialbeständigkeit noch hinsichtlich Funktionsweise geeignet.

ad) *ÖVGW-Regelwerk*: Erhöhter Untersuchungsbedarf wurde in Hinblick auf die Leitungsdimensionierung nach ÖVGW-Richtlinie G K61 „Vereinfachte Rohrdimensionierung“ erkannt. Eine Überprüfung des Konzeptes wird empfohlen, da höhere Wasserstoffanteile einen höheren Gasvolumenstrom nötig machen, um dieselbe Leistung erzielen zu können wie bei Erdgas gemäß G 31. Bei schwankenden Gasbeschaffenheiten zwischen 0 und 10 % Wasserstoff-Anteil ist noch kein Handlungsbedarf gegeben, da Endgeräte nicht angepasst werden müssen. Allerdings wird hinsichtlich der möglichen künftigen Entwicklung zu stabilen, höheren Wasserstoffanteilen eine Überarbeitung der ÖVGW G K61 empfohlen.



05

GREEN GAS 4 GRIDS FORSCHUNGSPROJEKT 05

Kompendium Wasserstoff in Gasverteilnetzen

FORSCHUNGSauftrag

Analyse zur Verträglichkeit der Gasverteilnetzbestandteile mit Wasserstoffanteilen im Gasmisch in Schritten bis zu 100 % und Erstellung von Steckbriefen zur Wasserstoffverträglichkeit von in der Gasversorgung eingesetzten Materialien und Produkten

PROJEKTPARTNER

DBI – Gas- und Umwelttechnik GmbH
Dipl.-Ing. (FH) Gert Müller-Syring et al.

LAUFZEIT

2017ff. (mit Beteiligung der ÖVGW 2019f.)

STATUS

Kompendium Teil A: abgeschlossen
Kompendium Teil B: in Arbeit, wird fortgeführt



DAS PROJEKT

Das Forschungsprojekt „Wasserstoff in Verteilnetzen“ ist ein sehr umfangreiches Vorhaben, das von der DBI – dem Forschungsinstitut des DVGW – bereits vor ein- einhalb Jahren in Deutschland gestartet wurde. 2019 erhielt die ÖVGW Gelegenheit, in das laufende Projekt einzusteigen, das in Kooperation mit Industrieunter- nehmen und deutschen Verteilnetzbetreibern durch- geführt wird. Mit der Teilnahme kann die ÖVGW von bereits vorliegenden Erkenntnissen profitieren und auf künftige Ergebnisse zugreifen.

Kernpunkte des Projektes bilden:

- Analyse zur Verträglichkeit der Gasverteilnetzbe- standteile mit Wasserstoffanteilen im Gasgemisch in Schritten bis zu 100 %
- Erstellung von Steckbriefen: Zusätzlich zum allgemeinen Forschungsbericht werden konkrete Komponenten- bzw. Produktsteckbriefe (= Gutach- terliche Stellungnahmen auf Basis von abgesicher- tem Wissen) erarbeitet. Das ist ein wichtiger Schritt, denn bisher waren die Aussagen zur H₂-Verträg- lichkeit eher allgemein gehalten.

Das Kompendium besteht dementsprechend aus zwei Teilen. Teil A fasst den Wissensstand zur Wasserstoff- verträglichkeit der Materialien und Komponenten des Netzes zusammen. In Teil B wird die Verträglich- keit konkreter Produkte festgestellt. Dazu werden die

Hersteller kontaktiert und um Stellungnahmen zur Wasserstoffverträglichkeit ihrer Produkte – vor allem Rohre – ersucht. Abhängig vom Rohrmaterial und dem Wasserstoff-Anteil bestehen hier unterschiedli- che Anforderungen. So ist z.B. bei Stahlrohren auf die Versprödung, bei Kunststoff auf die Durchlässigkeit des Materials zu achten.

Die Steckbriefe geben die Materialbeständigkeiten für Erdgas, Erdgas-Wasserstoff-Gemische und reinen Wasserstoff für die im Gasverteilnetz üblichen Druck- und Temperaturbereiche an. Die Angaben wurden auf Basis von Beständigkeitstabelle, technischen Regeln sowie Fachliteratur zusammengestellt. Aktuell sind bereits über 100 Produkte untersucht, darunter 10 von der ÖVGW eingemeldete.


Das Projekt ist grundsätzlich auf Weiterführung aus- gerichtet. Ziel ist die Schaffung eines umfangreichen Pools konkreter Produktsteckbriefe und – als letzter Schritt – die Herstellererklärung, dass ein bestimmtes Produkt für einen bestimmten Wasserstoff-Anteil ge- eignet ist. Damit erhalten die Netzbetreiber, die diese Komponenten verbauen, Investitionssicherheit. Bei der Auswahl der aufgenommenen Produkte soll da- rauf geachtet werden, dass diese auch noch im Jahr 2030 und später im Einsatz sind. In der Projektgruppe sind auch österreichische Rohrhersteller vertreten.



Material	Gasverteilnetz	Hausanschluss und Hausinstallation	Gas-Anwendungstechnik	Systemaspekte
<ul style="list-style-type: none"> • Stahl und andere Metalle • Kunststoffe • Dichtungsmaterialien und Dichtungsarten 	<ul style="list-style-type: none"> • Rohrleitungen • Permeation • Mechanische Verbinder • Filter • Vorwärmer • Druckregelgeräte • Impfdüsen Odorierung • Prozessgaschromatograph • Mengenumwerter • Ventile • Gaszähler • Schieber • Kugelhähne u.a.m. 	<ul style="list-style-type: none"> • Anbohrventile • Gasströmungswächter • Hauseinführungs- kombination • Hausdruckregler • Zählerregler • Gasdruckregler • Balgengaszähler • Mechanische Verbinder 	<ul style="list-style-type: none"> • Atmosphärische Brenner • Brennwertkessel • Gasherde • Brenner • Blockheizkraftwerke • Erdgas-Brennstoffzellen • Erdgastankstellen • Kfz-Motoren • Typ 1 Tanks 	<ul style="list-style-type: none"> • Gaskennwerte • Netzberechnung / Netzsimulationstools • Schweißarbeiten • Odorierung und Odoriermittel • Taupunktmessung • Explosionsschutz • Gasspürgeräte

Steckbriefe nach Bereichen

Steckbrief-Titel




Rekumat (WS Wärmeprozess-technik GmbH)

Produkt-Steckbrief

Komponente: Großbrenner
 Produktreihe: Rekumat
 Hersteller: WS Wärmeprozess-technik GmbH
 Fokus: Bestand bis 100 Vol.-% H₂

Präambel



Rekumat (WS Wärmeprozess-technik GmbH)

Produkt-Steckbrief

Installation / Wartung / Instandhaltung

- Durch Wasserstoffbeimischung zum Erdgas werden laut Hersteller keine Anpassungen erforderlich.

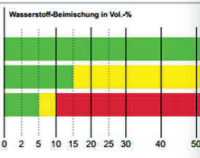
Ausblick

- In den F&E-Aktivitäten des Herstellers spielt sowohl Wasserstoffbeimischung zum Erdgas als auch Betrieb mit reinem Wasserstoff eine Rolle.
- Der Hersteller stellt die größten Herausforderungen bei der Wasserstoffbeimischung zum Erdgas im Bereich Zulassung / Zertifizierung. Der Hersteller sieht die größten Herausforderungen für Betrieb mit reinem Wasserstoff im Bereich Funktion, Zulassung / Zertifizierung.
- Eine Produktreihe für den Betrieb mit reinem Wasserstoff ist nicht in Planung.
- Der Hersteller signalisiert Interesse an einem Engagement im Rahmen eines Feldversuchs oder Realators.

Balkendiagramm

Anspruchspartner

Wasserstoff-Beimischung in Vol.-%



Legende: Möglichkeiten der Wasserstoff-Beimischung zum Erdgas

- Ohne Anpassungen möglich
- Prinzipiell möglich, Einzelfallbetrachtung bzw. Anpassung vorausgesetzt
- Nicht möglich
- Derzeit keine Aussage möglich

Die Bewertungen sind ausschließlich anhand zitierfähiger Quellen getroffen worden. Die tatsächliche Wasserstoff-Toleranz kann deutlich höher sein.

Fußzeile

Steckbrief-Seite

Stand

Material

- Der Hersteller gibt an, dass die im Produkt verbauten und mit dem korrespondierenden Materialen für alle Erdgas/Wasserstoff-Gemische beständig sind.
- Diese Aussage zur Materialbeständigkeit lässt sich auf alle Prod (Großbrenner) im Portfolio des Herstellers ausweiten.

Funktion

- Laut Hersteller ist das technisch-physikalische Funktionsprinzip Es hängt von physikalischen Größen ab (Dichte bzw. relative Dicke). Eine Wasserstoffbeimischung von bis zu 15 Vol.-% lässt der Her Produkt als unbedenklich an. Erdgasung Hersteller „eingende“ Darüber hinaus können durch besondere Maßnahmen (bis zu 100 Vol.-% ermöglicht werden, Maßnahmen laut Hersteller
- Diese Aussage zum technisch-physikalischen Funktionsprinzip li Produkte der Komponente (Großbrenner) im Portfolio des Herst

Hersteller

- Laut Hersteller ist mit der derzeit mitgeteilten technischen Dokt beimischung zum Erdgas im Rahmen des Geltungsbereiches de (G210 und G212) möglich.
- Laut Hersteller ist mit der derzeit mitgeteilten technischen Dokt mit reinem Wasserstoff nicht möglich. Der Hersteller plant perspe reinem Wasserstoff perspektivisch mitaufzunehmen.

Antwortspezialist:

Joachim Wüning
 GF
 WS Wärmeprozess-technik GmbH
 07159 163 20
 j.j.wuening@fbs.com

Titel: Kompendium Wasserstoff in Gasverföhrnetzen
Steckbrief: Rekumat (WS Wärmeprozess-technik GmbH)

SB-Seite: 02/02
 © DBI Stand: 02/2019

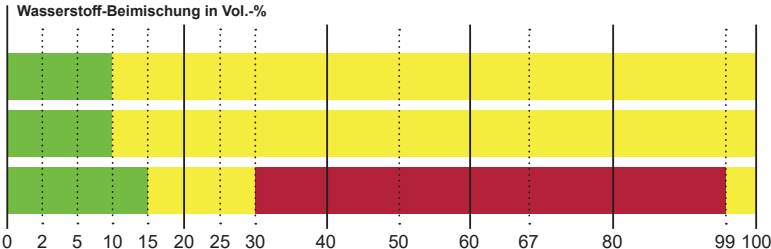
05

Gasdruckregler (einstufig)

Komponenten-Steckbrief

Einstufiges Gerät zur Regelung eines definierten Gasdruckes beim Endkunden. Der Druck auf der Eingangs- und Ausgangsseite des Reglers wirkt auf eine federbelastete Membran, die mechanisch mit einem Ventil gekoppelt ist. Durch niederdruckseitige Druckänderungen wird das Ventil geschlossen bzw. geöffnet.

Wasserstoff-Beimischung in Vol.-%

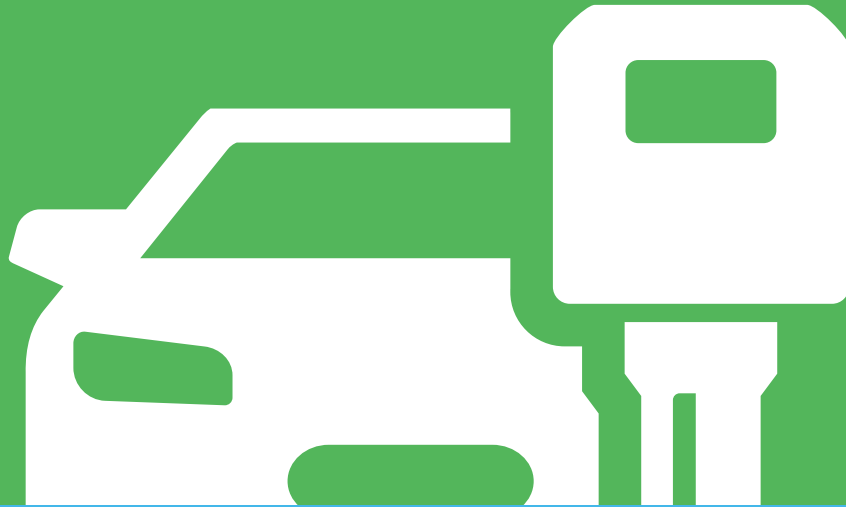


Legende: Möglichkeiten der Wasserstoff-Beimischung zum Erdgas

- Ohne Anpassungen möglich
- Prinzipiell möglich, Einzelfallbetrachtung bzw. Anpassung vorausgesetzt
- Nicht möglich
- Derzeit keine Aussage möglich

Die Bewertungen sind ausschließlich anhand zitierfähiger Quellen mit direktem Untersuchungsgegenstand getroffen worden. Die tatsächliche Wasserstoff-Toleranz kann deutlich höher sein.

Aufbau-Schema der Komponenten-Steckbriefe (oben) | Beispiel für einen Gasdruckregler (Auszug)



GREEN GAS 4 MOBILITY FORSCHUNGSPROJEKT 06

06

Gesamtwirtschaftliche Betrachtung alternativer Antriebstechnologien mit Fokus auf den Einsatz von Erdgas-Lkw in Österreich

FORSCHUNGSauftrag

Analyse, in welchem Ausmaß erneuerbare Gase im Verkehrsbereich einsetzbar sind, welche Möglichkeiten bestehen, welche Begrenzungen vorliegen. Identifizierung der technischen Herausforderungen, die beim Einsatz erneuerbarer Gase auf diesem Sektor noch zu lösen sind. Klärung der Frage, in welchem Ausmaß eine Verflüssigung von Biomethan – für den Einsatz als LNG im Schwerverkehr – durchführbar ist

PROJEKTPARTNER

WU Wien – Institut für Transportwirtschaft und Logistik
Univ. Prof. Dr. Sebastian Kummer

LAUFZEIT

2019

STATUS

in Bearbeitung



DIE STUDIE

Diese Studie des Instituts für Transportwirtschaft und Logistik der WU Wien geht der Frage nach, in welchem Ausmaß erneuerbare Gase im Verkehrsbereich einsetzbar sind, welche Möglichkeiten hierbei bestehen und welche Begrenzungen gegeben sind.

In diesem Zusammenhang wird auch das Thema Wasserstoff grundsätzlich behandelt, wobei es vor allem um die bei CNG-Fahrzeugen geltenden Grenzwerte für den Wasserstoffanteil im Kraftstoff geht. Diese Werte wurden definiert und in Normen übernommen und müssen bei den Zulassungen beachtet werden. Sie könnten nun durchaus ein Problem darstellen.

Der Fokus der Betrachtung liegt auf dem Einsatz von LNG im Schwerverkehr. Dieses Thema ist von beson-

derer Relevanz, da sich hier die Möglichkeit zu einer raschen Verringerung des Schadstoffausstoßes eröffnet. Mit verflüssigtem Biomethan betriebene Lkw würden nämlich nicht nur den Schadstoffausstoß beträchtlich reduzieren – das ist bereits mit LNG, das auf fossilem Erdgas basiert, der Fall –, sondern das dabei emittierte CO₂ würde zudem aus nachhaltigen Ressourcen stammen.

Dazu müssen zunächst die noch zu lösenden technischen Herausforderungen identifiziert werden. Im Mittelpunkt steht die Frage, in welchem Ausmaß eine Verflüssigung von Biomethan durchführbar ist. Darüber hinaus befasst sich die Studie mit der gesamten erforderlichen Logistik-Kette von der Erzeugung bis zum Verbrauch.

ERGEBNISSE

Ergebnisse lagen zum Zeitpunkt der Drucklegung noch nicht vor.



GREEN GAS 4 MOBILITY FORSCHUNGSPROJEKT 07

07

Wasserstoff in der Mobilität – Recherche bezüglich existierender Vorgaben zum Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge

FORSCHUNGSaufTRAG

Erstellung einer Expertise hinsichtlich der aktuell vorliegenden rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für den Betrieb und die Instandhaltung von Wasserstoff-Fahrzeugen auf internationaler und nationaler Ebene

PROJEKTPARTNER

Dipl.-Ing. Dr.techn. Wolfgang Zeiner
Konsulent für alternative Kraftstoffe und Fahrzeugantriebe

LAUFZEIT

2019

STATUS

Vorläufiger Endbericht



DIE STUDIE

Dieses Projekt hat die Erstellung einer Expertise hinsichtlich der aktuell bestehenden rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für Betrieb und Instandhaltung von Wasserstoff-Fahrzeugen zum Gegenstand. Es soll geklärt werden, welche Anforderungen und Auflagen zu erfüllen sind, um ein Wasserstoff-Fahrzeug in Verkehr bringen zu können. Dazu ist der Status-Quo in der europäischen Rechtsprechung und in den national geltenden Bestimmungen zu erheben. Aktuell gültige Gesetze, Normen und Regelwerke von fachlichen Interessensgruppen werden daraufhin begutachtet, ob durch ihre Anwendung ein gleich sicherer Umgang mit Wasserstofffahrzeugen über deren gesamten Lebenszyklus erzielt werden kann wie für Benzin- bzw. Dieselfahrzeuge.

Konkret werden im Rahmen des Projekts Regelungen zu folgenden Themenbereichen untersucht:

- Transport, Lagerung und Verteilung von Wasserstoff
- Technische Ausstattung von wasserstoffbetriebenen Kraftfahrzeugen
- Typisierung von wasserstoffbetriebenen Kraftfahrzeugen
- Betrieb, Wartung und Überprüfung von wasserstoffbetriebenen Kraftfahrzeugen

Diese Evaluierung soll zeigen, ob Bedarf für zusätzliche Regelungen durch die ÖVGW besteht oder ob alle Fragen durch die bereits vorhandenen Regeln abgedeckt sind.

ERGEBNISSE

Die Studie kommt zum Schluss, dass international gesehen das System für wasserstoffbetriebene Fahrzeuge mit entsprechenden Regelwerken, die auch nach dem sich wandelnden Stand der Technik modifiziert werden, zweckmäßig abgesichert scheint. Für Österreich wird empfohlen, eine vom System her regulative Gleichbehandlung für alle Gasfahrzeuge analog dem bestehenden System für LPG und CNG anzustreben und zu bewirken.

In der Studie finden sich die relevanten Regeln thematisch gelistet. Die *technischen Vorgaben für Wasserstofffahrzeuge* beispielsweise sind in zahlreichen Dokumenten festgelegt, doch prinzipiell ähnlich. Ausschlaggebend für die EU-Typisierung von Wasserstofffahrzeugen ist aktuell die Verordnung (EU) 2018/858 des EU-Parlaments und des Rates. Im Österreichischen Kraftfahrzeuggesetz 1967 findet sich ein Hinweis auf Wasserstofffahrzeuge im §2, in der Kraftfahrzeuggesetz-Durchführungsverordnung (KDV) sind allerdings noch keine technischen bzw. Dokumentationsanforderungen für wasserstoffbetriebene Kraftfahrzeuge festgelegt.

Die *Qualitätsanforderungen* für den Einsatz in Brennstoffzellen und speziell PEM-Brennstoffzellen, die

besonders hohe Anforderungen an die Reinheit des Wasserstoffs stellen, sind in mehreren internationalen Normen, so u.a. in ISO 14686-2 und 14687-2 definiert, auf deren erstere auch die Österreichische Kraftstoffverordnung hinsichtlich verbindlicher Qualitätsdefinition verweist.

Der Bereich *Wasserstoff-Tankstellen* ist durch die EU-Richtlinie 2014/94/EU „über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“, Annex II „technical specifications for hydrogen refueling points for vehicles“ hinreichend geregelt. Darauf nimmt auch in Österreich das BGBl I 38/2018 „Bundesgesetz zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe“ Bezug.

Um den Umgang mit Wasserstofffahrzeugen auf vergleichbarem *Sicherheitsniveau* wie für Benzin- und Dieselfahrzeuge zu gewährleisten, sind laut Deutschem Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband (DWV) in bereits bestehenden Regelwerken zu ADR, ATEX, (T)PED für bewegliche Druckgeräte sowie in der Betriebssicherheitsverordnung für den Personenschutz und dem Bundes Immissionsschutz Gesetz für den Umweltschutz ausreichende Anforderungen und Spezifikationen enthalten.

AUSBLICK 2020

VORAUSSICHTLICH WEITERGEFÜHRTE PROJEKTE

Standardisierte Biogasaufbereitung und Methanisierung

Weiterführung Projekt 02 – *Entwicklung eines Standard-Konzepts für die Aufbereitung von Rohbiogas zu einem einspeisefähigen Gas* (Prof. Lehner, MUL / Prof. Ellersdorfer, MUL / Prof. Harasek, TU Wien)

Im Folgeprojekt sollen auch größere Anlagen von 500 bis 1.000 Nm³/h erfasst und eine Methanisierung vor Ort betrachtet werden. Grüner Wasserstoff wird aus Überschussenergie erzeugt (unmittelbar vor Ort oder für einen Anlagenverbund), als Systemgrenze gelten alle Prozesse, die Aufbereitung in Kombination mit Methanisierung beinhalten. Es soll eine Betrachtung der technischen Umsetzbarkeit der katalytischen und biologischen Methanisierung erfolgen und mit einer Kostenbetrachtung einhergehen. Als Endprodukt soll Biomethan ohne und mit einem Wasserstoffüberschuss von bis zu 10 % angenommen werden.

Auswirkungen auf die Industrie bei einem erhöhten Wasserstoffanteil im Erdgas

Weiterführung Projekt 03 – *Verbrennungstechnische und sicherheitsrelevante Anforderungen in Hinblick auf einen erhöhten Biogas- und Wasserstoffanteil im Erdgas* (Prof. Raupenstrauch, MUL)

- Analyse, wie in der Industrie mit einem erhöhten Wasserstoffgehalt umgegangen werden kann.
- Darstellung, in welchem Prozentbereich und welcher zeitlichen Änderung eventuelle Schwankungen des Wasserstoffanteils vertretbar sind. Dabei werden kurzzeitige sowie saisonale Schwankungen betrachtet.

Wasserstoff in Gasverteilnetzen

Fortführung Projekt 05 – *Kompodium Wasserstoff in Gasverteilnetzen* (Müller-Syring et al., DBI)

PROJEKTEVORSCHLÄGE ZUR DISPOSITION

Emissionsvergleich Heizsysteme

Abbildung von Emissionen (CO₂, Feinstaub etc.) bezogen auf Heizsysteme im Endkundenbereich und Gegenüberstellung Kosten (Betrieb und Anschaffung) – Heizleistung – Emissionsausstoß.

Brennstoffzellen für den Endkundenbereich

Überblick über das Marktangebot von Reformern und Brennstoffzellen für den häuslichen Bereich zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Erdgas. Untersuchung der Verträglichkeit von CH₄/H₂-Gemischen, Beitrag zur Sektorkopplung, Analyse der möglichen Leistungen je Region und Auswirkungen auf Gas- und Stromversorger.

Heimbetankungsanlagen (CNG Home Refueling Stations)

Sammlung und Gegenüberstellung rechtlicher Hemmnisse im Zusammenhang mit der Druckgeräterichtlinie. Analyse, welche Hemmnisse sich von technischer Seite lösen lassen und wie Heimbetankungsanlagen rechtlich in anderen europäischen Ländern behandelt werden.

