

# energieimpuls

www.energie-wasser-praxis.de

## konkret



-  **SEKTORENKOPPLUNG**
-  **GRÜNE GASE**
-  **SYSTEMFUNKTIONEN**
-  **GASNETZE**
-  **GASKRAFTWERKE & KOHLEAUSSTIEG**
-  **WÄRMEMARKT**
-  **MOBILITÄT**
-  **INDUSTRIE**

**20** Verkehrswende in Nordfriesland  
– mit grünem Wasserstoff



**Reußenköge**

**52** Verdichterstation demonstriert Kopplung  
von Strom- und Gassektor



**Krummhörn**

**Werlte**



**90**

**40** Geschichte und Entwicklung der  
katalytischen Methanisierung



**Dortmund**

**94** Die Nutzung des Gas-Transport-  
netzes für den Mobilitätssektor



**Essen**

**76** Erhebliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen  
durch Gas-Wärmepumpe



**Essen**

**Köln**



**98** LNG-Logistik f  
Industrie- und

**Köln**



**70** Meil  
das

**Köln**



**64** Anp  
tech

**Köln**



**14** Intelligente V  
Erneuerbare-

**80** Brennstoffzellen senken  
dauerhaft Stromkosten



**Heinsberg**

**48** Studie untersucht Einspeisepoten-  
zial von Power-to-Gas-Anlagen



**Aachen**

**Bonn**

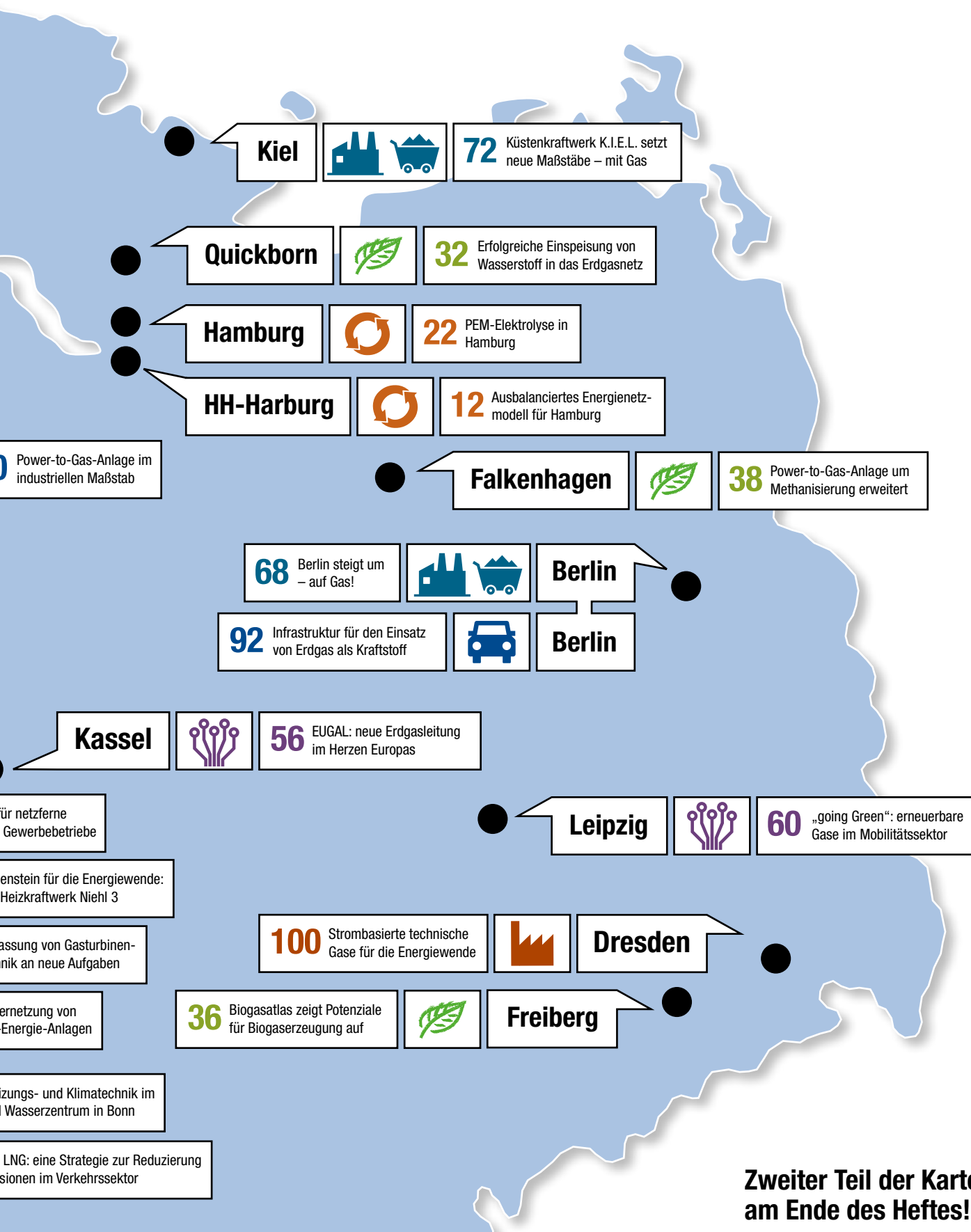


**82** Neue Hei  
Gas- und

**Bonn**



**88** CNG und  
der Emis



Power-to-Gas-Anlage im industriellen Maßstab

für netzferne Gewerbebetriebe

Leitungsstein für die Energiewende: Heizkraftwerk Niehl 3

Integration von Gasturbinentechnik an neue Aufgaben

Modernisierung von Energie-Anlagen

Wasserspeicher- und Klimatechnik im Wasserzentrum in Bonn

LNG: eine Strategie zur Reduzierung von Emissionen im Verkehrssektor

**Zweiter Teil der Karte am Ende des Heftes!**



Partner dieser Ausgabe:







## ***Unser Beitrag für die nächste Phase der Energiewende***

**Mit seinem Energie-Impuls** hat der DVGW im vergangenen Jahr einen konstruktiven Dialog mit Stakeholdern aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft über die weitere Ausrichtung und Gestaltung der Energiewende gestartet. Mit zahlreichen Veröffentlichungen und sieben Veranstaltungen – inkl. eines Events anlässlich der Weltklimakonferenz COP23 in Bonn – konnten wir so eine breite Öffentlichkeit über den Beitrag informieren, den Gase und Gasinfrastrukturen zum Gelingen der Energiewende und zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten können.

Zwischenfazit: Die Energiewende-Trias aus Fuel-Switch (Ablösung von Kohle und Erdöl durch Erdgas), Content-Switch (kontinuierliche Erhöhung des Anteils CO<sub>2</sub>-freier Gase) und Modal-Switch (intelligente intersektorale Verknüpfung der bestehenden Infrastrukturen) kann zum neuen Kernelement des Transformationsprozesses hin zu einem integrierten und klimaneutralen Energiesystem werden. Sie trägt maßgeblich zur Klimaneutralität in allen Sektoren des Energiesystems bei. Zudem können mit den drei Schritten die Klimaschutzziele für 2020, 2030 und 2050 kosteneffizient, systemsicher und bezahlbar erreicht werden, da die dafür benötigte Infrastruktur bereits vorhanden ist.

Um die Energiewende-Trias umzusetzen, müssen die entsprechenden politischen Rahmenbedingungen in Bezug auf die spezifischen Herausforderungen der Sektoren Wärme, Industrie und Mobilität geschaffen werden. Dabei muss als oberste Priorität eine sichere Lenkungswirkung für Investitionen in klimaschonende Technologien mit spezifischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten erzielt werden. So kann Deutschland die Klimaschutzziele effektiv erreichen und zugleich erfolgreicher Industriestandort mit hoher inländischer Wertschöpfung und wichtiger Exporteur von Energietechnologien bleiben.

Dass die hinter dem Energie-Impuls stehenden Ideen längst mehr als bloße Theorie sind, zeigen zahlreiche schon erfolgreich umgesetzte Best-Practice-Beispiele, von denen wir Ihnen eine Auswahl in dieser Sonderausgabe der „DVGW energie | wasser-praxis“ vorstellen. In insgesamt 36 Beiträgen präsentieren unsere Autoren aus der Gaswirtschaft, aus der Automobilindustrie und aus Forschungsinstituten, wo Gase und die Gasinfrastruktur bereits heute ganz konkret zum Gelingen der Energiewende beitragen.

Die einzelnen Artikel sprechen aber auch Hürden an, mit denen die Entrepreneurure in Sachen Innovation zu kämpfen haben. Denn der ordnungspolitische Rahmen in Deutschland weist nach wie vor Elemente auf, die der Realisierung volkswirtschaftlich sinnvoller Techniklösungen wie etwa der Power-to-Gas-Technik oder dem erdgasbasierten Güter- und Personentransport mit erneuerbaren, synthetischen Gasen Steine in den Weg legen. Diese Hürden zu überwinden und sich gemeinsam mit weiteren Playern aus Politik und Energiewirtschaft auf einen sektorenübergreifenden Weg zu machen, sind Herausforderungen, die es für ein Gelingen der Energiewende zu bewältigen gilt und denen sich der DVGW weiter stellen wird.

Ich bedanke mich beim ewp-Redaktionsteam und bei allen Autoren, die durch ihr Engagement und die eingereichten Beiträge das Erscheinen dieser Ausgabe ermöglicht haben und wünsche Ihnen, liebe Leserinnen und Leser, eine spannende und inspirierende Lektüre.

Ihr  
Prof. Dr. Gerald Linke  
*DVGW-Vorstandsvorsitzender*

### 3 EDITORIAL

---

#### 6 KAPITEL 1: SEKTORENKOPPLUNG

- 8 Power-to-Gas-Projekte in Deutschland – eine Übersicht  
*Hans Rasmusson*
  - 12 Perfekt ausbalanciert: das Energienetzmodell für Hamburg  
*Prof. Dr.-Ing. Gerhard Schmitz, Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather, Prof. Dr.-Ing. Christian Becker*
  - 14 Sicher und flexibel: intelligente Vernetzung dezentraler Erneuerbare-Energien-Anlagen in einem Virtuellen Kraftwerk  
*Tobias Romberg*
  - 16 Biohybrid oder Sektorenkopplung mit Bio-LNG  
*Melanie Gimmy*
  - 18 Großspeicherlösungen mit dem Alleskönner Wasserstoff  
*Dr. Ulrich Kreuzer*
  - 20 Grüner Wasserstoff für die Verkehrswende in Nordfriesland  
*Ove Petersen*
  - 22 „WindGas Hamburg“ – Ganz Hamburg wird zur Speicherstadt  
*René Schoof, Maïke Dupont*
- 

#### 24 KAPITEL 2: GRÜNE GASE

- 26 Biogas innovativ vernetzt  
*Jan Maier*
- 28 Mit Erdgas und Bio-Erdgas Lösungen für den Wärmemarkt schaffen  
*Klaus-Peter Dietmayer*

- 30 Erneuerbarer Wasserstoff durch Power-to-Gas in Unterfranken  
*Markus Eichhorn*
  - 32 Erfahrungen mit 10 Prozent Wasserstoff im Erdgasnetz von Schleswig-Holstein Netz  
*Ove Struck*
  - 34 Urbakterien für die Energiewende: In der Schweiz wird die biologische Methanisierung erprobt.  
*Andrew Lochbrunner*
  - 36 Nachhaltig Biogas erzeugen: der DVGW-Biogasatlas  
*Ronny Erler, Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause*
  - 38 Erweiterung der Pilotanlage „WindGas Falkenhagen“ um eine Methanisierung  
*René Schoof, Maïke Dupont*
  - 40 Geschichte und Entwicklung der katalytischen Methanisierung  
*Dr. Steffen Schirrmeister*
- 

#### 42 KAPITEL 3: SYSTEMFUNKTIONEN

- 44 Die Marktsituation für Erdgasspeicher in Deutschland  
*Dr. Axel Wietfeld, Michael Schmöltzer*
- 46 Underground Sun Conversion: Aus Wind- und Sonnenstrom wird im Untergrund erneuerbares Erdgas.  
*Stephan Bauer*
- 48 Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen  
*Prof. Dr. Albert Moser, Jan Kellermann, Mirko Wahl, Dr. Johannes Schaffert, Prof. Dr. Markus Zdrallek, Daniel Wolter, Fabian Möhrke, Jens Hüttenrauch*

## 50 KAPITEL 4: GASNETZE



- 52 Sektorenkopplung Strom/Gas am Beispiel der Gas-Verdichterstation Krummhörn  
*Dr.-Ing. Thomas Hüwener*
- 54 Die Nordschwarzwaldleitung – Ausbau der Gasinfrastruktur in Baden-Württemberg  
*Katrin Flinspach*
- 56 Neue Erdgas-Pipeline EUGAL erhöht die Versorgungssicherheit und begleitet die Energiewende.  
*Dr. Christoph von dem Bussche*
- 60 „going Green“ – erneuerbare Gase im Gasnetz: Beispiel Mobilitätssektor  
*Uwe Ringel*

## 62 KAPITEL 5: GASKRAFTWERKE & KOHLEAUSSTIEG



- 64 Bewährte Gasturbinentechnik wird für neue Aufgaben weiterentwickelt.  
*Programmleitung AG Turbo*
- 68 Ein Heizkraftwerk steigt um. Berliner Wärme wird noch nachhaltiger.  
*Harald Flügel*
- 70 Klimaschutz und Effizienz mit Systemstabilität verbinden – das Heizkraftwerk Niehl 3 in Köln  
*Dr. Karsten Klemp*
- 72 Küstenkraftwerk K.I.E.L. setzt neue Maßstäbe – mit Gas!  
*Dr. Jörg Teupen*

## 74 KAPITEL 6: WÄRMEMARKT



- 76 Gas-Wärmepumpe in der Astrid-Lindgren-Schule in Bottrop  
*Dr. Stefan Gollanek, Werner Weßing*
- 78 Sanieren mit Erdgas – gut für das Klima und das Portemonnaie  
*Jürgen Stefan Kukuk*

- 80 Brennstoffzellen im Gebäudesektor: mit dem BlueGEN Stromkosten dauerhaft senken  
*Andreas Ballhausen*
- 82 Die Sanierung der Heizungs- und Klimatechnik im Gas- und Wasserzentrum in Bonn  
*Matthias Schwarzer, Frank Gröschl*

## 86 KAPITEL 7: MOBILITÄT



- 88 Von der Energie- zur Verkehrswende – eine Strategie zur Reduzierung der Emissionen im Verkehrssektor  
*Dr. Dietrich Gerstein*
- 90 Strom- und Gasnetz miteinander verbinden: die Power-to-Gas-Anlage der AUDI AG in Werlte  
*Reinhard Otten*
- 92 Infrastruktur für den sauberen und effizienten Einsatz von Erdgas als Kraftstoff  
*Uwe Johann*
- 94 Die Nutzung des Gas-Transportnetzes für die Versorgung von CNG-Tankstellen: Beispiel Mobilitätssektor  
*Dr. Arnd Schmücker, Jürgen Fuhlrott*

## 96 KAPITEL 8: INDUSTRIE



- 98 LNG-Logistik für netzferne Industrie- und Gewerbebetriebe  
*Torsten Seybold*
- 100 Strombasierte technische Gase und Kraftstoffe für die Energiewende  
*Nils Aldag*





# Kapitel 1: Sektorenkopplung

## *Schlüssel für eine innovative Energiewende*

**Die Energieversorgung in Deutschland** ist so vielfältig wie in keinem anderen Land der Welt. Eine große Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen muss systemdienlich miteinander verbunden werden und gleichzeitig ein maximales Maß an Versorgungssicherheit gewährleisten. Die Reduzierung der Energiewende auf eine reine Strom(erzeugungs)wende stößt dabei immer häufiger an ihre Grenzen. Es werden Gas-, Strom-, Wärme-, und Verkehrslösungen für private Haushalte, Gewerbe und Industrie gebraucht. In allen Bereichen wird daher unter Hochdruck an einem Systemdesign der Energiewende gearbeitet – denn nur wenn es uns gelingt, sektorenübergreifende Lösungen zu entwickeln, können die Klimaschutzziele zeitnah und wirtschaftlich nachhaltig erreicht werden.



**In der energiepolitischen Debatte** hat sich hierfür der Begriff Sektorenkopplung durchgesetzt. Sektorenkopplung ist der Leitgedanke eines Systems, dessen Gas-, Strom-, Wärme- und Verkehrsinfrastrukturen technisch miteinander gekoppelt sind und dadurch physisch ineinandergreifen. Dies schafft die Grundvoraussetzung dafür, dass zunehmend klimafreundliche Energie effizient genutzt werden kann, weil sie jederzeit und sektorenübergreifend frei dorthin fließen kann, wo sie gerade am meisten benötigt wird.

Dem Energieträger Erdgas fällt dabei eine besondere Rolle zu: Erdgas ist deutlich emissionsärmer als Kohle und Erdöl. Biomethan baut diesen Vorteil noch zusätzlich aus und synthetische, grüne Gase können durch den Einsatz moderner Power-to-Gas-Technologien

aus erneuerbaren Energiequellen sowohl hergestellt als auch gespeichert und somit bedarfsgerecht in allen Sektoren eingesetzt werden – perspektivisch sogar bis zu 100 Prozent erneuerbar bzw. treibhausgasneutral.

Dass die Power-to-Gas-Technologie in Deutschland heute schon sofort einsatzbereit ist, ist zahlreichen Forschungs- und Demonstrationsprojekten zu verdanken. An über 30 Standorten in ganz Deutschland stellt die Technologie ihr Können und ihre Einsatzmöglichkeiten bereits unter Beweis, berichtet unser Autor des Beitrags „Power-to-Gas-Projekte in Deutschland – eine Übersicht“, mit dem wir das Kapitel zur Sektorenkopplung auf Seite 8 starten.

Wie kann die Versorgungssicherheit auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien garantiert werden? Wie wirken sich Störungen in einem Sektor auf andere Sektoren aus? Wie kann der Betrieb eines gekoppelten Systems hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Zuverlässigkeit optimiert werden? Wer Antworten auf diese komplexen Fragen geben will, muss einen interdisziplinären Forschungsansatz wählen, der thermodynamische, energietechnische



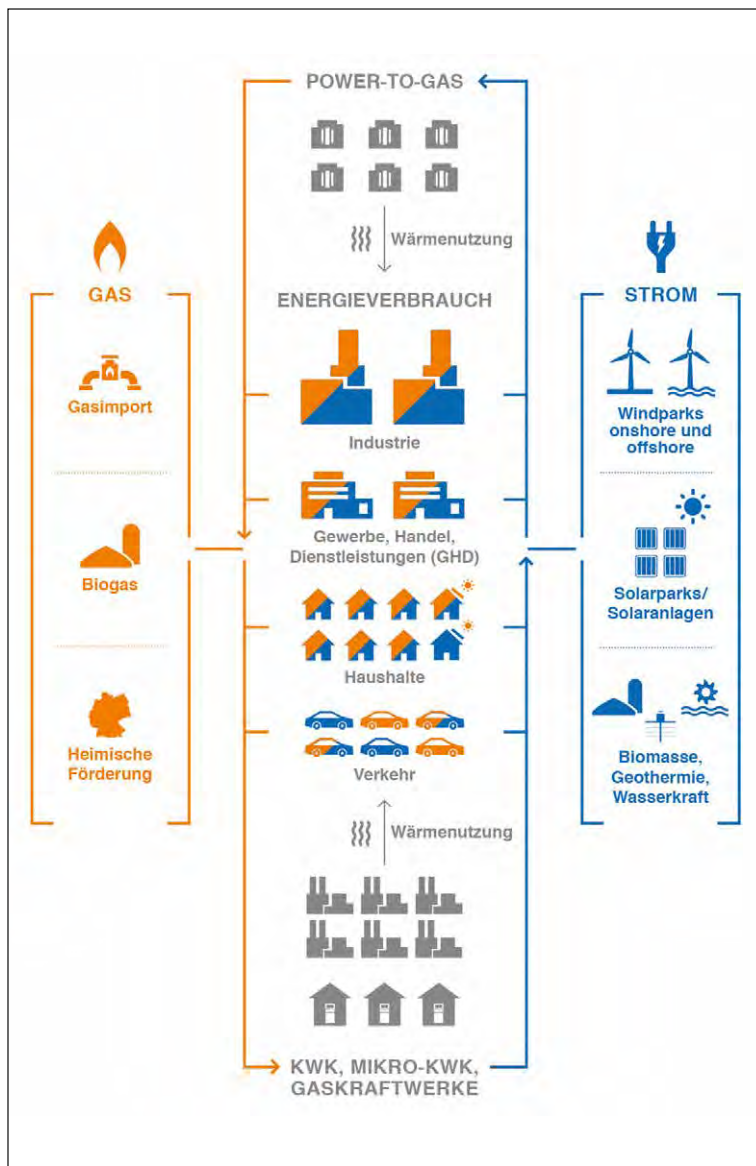
und elektrotechnische Aspekte berücksichtigt – so geschehen in zwei Forschungsvorhaben der Technischen Universität Hamburg-Harburg, die wir ab Seite 12 vorstellen.

Im Beitrag „Sicher und flexibel: intelligente Vernetzung dezentraler Erneuerbare-Energien-Anlagen in einem Virtuellen Kraftwerk“ (S. 14) wird der Frage nachgegangen, welchen Beitrag volatil erzeugte erneuerbare Energien aus vor allem dezentralen Stromerzeugungsanlagen

zur Netzstabilität leisten können. Eine ganze Menge, so der Autor, denn schon heute leisten gasbetriebene dezentrale Anlagen einen wesentlichen Beitrag zur Stabilisierung des deutschen Stromnetzes. Die Vernetzung vieler kleiner Anlagen in einem Virtuellen Kraftwerk bietet ein noch größeres Potenzial zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Ein Plädoyer pro Sektorenkopplung auch für strukturschwache Gebiete ohne Energie-Infrastruktur wird im Beitrag „Biohybrid oder Sektorenkopplung mit Bio-LNG“ (S. 16) gehalten. Eine geplante Biohybrid-Anlage des Ettlinger Energieversorgungsunternehmens Erdgas Südwest soll zukünftig die Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr koppeln. Jährlich rund 2.500 Haushalte können dann mit Biomethan versorgt werden – CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial: ca. 11.000 Tonnen!

Gleich zwei Beiträge widmen sich dem „Alleskönner Wasserstoff“. Der Beitrag der Firma Siemens (S. 18) gibt Antworten auf die folgenden Fragen: Welche Bedeutung hat die Wasserstoffelektrolyse für die weltweite Dekarbonisierung? Welchen Beitrag können wasserstoffbasierte Großspeichertechnologien in einem vor allem auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem leisten? Welche Vision könnte die Mobilität revolutionieren? Im Beitrag „Grüner Wasserstoff für die Verkehrswende in Nordfriesland“ (S. 20) warnt der Autor vor den Folgen regulatorischer Hemmnisse beim Ausbau erneuerbarer Energien (Stichwort „Netzausbaugebiet“) und stellt die Idee eines auf Wasserstoff basierenden Antriebs für den öffentlichen Personennahverkehr in Nordfriesland vor.



Quelle: DVGW

Sektorenkopplung mit Gas trägt zu Versorgungssicherheit, sektorenübergreifendem Klimaschutz und Systemstabilität bei.





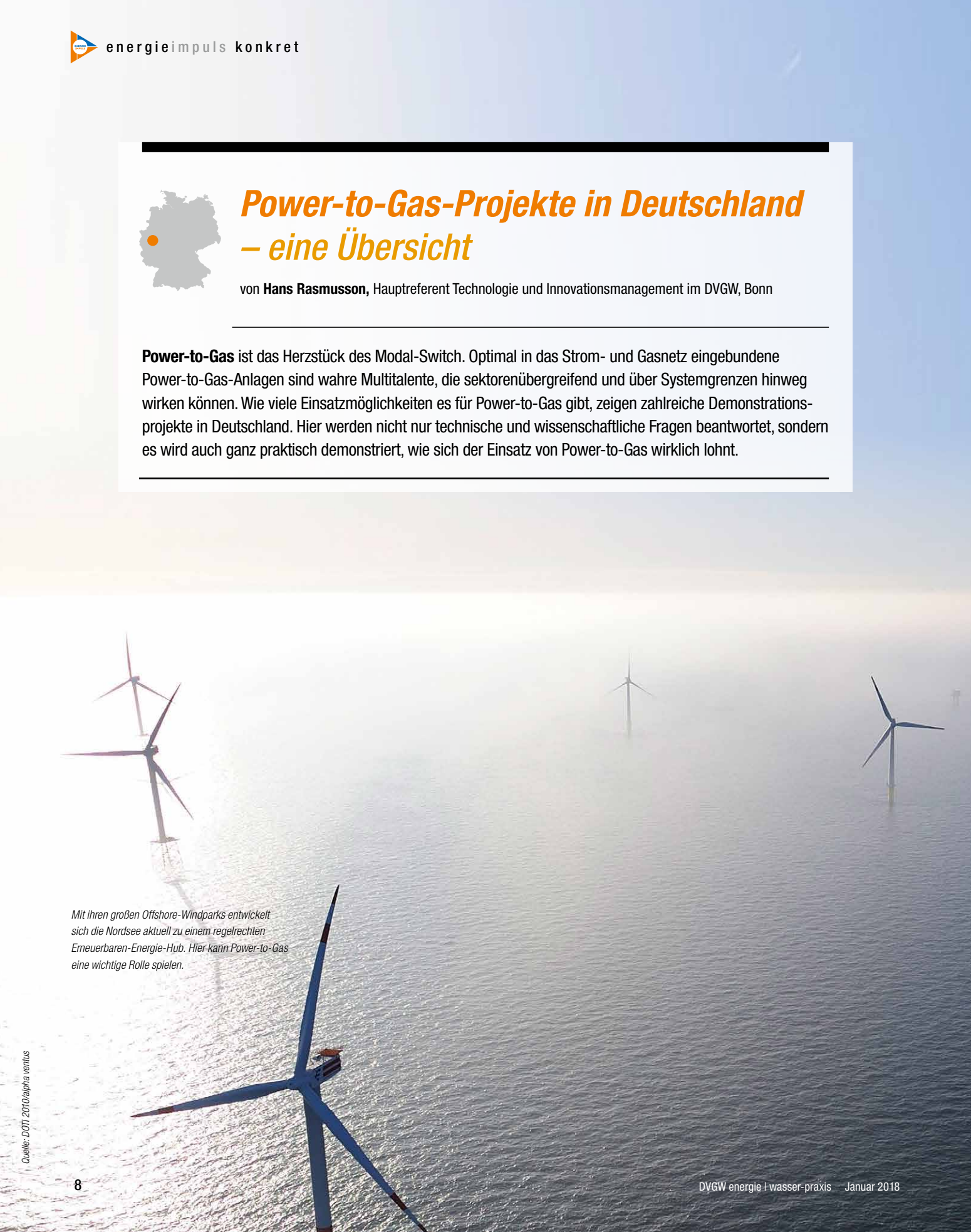
## **Power-to-Gas-Projekte in Deutschland – eine Übersicht**

von **Hans Rasmusson**, Hauptreferent Technologie und Innovationsmanagement im DVGW, Bonn

---

**Power-to-Gas** ist das Herzstück des Modal-Switch. Optimal in das Strom- und Gasnetz eingebundene Power-to-Gas-Anlagen sind wahre Multitalente, die sektorenübergreifend und über Systemgrenzen hinweg wirken können. Wie viele Einsatzmöglichkeiten es für Power-to-Gas gibt, zeigen zahlreiche Demonstrationsprojekte in Deutschland. Hier werden nicht nur technische und wissenschaftliche Fragen beantwortet, sondern es wird auch ganz praktisch demonstriert, wie sich der Einsatz von Power-to-Gas wirklich lohnt.

---



*Mit ihren großen Offshore-Windparks entwickelt sich die Nordsee aktuell zu einem regelrechten Erneuerbaren-Energie-Hub. Hier kann Power-to-Gas eine wichtige Rolle spielen.*



**Ein Beispiel ist die Power-to-Gas-Anlage** in Werlte, bei der es sich um eins der ersten Projekte im industriellen Maßstab und damit eine der zurzeit größten Anlagen in Deutschland handelt. Aus erneuerbarem Wasserstoff und CO<sub>2</sub> aus Biogas wird hier CNG-kompatibles Gas erzeugt. So zeigt der Anlagenbetreiber Audi ganz konkret, wie der Mobilitätssektor mit in Serie verfügbaren Autos und erneuerbarem Gas bereits heute kosteneffizient dekarbonisiert werden könnte. Andere Anlagen wiederum blicken etwas weiter in die Zukunft der Mobilität, wie z. B. die Anlage in der Hamburger HafenCity. Seit 2012 betreibt Vattenfall hier eine Wasserstofftankstelle, mit der Brennstoffzellenbusse der Hamburger HOCHBAHN versorgt werden.

Studien des DVGW haben gezeigt, dass ein besonders hoher Nutzen für das Stromnetz dann entsteht, wenn Power-to-Gas bereits auf der Verteilnetzebene zum Einsatz kommt. Gerade in ländlichen Gebieten ist die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien oft sehr hoch, das Stromnetz jedoch eigentlich nicht dafür ausgelegt, große Strommengen aufzunehmen. Wird bereits hier durch dezentrale Power-to-Gas-Anlagen für die Speicherung der

erneuerbaren Energien gesorgt, führt dies auch zu einer Entlastung der höheren Stromnetzebenen, was sich wiederum kostenmindernd auf den Stromnetzausbau auswirkt. In Mainz wurde gezeigt, dass die Power-to-Gas-Technologie die technischen Bedingungen für diesen Einsatz erfüllt. Seit Juli 2015 hat die Anlage, die von der Linde Group, Siemens und den Stadtwerken Mainz mit wissenschaftlicher Begleitung der Hochschule RheinMain errichtet wurde, etwa 18.000 Kilogramm Wasserstoff produziert. Mit dieser Menge könnte ein Brennstoffzellenbus der Mainzer Verkehrsgesellschaft etwa sechs Jahre lang fahren oder 25 Einfamilienhäuser könnten mehr als ein Jahr klimaneutral beheizt werden. Das Besondere am Energiepark Mainz: Die Anlage ist die weltweit größte Anlage dieser Art und kann den zur Elektrolyse von Wasser notwendigen Strom zum Teil aus den vier benachbarten Windrädern der Mainzer Stadtwerke beziehen.

Die Anlage in Mainz zeigt auch, wie man eine Power-to-Gas-Anlage gleich für mehrere Zwecke nutzen kann. Neben der Einspeisung ins Gasnetz – über das nicht nur die Gasspeicher, sondern auch alle Sektoren erreichbar sind, wurde hier auch die Direktversorgung der Industrie und einer Wasserstofftankstelle realisiert.

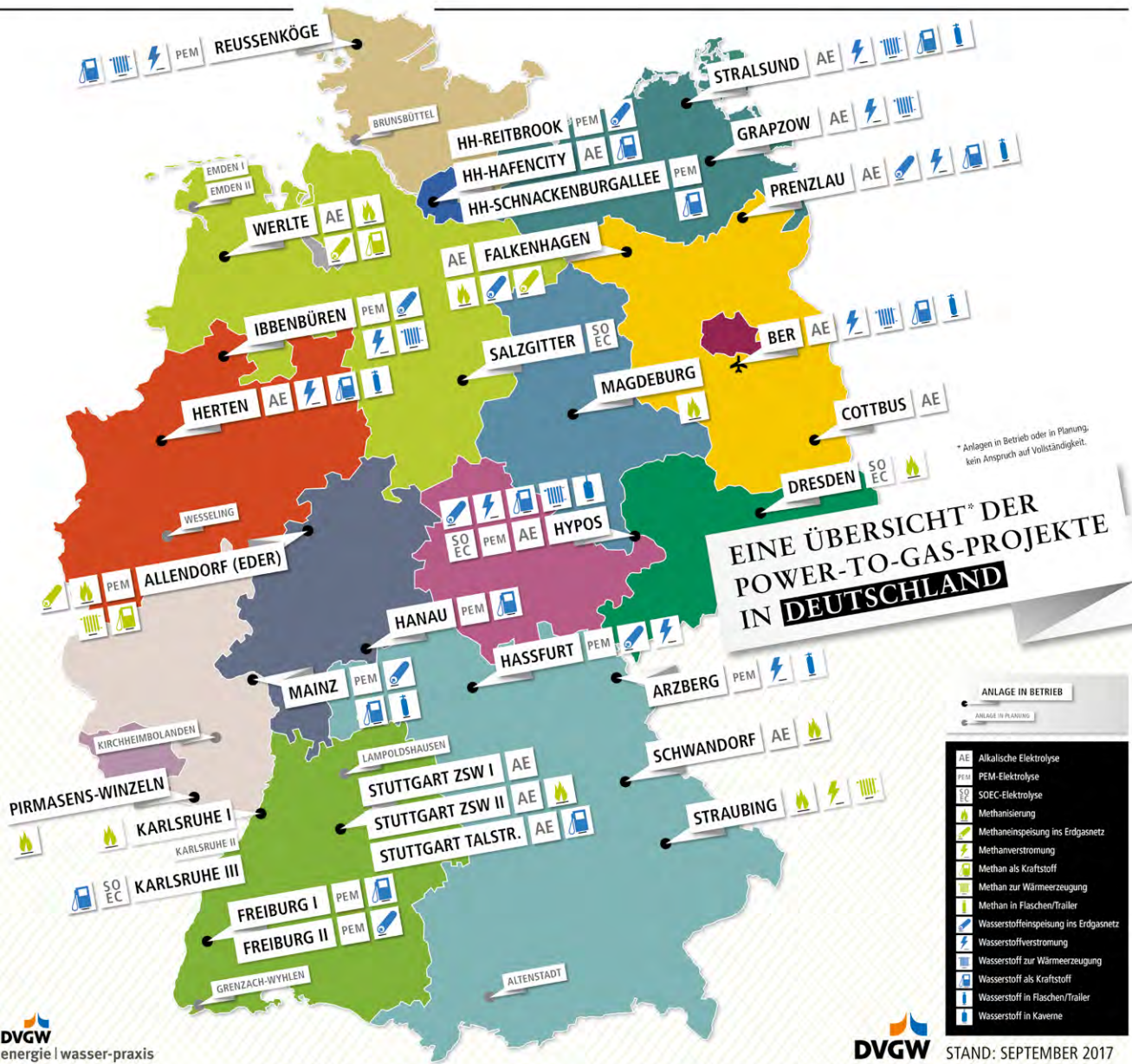
*In der Hamburger HafenCity betreibt Vattenfall eine sehr gut frequentierte Wasserstoffstation und erprobt mit weiteren Partnern Wasserstoff als Kraftstoff im täglichen Einsatz.*



Quelle: Vattenfall



# WO AUS WIND UND SONNE GRÜNES GAS WIRD ...



An über 30 Standorten in Deutschland kommt die Power-to-Gas-Technologie bereits zum Einsatz.

Quelle: DVGW

Mit solchen kombinierten Ansätzen lassen sich die Auslastung der Anlage maximieren, der Nutzen maximieren und somit Kosten sparen.

Im Verbundprojekt HYPOS werden mehrere Studien und Projekte miteinander verknüpft, um die komplette Wertschöpfungskette von der Erzeugung über Transport und Speicherung bis zum Einsatz von grünem Wasserstoff in Industrie, Mobilität und der urbanen Energieversorgung abzubilden. Hierfür werden das Strom- und Gasnetz, Gasspeicher und Wasserstoff-Pipelines zu einer intelligenten Infrastruktur der Stromerzeugung, Wasserstoffgewinnung, des Transports und der Speicherung vernetzt. Im Netzgebiet der MITNETZ GAS wird in diesem Zusammenhang z. B. die Entwicklung einer Wasserstoff-Verteilnetzinfrastruktur aus ökonomischer, sicherheitstechnischer und ökologischer Perspektive untersucht und bewertet.

Aber mit Power-to-Gas können nicht nur dezentrale und kleinmaßstäbige Ansätze realisiert werden. Mit ihren riesigen Offshore-Windanlagen entwickelt sich die Nordsee derzeit zu einem regelrechten Eneuerbaren-Energien-Hub. Gleichzeitig ist auch hier die Gasinfrastruktur bereits gut etabliert und in Norddeutschland sind viele Gaskavernenspeicher vorhanden. Hier kann Power-to-Gas auch im großen Maßstab eine wichtige Rolle spielen.

Dies sind nur einige Beispiele für erfolgreiche Power-to-Gas-Projekte. Eine komplette Übersicht der Power-to-Gas-Landschaft in Deutschland zeigt eine entsprechende Landkarte des DVGW.

Deutschland war und ist Vorreiter bei der Weiterentwicklung der Power-to-Gas-Technologie für den Einsatz in der Energiewende. Dadurch ist Power-to-Gas heute weit über den Entwicklungsstatus hinaus. Die Technik funktioniert und ist sofort einsatzbereit, die Herausforderung besteht nun darin, die Anlagen in die betriebswirtschaftliche Praxis zu bekommen. Der Hemmschuh sind hier die derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen, die eine system- und sektorenübergreifende Technologie wie Power-to-Gas nicht berücksichtigen. Schon kleine Anpassungen der Netzentgelte und Letztverbraucherabgaben könnten hier den entscheidenden Unterschied machen und erste kommerzielle Einsätze ermöglichen. Der DVGW spricht sich außerdem für eine gemeinsame Strom- und Gasnetzplanung aus, um den volkswirtschaftlichen Nutzen des Modal-Switch bereits in der Planungsphase zum Tragen kommen zu lassen. So könnte Deutschland sich bei dieser bahnbrechenden Technologie nicht nur die weitere Technologieführerschaft sichern, sondern gleichzeitig die Energiewende kosteneffizient meistern.

**Kontakt:**

Hans Rasmusson M.Sc.  
 DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.  
 Technisch-wissenschaftlicher Verein  
 Josef-Wirmer-Str. 1-3  
 53123 Bonn  
 Tel.: 0228 9188-843  
 E-Mail: rasmusson@dvgw.de  
 Internet: www.dvgw.de



*Im Energiepark Mainz wird mittels Power-to-Gas Wasserstoff hergestellt, vor Ort zwischengespeichert und dann verschiedenen Anwendungen – Industrie, Mobilität, Rückverstromung – zugeführt.*





## Perfekt ausbalanciert: das Energienetzmodell für Hamburg

von Prof. Dr.-Ing. Gerhard Schmitz, Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather, Prof. Dr.-Ing. Christian Becker,  
alle: Technische Universität Hamburg-Harburg

**Mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energien** an der Stromerzeugung nimmt der Aufwand, die Stabilität im Stromnetz zu sichern, immer weiter zu. Dies liegt daran, dass unser Stromnetz kaum Speichermöglichkeiten bietet, die Frequenz muss immer nahe 50 Hertz liegen. Schon kleine Abweichungen zwischen der gelieferten und der entzogenen Leistung verändern diese Frequenz und gefährden die Netzstabilität. Gerade bei sehr hohen Anteilen der erneuerbaren Energien sind somit große Stabilitätsprobleme zu erwarten. Im Forschungsprojekt „TransiEnt.EE“ wurde am Beispiel der Hansestadt Hamburg aufgezeigt, wie durch die Kopplung des Gashochdrucknetzes mit dem Wärme- und Stromnetz über Power-to-Gas möglichst große Mengen schwankend erzeugter erneuerbarer Energien in die Energieversorgung einer größeren Stadt eingebunden werden können.

**Mit ihrer komplexen Energieerzeugungs- und -verbrauchsstruktur** ist die Metropolregion Hamburg ein ideales Gebiet für ein solches Projekt. So gibt es in Norddeutschland leistungsstarke Offshore-Windkraftanlagen und in Hamburg z. B. auch ein Stahlwerk und eine Raffinerie, die einen jährlichen Wasserstoffbedarf von ca. 43.000 Tonnen haben und diesen über Reformierung von Erdgas und – im Fall der Raffinerie – intern anfallende Produkte erzeugen. Darüber hinaus werden etwa 540 Tonnen Wasserstoff von Dow in Stade an kleinere Unternehmen geliefert<sup>[1]</sup>.

Als zentrales Kopplungselement wurde in dem Projekt eine Power-to-Gas-Anlage eingesetzt, die immer dann Wasserstoff aus Strom produziert, wenn mehr erneuerbarer Strom zur Verfügung steht als gerade verbraucht wird. Die Dimensionierung der Power-to-Gas-Anlage ist stark abhängig von den gegebenen Randbedingungen und gewählten Restriktionen. Ziel war es, möglichst viel Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz einzuspeisen, was gaseitig durch die Einspeisegrenze von derzeit maximal 10 Vol.-% Wasserstoff im Erdgasnetz und den variablen Gaslastgang begrenzt wird.

Stromseitig ist das überschüssige Angebot stark fluktuierend und nach derzeitigen Ausbauzielen begrenzt. Ein Ergebnis des Projekts: Nach dem Netzentwicklungsplan, den Ausbauzielen des EEG<sup>[2, 3]</sup> und unter Berücksichtigung einer gleichmäßigen Verteilung der Erneuerbaren in Deutschland sowie unter Berücksichtigung der Leistungen lokaler Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen wäre im Jahr 2050 nur in 3.082 Stunden Überschussstrom mit einer Jahresarbeit von ca. 1.670 GWh vorhanden. Bei einem Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 75 Prozent könnten damit etwa 31.800 Tonnen Wasserstoff erzeugt werden.

Dies wäre aber höchst unwirtschaftlich, da die stark schwankende zeitliche Verfügbarkeit überschüssiger Leistung eine Elektrolyseleistung von 1.068 MW (Betrieb bei 168 % in Überlast für 30 Minuten angenommen<sup>[4]</sup>) erfordert und nur zu 1.500 Volllaststunden führen würde. Bei Einhaltung der 10 Vol.-%-Grenze und der Installation von drei Power-to-Gas-Anlagen direkt hinter den Gasübernahmestationen könnten maximal ca. 15.600 Tonnen Wasserstoff in das Hochdruckgasnetz von Hamburg eingespeist werden. Ohne Pufferspeicher wäre es aufgrund der begrenzten zeitlichen Verfügbarkeit nicht möglich, diese Menge einzuspeisen.



Bei Nutzung der vorhandenen Salzstöcke im Untergrund läge das wirtschaftliche Optimum bei einer Elektrolyseleistung von ca. 270 MW, 3.200 Volllaststunden und einem geometrischen Kavernenspeichervolumen von ca. 420.000 Kubikmetern. Ein direkter Transport per Wasserstoff-Pipeline und die Nutzung in der Hamburger Industrie hätten einen größeren Effekt auf die Verdrängung von fossilem Erdgas. Maßnahmen zur Effizienzsteigerung, beispielsweise durch die Erneuerung von Heizungsanlagen, und die Regelung von großen Verbrauchern sollten die erste Priorität haben <sup>[5]</sup>.

In dem Folgeprojekt „ResiliEntEE“ wird nun untersucht, wie die gekoppelten Energiesysteme auf Störungen, wie den Ausfall einer oder mehrerer Netzkomponenten oder extreme Wetterbedingungen, reagieren. Dabei sollen folgende Fragen beantwortet werden:

- Wie kann die Versorgungssicherheit auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien garantiert werden?
- Wie wirken sich Störungen in einem Sektor (Strom, Wärme, Gas) auf die anderen Sektoren aus?
- Wie kann der Betrieb eines gekoppelten Systems hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Zuverlässigkeit optimiert werden?

So soll eine Methodik entwickelt werden, mit der die Zuverlässigkeit zukünftiger Energieversorgungssysteme bewertet werden kann. Da vor allem die Stabilität des Systems bzw. die Versorgungssicherheit ein wichtiges Kriterium ist, sollen wirtschaftliche Lösungen gefunden werden, die die Resilienz des Systems im Vergleich zu einer rein ökonomisch getriebenen Integration steigern. Mit Resilienz ist dabei die Fähigkeit eines Systems gemeint, nach einer lokalen Störung die Funktion weiterhin aufrechtzuerhalten.

Während in TransiEnt.EE das Energiesystem des Großraums Hamburg betrachtet wurde, wird in ResiliEntEE das System nun stückweise auf Norddeutschland vergrößert und dabei mit verfügbaren Daten validiert. Das Energiesystem soll mit verschiedenen Anteilen von erneuerbaren Energien (60, 80 und 100 Prozent) in den Sektoren Strom, Wärme und Gas versorgt werden, wobei der nicht-erneuerbare Anteil durch Erdgas bereitgestellt wird. Der Aufbau des Energiesystems hängt dabei von der Art des Szenarios ab: Es gibt ein dezentral- und ein zentral-orientiertes Szenario, bei denen vor allem viele kleine bzw. wenige große Erzeuger und deren Einfluss auf die Resilienz untersucht werden. Im Szenario „Netzentwicklungsplan 2025“ wird die geplante Netzstruktur der Netzentwicklungspläne untersucht und es werden sinnvolle Anpassungen vorgeschlagen, um die Resilienz zu verbessern.

Das Projekt wird von einem Forschungsbeirat begleitet, der aus Mitgliedern verschiedener Akteure im Energiesystem besteht. Gefördert wird das Projekt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03ET4048.

#### Literatur

- [1] Stiller C., Schmidt P., Michalski J., Wurster R., Albrecht U. & Bünger U., et al.: Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und Schleswig-Holstein. 2010.
- [2] 50 Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW. Netzentwicklungsplan Strom 2025 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2016.
- [3] Bundesrepublik Deutschland. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014).
- [4] Schönberger D.: P2G durch Elektrolyse - eine flexible Speicherlösung. Powertage 2016.
- [5] Andresen L., Dubucq P., Peniche Garcia R., Ackermann G., Kather A. & Schmitz G.: Transientes Verhalten gekoppelter Energienetze mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien: Abschlussbericht des Verbundvorhabens. Hamburg: 2017, doi: 10.2314/GBV: 1002659345.

#### Kontakt:

Prof. Dr. Gerhard Schmitz  
Technische Universität Hamburg-Harburg  
Institut für Technische Thermodynamik  
21071 Hamburg  
Tel.: 040 42878-3144  
E-Mail: [schmitz@tu-harburg.de](mailto:schmitz@tu-harburg.de)  
Internet: [www.tu-harburg.de](http://www.tu-harburg.de)





## *Sicher und flexibel: intelligente Vernetzung dezentraler Erneuerbare-Energien-Anlagen in einem Virtuellen Kraftwerk*

von **Tobias Romberg**, Next Kraftwerke GmbH, Köln

**Strom ist nicht immer gleich viel wert.** Diesen einfachen Umstand machen sich inzwischen nicht mehr nur die großen Energieversorger zunutze. Die Next Kraftwerke GmbH vernetzt dezentrale erneuerbare Energien und flexible Verbraucher über modernste Fernwirktechnik in einem sogenannten Virtuellen Kraftwerk. Hier wird Strom produziert und verbraucht, wenn es für das Gesamtsystem sinnvoll ist – Fluktuationen der Netzfrequenz werden so ganz einfach ausgeregelt.



**Im Zuge der Energiewende** hat die Anzahl dezentraler Anlagen zur Stromerzeugung drastisch zugenommen. Anstelle von einigen wenigen Großkraftwerken wird nun ein großer Teil der Stromproduktion von Anlagen gemeistert, deren Bemessungsleistung häufig ein Megawatt nicht überschreitet. Darüber hinaus ist eine Vielzahl der neuen Anlagen, die in den letzten Jahren ans Netz gegangen sind, Fotovoltaik- und Windkraftanlagen, die stark von Wetterbedingungen abhängig sind. Die Frage, die sich in diesem Kontext stellt, ist: Was tun, wenn der Wind nicht weht oder die Sonne nicht wie prognostiziert scheint? Eine Antwort darauf ist die Vernetzung von dezentralen Anlagen in einem Virtuellen Kraftwerk, in dem auch Biogas-, Biometan- und KWK-Anlagen vernetzt sind. Diese gasbasierten Anlagen lassen sich problemlos mithilfe einer speziellen Fernsteuertechnik von einer zentralen Leitstelle aus steuern. Gemeinsam vernetzt ist es mit diesen Einzelanlagen möglich, signifikante Mengen an flexibler Leistung zur Stromnetzstabilisierung in Form von sogenannter Regelleistung bereitzustellen.

Im Virtuellen Kraftwerk von Next Kraftwerke sind mehr als 1.000 MW an Minutenreserve und mehr als 770 MW an Sekundärreserveleistung verfügbar. Die Leitstelle des Virtuellen Kraftwerks steuert die vernetzten Anlagen auf Befehl der Übertragungsnetzbetreiber vollautomatisch und kann so im Falle von Netzschwankungen die Stromproduktion drosseln oder erhöhen und die Schwankungen ausgleichen. Die Kommunikation erfolgt in diesem Fall über

eine verschlüsselte Maschine-zu-Maschine-Kommunikation innerhalb weniger Sekunden. Die Aufgabe der Netzfrequenzstabilisierung durch Lieferung von Regelleistung ist in der Vergangenheit in der Regel von großen Gas- oder Kohlekraftwerken übernommen worden.

### **Systemstabilität im Detail**

Aber was bedeutet die Bereitstellung von Regelleistung nun konkret? Denn gerade bei gasbetriebenen Anlagen steht die Stromproduktion nicht immer an erster Stelle. Bei den Blockheizkraftwerken (BHKW) der Energielenker aus Greven liegt der Schwerpunkt beispielsweise eher auf der Wärmeproduktion. So versorgt etwa eine der Energielenker-Anlagen in Gronau mit ihren 250 kW Leistung die nebenstehende Behinderteneinrichtung inklusive der zugehörigen Werkstätten und Schule sowie weitere Nahwärmeabnehmer wie ein Schwimmbad mit jährlich etwa 1,5 GWh Wärme. Durch die Einbindung in das Virtuelle Kraftwerk ist es mit dieser Anlage dennoch möglich, über die Bereitstellung von Nahwärme hinaus für die Stabilisierung des deutschen Stromnetzes zu sorgen.

Für den Betreiber der Anlage, Stefan Kienz, sind die Einschränkungen, die sich aus der Wärmelieferungsverpflichtung ergeben, nicht so tiefgreifend wie häufig angenommen wird. „Die Pufferspeicher unserer Anlagen federn auch längere Regelleistungabrufe problemlos ab. Selbst einstündige Abrufe haben wir bereits hinter uns gebracht, ohne dass es zu Einbußen in der Wärmelieferung gekom-



men wäre“, hält Kienz fest. „Bei ganz kurzen Abrufen müssen wir nicht einmal auf die Pufferspeicher zurückgreifen, da Wärme ja ein recht träges Medium ist und sich kurzfristige Schwankungen der Stromproduktion nicht direkt in der Wärmeproduktion bemerkbar machen.“ Momentan werden die Anlagen in der Minuten- und Sekundärreserve eingesetzt.

### Systemstabilität im Überblick

Schon heute leisten gasbetriebene dezentrale Anlagen einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung des deutschen Stromnetzes. Es wird deutlich, dass Flexibilität – also möglichst schnell die Stromproduktion an geänderte Netzbedingungen anzupassen – ein sehr wertvolles Gut ist. Dies ist ein Vorteil, den viele dezentrale Anlagen gegenüber großen Kraftwerken besitzen, die oft träge und nur in sehr großen Schaltblöcken reagieren können. Darüber hinaus sind die Preise am Regelenergiemarkt in den letzten Jahren stark gesunken. Dies ist zu einem großen Teil auf die stark angestiegene Liquidität an den kurzfristigen Handelsmärkten mit der Einführung der Direktvermarktung im EEG 2012 zurückzuführen. So haben sich die gehandelten Mengen am Intraday-Markt der EPEX SPOT seit Januar 2012 nahezu verdreifacht. Ein Großteil dieses Anstiegs geht auf das Konto von Direktvermarktern und Virtuellen Kraftwerken, die Prognosekorrekturen von fluktuierenden erneuerbaren Energien im Intraday-Markt handeln. Dies wiederum bedeutet, dass Volatilitäten im System immer besser von den Marktakteuren am Spotmarkt abgefangen werden, bevor sie überhaupt über die Lieferung von Regelleistung netzseitig abgedeckt werden müssen. Dementsprechend sind die vergleichsweise recht teuren Abrufe von Regelleistung stark gesunken.

Sicherlich sind manche dieser Entwicklungen auf Einmaleffekte zurückzuführen, die regulatorisch auf einer stärkeren Marktorientierung der erneuerbaren Energien seit dem EEG 2012 basieren. Spätestens mit dem Austritt der konventionellen Überkapazitäten

aus dem deutschen Strommarkt mit dem Beginn der 2020er-Jahre werden die Würfel an den kurzfristigen Strommärkten neu geworfen. Doch auch dann werden Virtuelle Kraftwerke weiter mitmischen und ihren Beitrag zum Gesamtsystem leisten, denn aggregierte Flexibilität wird ein wertvolles Gut zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bleiben.

#### Kontakt:

Tobias Romberg  
Next Kraftwerke GmbH  
Lichtstr. 43g  
50825 Köln  
Tel.: 0221 820085-0  
E-Mail: romberg@next-kraftwerke.de  
Internet: www.next-kraftwerke.de



*Intelligent vernetzt ist es mit vielen Einzelanlagen möglich, signifikante Mengen an flexibler Leistung zur Stromnetzstabilität in Form von Regelleistung bereitzustellen.*



## Biohybrid oder Sektorenkopplung mit Bio-LNG

von **Melanie Gimmy**, Erdgas Südwest GmbH, Ettlingen



**Um die regionale Energieversorgung** nachhaltiger und effizienter zu gestalten, hat Erdgas Südwest das Konzept „biohybrid“ entwickelt. Dabei wird das Erdgasnetz in Zusammenspiel mit einem Bio-LNG-Speicher als großer Grünstromspeicher genutzt, um Strom aus Wind und Sonne sinnvoll in das Energiekonzept einer Region zu integrieren. Mit dem biohybrid-Konzept koppelt der regionale Energiedienstleister zudem die Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr.

**Kernstück der biohybrid-Anlage** ist neben einem Biomethanverflüssiger und einem Bio-LNG-Speicher eine Energiezentrale, die den hybriden Energieeinsatz regelt und so der hohen Volatilität der erneuerbaren Energien aus Sonne und Wind entgegenwirkt. Die Energiezentrale besteht im Wesentlichen aus einem Blockheizkraftwerk (BHKW) und einer Power-to-Heat-Anlage. Steht mehr Strom aus Wind und Sonne zur Verfügung als verbraucht wird, wird die Erzeugung von Wärme und Strom im BHKW reduziert und der „überschüssige“ erneuerbare Strom direkt dafür genutzt, das Biogas zu reinigen und das Biomethan zu verflüssigen. Die Wärme für die Biogasaufbereitungsanlage wird durch Pow-

er-to-Heat produziert. Das entstehende sogenannte Bio-LNG kann dann in dem Bio-LNG-Speicher gespeichert werden. Kommt es aufgrund der Witterung hingegen zu einem Energieengpass, wird die Wärme- und Stromerzeugung im BHKW wieder erhöht, zusätzlich kann das gespeicherte Bio-LNG dann wieder in den gasförmigen Zustand gebracht und in das Erdgasnetz eingespeist werden. Als Speicher für erneuerbare Energien übernimmt die biohybrid-Anlage im Infrastruktursystem also eine ähnliche Funktion wie Power-to-Gas-Anlagen.

### Mehr Flexibilität

Die biohybrid-Anlage wird am besten dort platziert, wo es große Biogasaufkommen gibt – die Wärmeabnehmer müssen jedoch nicht mehr am Ort der Biogaserzeugung sein, da das Erdgasnetz und der Transport des Bio-LNG per Lkw beide miteinander verbindet. Die Erzeugung von Bio-LNG bietet damit extrem viel Flexibilität und vielfältige Nutzungsmöglichkeiten des grünen Gases: Entweder kann das Bio-LNG zu einem beliebigen Zeitpunkt wieder verdampft und in das Erdgasnetz eingespeist oder in einem BHKW vor Ort zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden. Alter-

Quelle: Erdgas Südwest



Aus Biogas wird Bio-LNG: Bei dem biohybrid-Konzept wird Biogas zunächst zu Biomethan aufbereitet. Das Biomethan wird dann durch Herunterkühlen auf minus 162 °C zu Bio-LNG (Bio-Liquidified Natural Gas). Dabei verringert sich das Volumen deutlich: Aus 600 Kubikmetern gasförmigem Biomethan entsteht ein Kubikmeter flüssiges Bio-LNG, das z. B. in mobilen Tanks gespeichert werden kann.

nativ kann das flüssige Biomethan auch zu weiter entfernten BHKW transportiert werden. Der Energieträger kann so an jedem Ort und wann immer nötig zur Versorgungssicherheit beitragen und das auch unabhängig von infrastrukturellen Voraussetzungen wie beispielsweise dem Gasnetz, ein enormer Vorteil für strukturschwache Gebiete.

### Bio-LNG senkt Emissionen im Verkehr

Auch im Verkehrssektor gilt Bio-LNG als vielversprechende Zukunftslösung. Denn beim 100 Prozent erneuerbaren Bio-LNG ist selbst der Verbrennungsprozess CO<sub>2</sub>-neutral. Würde der alternative Kraftstoff also z. B. im Schwerlastverkehr eingesetzt werden, der über 40 Prozent der verkehrsbedingten Stickoxid-Belastung in Deutschland verursacht, könnten hier schnell deutliche Emissions- und Feinstaubminderungen realisiert werden, ohne dass dafür ein Systemwechsel und damit ein Kraftakt für die Infrastruktur nötig ist. Hierfür sind jedoch verbindliche und technologieoffene Minderungsziele im Verkehrssektor von der Politik gefordert.

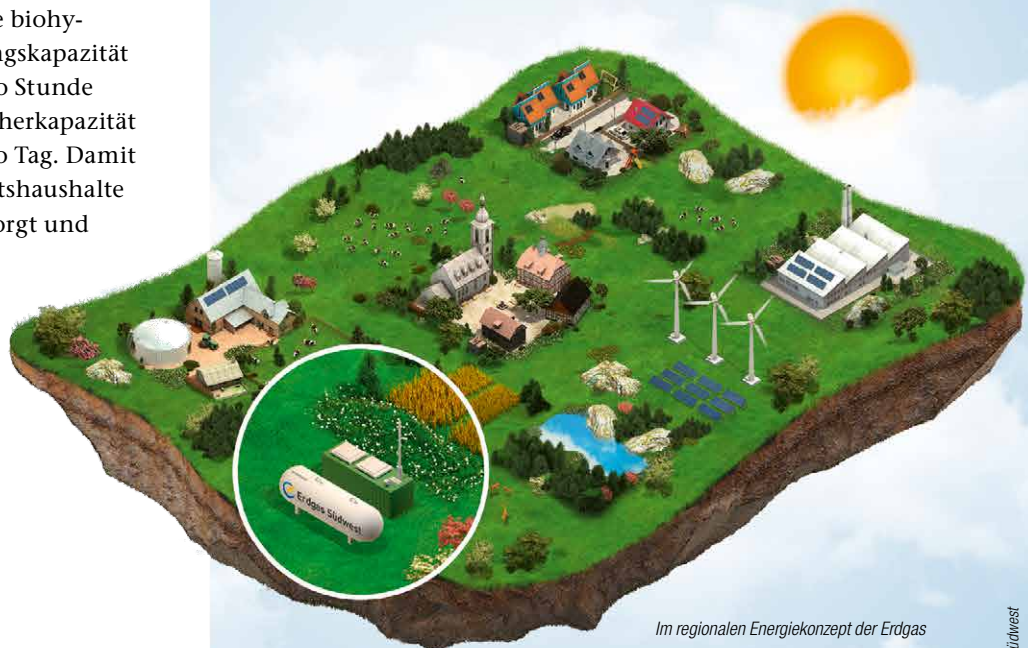
Derzeit plant Erdgas Südwest eine biohybrid-Anlage mit einer Aufbereitungskapazität von 1.000 Kubikmetern Biogas pro Stunde und einer Produktions- und Speicherkapazität von bis zu 10 Tonnen Bio-LNG pro Tag. Damit könnten rund 2.500 Durchschnittshaushalte ein Jahr lang mit Biomethan versorgt und gleichzeitig etwa 11.000 Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart werden.

#### Kontakt:

Susanne Freitag  
Erdgas Südwest GmbH  
Siemensstr. 9  
76275 Ettlingen  
Tel.: 07243 216-403  
E-Mail: s.freitag@erdgas-suedwest.de  
Internet: www.erdgas-suedwest.de

“ *Es gibt klare Dekarbonisierungsziele der Bundesregierung, die wir mit einer Elektrifizierung allein nicht werden erreichen können. Gas kann grün. Grüne Gase in Kombination mit moderner Technik und alternativen Substraten können deutlich zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen eingesetzt werden. Jedoch müssen dazu die Rahmenbedingungen sinnvoll gesteckt werden.* ”

Ralf Biehl, Geschäftsführer Erdgas Südwest



Im regionalen Energiekonzept der Erdgas Südwest werden erneuerbare Energien intelligent miteinander vernetzt. Herzstück ist eine Kontrolleinheit mit BHKW, einem Flüssiggasspeicher und einem Verflüssiger.

Quelle: Erdgas Südwest





## Großspeicherlösungen mit dem Alleskönner Wasserstoff

von Dr. Ulrich Kreutzer, Siemens AG, München

„Ich würde mein Geld auf die Sonne und die Solartechnik setzen. Was für eine Energiequelle!“, schrieb Thomas Alva Edison 1931 voller Begeisterung. Mehr als achtzig Jahre später, Ende 2016, sind weltweit Fotovoltaik-Anlagen mit einer Gesamtkapazität von mehr als 300 Gigawatt installiert. Ein wichtiger Schritt auf dem Weg zur weltweiten Dekarbonisierung, die nicht weniger bedeutet als einen kompletten Ausstieg aus fossilen Energieträgern. Doch je mehr Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien erzeugt wird, desto flexibler müssen die Stromnetze werden, damit es nicht zu einem Blackout kommt. Eine Lösung ist es, Wasserstoff als Energieträger zu nutzen. Dieser kann durch das Elektrolyse-System von Siemens auf Basis der PEM (Proton-Exchange-Membrane)-Technologie große Mengen überschüssigen Windes und Sonnenenergie in Wasserstoff umwandeln.

Speicher werden durch ihre Kapazität und ihre Speicherdauer unterschieden. Klassische Kurzzeitspeicher für Zeiträume von Minuten oder wenigen Stunden sind Batterien, Kondensatoren, Schwungrad- oder auch Druckluftspeicher. Großspeicher für mehrere Stunden sind beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke. Diese werden künftig aber nicht mehr ausreichen – ein Energiesystem mit einem Anteil von 80 Prozent erneuerbarer Energien ist ohne effiziente Großspeichertechnologien nicht denkbar.

Helfen können Technologien wie die Elektrolyse. Der dabei gewonnene Wasserstoff dient als Energieträger, mit dem elektrische Energie von wenigen Kilowatt bis hin zu Gigawatt gespeichert werden kann, und das über einen Zeitraum von mehreren Wochen. Anschließend lässt er sich als Prozessgas in der Industrie und in der Mobilität als Treibstoff für emissionsfreie Brennstoffzellen nutzen. Daneben kann er auch zu wertvollen Rohstoffen weiterveredelt werden, beispielsweise zu Ammoniak für die Düngemittelproduktion oder zu Methanol als Basischemikalie und

Treibstoff. Bei niedrigem Strompreis – heutige Solarparks im Mittleren Osten produzieren Strom für weniger als 3 US-Cent pro Kilowattstunde – lohnt sich sogar eine Speicherung und nachfolgende Rückverstromung über Gas- und Dampfkraftwerke, um die Versorgungssicherheit zu garantieren. Diese Multifunktionalität unterstreicht, welche Bedeutung die Wasserstoffelektrolyse für die weltweite Dekarbonisierung haben kann. Es sind diese Großspeicher, die ein weiterhin starkes Wachstum erneuerbarer Energien und deren Integration und Nutzung erst ermöglichen. Nur dann sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen und ein Ende des fossilen Zeitalters wird möglich.



Quelle: Siemens AG

Die Wasserstoffelektrolyse kann helfen, die Dekarbonisierung voranzutreiben. Im Herzstück eines Elektrolyseurs, dem sogenannten Stack, wird das Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten.



Das Besondere der PEM-Elektrolyse ist die protonenleitende Proton-Exchange-Membrane. Ihre spezielle Eigenschaft: Sie ist durchlässig für Protonen, aber nicht für Gase wie Wasserstoff oder Sauerstoff.

Deshalb arbeiten Siemens-Experten bereits an der zweiten Generation eines innovativen Elektrolyse-Systems auf Basis der PEM-Elektrolyse, dem Silyzer 300. Der Name PEM ist abgeleitet von der protonenleitenden Membran, der sogenannten Proton-Exchange-Membrane. Ihre spezielle Eigenschaft: Sie ist durchlässig für Protonen, aber nicht für Gase wie Wasserstoff oder Sauerstoff. Damit fungiert sie als Feststoffelektrolyt und übernimmt zusätzlich die Aufgabe des Separators, der die Vermischung der Produktgase verhindert. Auf ihrer Vorder- und Rückseite sind Elektroden aus Edelmetall angebracht, die mit dem Plus- und Minuspol der Spannungsquelle verbunden sind. Hier findet die Wasserspaltung statt. Im Vergleich zur traditionellen Alkali-Elektrolyse ist die PEM-Technologie ideal geeignet, um Wind- und Sonnenstrom, der volatil, also unregelmäßig erzeugt wird, aufzunehmen, da ein schnelles Ein- und Ausschalten ohne Vorwärmen möglich ist.

Siemens betreibt mehrere solcher Anlagen bei unterschiedlichen Kunden in Europa. Die derzeit weltweit größte PEM-Elektrolyseanlage im Betrieb steht bei einer Ö Raffinerie in Hamburg und verfügt über eine Elektrolyseleistung von 5 Megawatt (MW). In Österreich baut Siemens gemeinsam mit mehreren Partnern die erste Anlage der neuen Produktgeneration Silyzer 300. Geplante Leistung: 6 MW. Und das ist erst der Anfang. Denn je größer die umwandelbaren Strommengen sind, desto größer auch die Kapazitäten potenzieller Anlagen. Daher sind Kunden

aus sonnen- und windreichen Regionen besonders interessant. Derzeit laufen Gespräche mit Interessenten, die in Größenordnungen von bis zu 500 MW denken.

Doch nicht nur wertvoller Wasserstoff lässt sich über die Elektrolyse gewinnen. Siemens-Experten erforschen, welches Potenzial die Speicherung von Kohlenwasserstoffen und Ammoniak birgt. Auch sie arbeiten mit einem Elektrolyseur und wandeln mit erneuerbarem Strom Kohlendioxid in Kohlenmonoxid (CO). Die aktuelle Pilotanlage braucht 5 Kilowattstunden, um ein Kilo CO zu erzeugen. Das Gas kann dann als Zwischenprodukt für Spezialchemikalien oder CO<sub>2</sub>-neutrale Treibstoffe genutzt werden. Die Vision: aus einem gefährlichen Treibhausgas Wertstoffe erzeugen und die Mobilität revolutionieren. Diese erfinderische Weitsicht hätte Thomas Alva Edison ganz sicherlich beeindruckt.

**Kontakt:**

Dr. Ulrich Kreutzer  
Siemens AG  
Otto-Hahn-Ring 6  
81739 München  
Tel.: 089 636-634603  
E-Mail: ulrich.kreutzer@siemens.com  
Internet: www.siemens.com



Quelle: Siemens AG

Erneuerbare Energien stellen die Stromnetze vor große Herausforderungen. Helfen können Technologien wie die Elektrolyse. Sie wandelt mit elektrischer Energie Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff. Letzterer dient als Speichermedium, Energieträger, CO<sub>2</sub>-neutraler Treibstoff oder Ausgangsstoff für viele industrielle Anwendungen.



## Grüner Wasserstoff für die Verkehrswende in Nordfriesland

von **Ove Petersen**, Gründer und Geschäftsführer der GP JOULE GmbH, Reußenköge

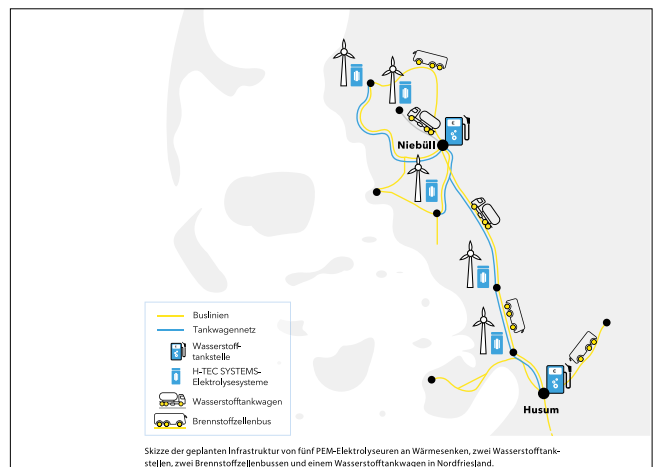
**Auf dem Unternehmensgelände** in Reußenköge betreibt GP JOULE den ersten in Schleswig-Holstein installierten Wasserstoff-PEM-Elektrolyseur der Megawattklasse. Mit diesem Elektrolyseur lässt sich bereits heute Wasserstoff aus erneuerbaren Energien im industriellen Maßstab kostengünstig herstellen, um diesen z. B. als klimafreundlichen Kraftstoff im Verkehr zu nutzen. Im Rahmen eines Verbundvorhabens hat GP JOULE gezeigt, dass die Verbindung von Strom, Wärme und Mobilität aus überschüssigen erneuerbaren Energien regionale, klimafreundliche Wertschöpfung schafft und nachweisbar zur Steigerung der Akzeptanz des Erneuerbaren-Ausbaus in der Bevölkerung beiträgt.

Durch die günstigen Bedingungen von Wind und Sonne kann Schleswig-Holstein seinen Stromverbrauch rechnerisch bereits heute allein aus erneuerbaren Energien immer kostengünstiger CO<sub>2</sub>-frei decken. Doch die Etablierung des sogenannten „Netzausbaugebiets“ deckelt den Ausbau der Windenergie an Land im Norden auf 902 MW jährlich – der Ausbau der Erneuerbaren wird dadurch extrem gebremst und damit ihr Potenzial zum Klimaschutz teilweise ungenutzt gelassen. Anhand des Wasserstoffmobilitätsprojekts will GP JOULE zeigen und direkt erlebbar machen, wie das immense Potenzial und Aufkommen an Sonnen- und Windstrom in Schleswig-Holstein mittels der Power-to-Gas-Technologie für klimafreundliche Anwendungen im regionalen Mobilitätssektor sinnvoll und kosteneffizient nutzbar gemacht werden kann. Wasserstoff als gasförmiger und speicherbarer Energieträger ist dabei der Schlüssel des Vorhabens: Das Wasserstoffmobilitätsprojekt sieht konkret vor, dass fünf in Nordfriesland installierte Power-to-Gas-Anlagen mittels PEM-Elektrolyse erneuerbaren Strom in Wasserstoff umwandeln. Der Wasserstoff wird gespeichert, per LKW transportiert und anschließend über zwei Wasserstoff-Tankstellen in Husum und Niebüll an zwei Brennstoffzellenbusse abgegeben, die im regulären öffentlichen Personennahverkehr auf Linienstrecken unterwegs sein sollen.

### Höchste Effizienz für die sektorenübergreifende Dekarbonisierung

Damit die eingesetzte Energie so effizient wie möglich genutzt werden kann, verfolgt das Verbundvorhaben das Ziel, bei der Herstellung von Wasserstoff einen Gesamtwirkungs-

grad von nahezu 100 Prozent zu erreichen. Durch den Einsatz der hocheffizienten PEM-Elektrolyse-Stacks finden sich 75 Prozent der zugeführten Energie nach dem Elektrolyseprozess in dem gewonnenen Wasserstoff wieder. 25 Prozent der eingesetzten Energie fallen als Prozesswärme an. Um die Power-to-Gas-Anlage noch effizienter zu betreiben, wird die Prozesswärme mittels Wärmetauscher ausgekoppelt und in vorhandene Wärmesenken, also dezentrale Wärmenetze, nahe an den Standorten der Elektrolyseure eingespeist. Somit können angebundene Haushalte und Betriebe mit klimafreundlicher, erneuerbarer Wärme versorgt werden. Auf diese Weise kann das gesamte energetische Potenzial der Windkraftanlagen sinnvoll durch eine intelligente Sek-



Infrastruktur des Wasserstoffmobilitätsprojekts in Nordfriesland: fünf PEM-Elektrolyseure an Wärmesenken, zwei Wasserstofftankstellen, zwei Brennstoffzellenbusse und ein Wasserstofftankwagen.

Quelle: GP JOULE



torenkopplung ausgeschöpft werden und damit spürbar zu einer CO<sub>2</sub>-Reduktion gerade auch in den treibhausgasintensiven Sektoren Mobilität und Wärme beitragen.

Neben dem enormen CO<sub>2</sub>-Einsparungspotenzial kann mit der Wasserstoffversorgung von emissionsfreien Brennstoffzellenfahrzeugen im regionalen ÖPNV zudem das CO<sub>2</sub>-freie Wertschöpfungspotenzial in der Region sichtbar gemacht bzw. demonstriert werden. Gerade die Veredelung von erneuerbaren Energien vor Ort schafft eine Basis dafür, lokal erzeugten Wasserstoff künftig auch als Kraft- und Treibstoff für den Schwerlast- und Schienenverkehr sowie in der Schifffahrt regional in Nordfriesland und darüber hinaus einzusetzen. Damit kann der Importbedarf von CO<sub>2</sub>-intensiven Energieträgern und Kraftstoffen, die aus Erdöl oder Kohle gewonnen werden, sukzessive immer weiter reduziert werden. Zudem lassen sich Power-to-Gas-Anlagen an das öffentliche Gasnetz anbinden und können so über die Einspeisung von grünem Wasserstoff den „Content-Switch“ in der Energieversorgung ermöglichen und zudem zur Vermeidung zusätzlichen Stromnetzausbaubedarfs beitragen.

### Akzeptanz durch Wertschöpfung in der Region

Durch die Möglichkeit, wasserstoffbetriebene ÖPNV-Busse im Alltag individuell zu nutzen, können Bürger und Bürgerinnen die Innovationen rund um erneuerbare Energien und Sektorenkopplung unmittelbar erleben. Neben der emotionalen Erlebbarkeit der Energiewende steht bei dem Wasserstoffmobilitätsprojekt durch die Einbindung von Bürgerwindparks und Gemeinden auch die finanzielle Beteiligung von Bürgern und Bürgerinnen sowie Kommunen im Fokus. Diese umfassende Beteiligung zahlreicher Akteure vor Ort an der zusätzlichen Wertschöpfung aus erneuerbaren Energien trägt nachweisbar dazu bei, die Akzeptanz für den weiteren Ausbau von EE-Anlagen in Schleswig-Holstein zu festigen und zu steigern.

Gerade die Akzeptanz der Bürger und Bürgerinnen ist für die zukünftige Energieinfrastruktur und damit für den Weg von einer Stromerzeugungswende zu einer echten sektorenübergreifenden Energiewende in Schleswig-Holstein und weit darüber hinaus eine Schlüsselvoraussetzung.

### Nachweislich umsetzbar und in der ersten Planungsphase

Weder aus technischer noch aus genehmigungsrechtlicher oder wirtschaftlicher Perspektive weist das Wasserstoffmobilitätsprojekt signifikante Hürden auf. Dies konnte

## INFOKASTEN



Quelle: GP JOULE

Im Jahr 2015 wurde von GP JOULE der erste PEM-Elektrolyseur in Betrieb genommen. Dieser befindet sich jetzt in der dritten Ausbauphase. Mit einer Anschlussleistung von bereits 350 Kilowatt wird damit Wasserstoff aus EE-Strom erzeugt und flexibel mit Biogas in einem Blockheizkraftwerk gemischt und verbrannt. Dadurch kann im Rahmen des Projekts Stromlückenfüller rund um die Uhr CO<sub>2</sub>-freier Strom sowie erneuerbare Wärme erzeugt und verbraucht werden.

durch externe Gutachter in einer von GP JOULE beauftragten Machbarkeitsstudie plausibilisiert und nachgewiesen werden. Zudem haben die Ergebnisse der Studie verdeutlicht, dass das Verbundvorhaben als wegweisend für eine klima-, wirtschafts- und industriepolitisch nachhaltige und effektive Energiewende betrachtet werden kann, indem es die innovative Elektrolysetechnologie und das grüne Gas Wasserstoff systemisch und sektorenübergreifend integriert.

Die ersten Vorbereitungen zur Umsetzung des Wasserstoffmobilitätsprojekts sind bereits getroffen. Derzeit gehen wir davon aus, dass 2019 die ersten Brennstoffzellenbusse mit grünem Wasserstoff aus der Region im ÖPNV in Nordfriesland fahren werden.

#### Kontakt:

Ove Petersen  
GP JOULE GmbH  
Cecilienkoog 16  
25821 Reußenköge  
Tel.: 04671 602411-0  
E-Mail: info@gp-joule.de  
Internet: www.gp-joule.de



## „WindGas Hamburg“ – Ganz Hamburg wird zur Speicherstadt

von **René Schoof**, Fachabteilungsleiter Operational Performance Surface Storage Facilities, Uniper Energy Storage GmbH & **Maike Dupont M.A.**, Stakeholder Relations, Uniper Energy Storage GmbH

**Hauptziel des Projektes „WindGas Hamburg“ war es**, ein innovatives Membranelektrolyseverfahren mit einer elektrischen Anschlussleistung von 1 MW zu entwickeln und zu betreiben. Der effiziente PEM-Elektrolyseur (Proton-Exchange-Membrane-Elektrolyseur) optimiert sowohl die technischen als auch die wirtschaftlichen Bedingungen für die Umsetzung des Power-to-Gas-Konzeptes und eröffnet somit leistungsfähige Perspektiven für das Geschäftsmodell als kosteneffizientes und umweltfreundliches Verfahren zur Speicherung erneuerbarer Energie.

Ansicht Elektrolyse-Container



**Die PEM-Elektrolyse** hat enormes Potenzial: Die sogenannten Stacks, d. h. die Zellenstapel, die das Herzstück des Elektrolyseurs bilden, nehmen nur ein Dreißigstel des Raumes ein, der bei der bislang eingesetzten alkalischen Elektrolyse nötig wäre. Gegenüber der herkömmlichen Technologie setzt diese Anlage Akzente bei Kompaktheit und Leistung und verspricht erhebliche Vorteile beim Einsatz unter wechselnden Lastbedingungen. Der hohe Energiebedarf der Metropolregion, die Lage zwischen den windreichen Küsten von Nord- und Ostsee sowie das Vorhandensein der notwendigen Strom- und Gasinfrastruktur machen Hamburg-Reitbrook zu einem idealen Standort.

#### Die Projektziele wurden erfüllt:

- Entwicklung eines PEM-Stacks mit einer elektrischen Anschlussleistung von 1 MW und einer Überlastfähigkeit bis 1,5 MW
- Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs (225 Nm<sup>3</sup>/h bzw. 290 Nm<sup>3</sup> bei Überlast) in das Erdgasverteilnetz
- Einsatz innovativer Technologie in einer bestehenden Gasinfrastruktur

Mit der Anlage zeigt Uniper, dass die Power-to-Gas Technologie ein sehr hohes Potenzial zur Weiterentwicklung besitzt. So ist die Effizienz der Anlage rund 10 Prozent höher als die der Anlage in Falkenhagen (siehe S. 38) und dies bei einem sehr viel geringeren Platzbedarf. Zudem konnte der Ausgangsdruck des Elektrolyseurs so weit gesteigert werden, dass die Einspeisung des grünen Wasserstoffes in das Erdgasnetz mit bis zu 25 bar ohne zusätzliche Verdichter erfolgen kann.

Während der Betriebsphase wurde gemeinsam mit dem Netzbetreiber ermittelt, dass die Einspeisung von Wasserstoff in das Hamburger Gasnetz, bei Einhaltung des Grenzwertes entsprechend des DVGW-Regelwerks, keine negativen Auswirkungen auf die Gasendanwendungen hat. Hinsichtlich der Dynamik des Elektrolyseurs ergaben erste Tests, dass die PEM-Technologie ohne Weiteres die Anforderungen für die Erbringung von Primärregelleistung erfüllt. Dies stellt einen weiteren wichtigen Schritt auf dem Weg zur Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem dar.

Das Projekt wurde gemeinsam mit weiteren Partnern entwickelt und durchgeführt. Dabei entwickelte die Firma SolviCore, heute Greenerity, die Membranelektrodeneinheiten, den Grundbestandteil des Elektrolyseurs. Die Firma Hydro-

genics übernahm die Konstruktion und Fertigung des PEM-Stacks sowie die Konfektionierung des kompletten Elektrolysecontainers. Uniper war für die Errichtung der Gesamtanlage inklusive Trafostation, Messanlage und Automationstechnik sowie für den Praxisversuch und den Betrieb des Prototyps am Standort Hamburg-Reitbrook zuständig. Die wissenschaftliche Begleitung des Projekts erfolgte durch das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt sowie das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme.

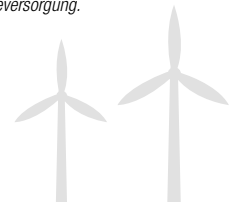
Das Modellprojekt hatte ein Gesamtbudget von 13,5 Millionen Euro. 52 Prozent der Kosten trug das Projektkonsortium, 48 Prozent stellte das Nationale Innovationsprogramm Wasser- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur bereit. Der Regelbetrieb der Anlage erfolgte von 2015 bis 2016.

#### Kontakt:

René Schoof  
Uniper Energy Storage GmbH  
Ruhrallee 80  
45136 Essen  
Tel.: 0201 94614-565  
E-Mail: rene.schoof@uniper.energy  
Internet: www.uniper.energy



*Mit dem Hamburger „WindGas-Projekt“ werden zwei zentrale Herausforderungen der Energiewende angegangen: der Mangel an Speichern für regenerativ erzeugten Strom und die Kapazitätsengpässe in den Stromnetzen. Die Technologie leistet darüber hinaus einen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien in die Energieversorgung.*







# Kapitel 2: Grüne Gase

## *Grüne Gase für effektiven Klimaschutz*

**Der Energieträger Gas**, das ist längst nicht mehr nur das altbekannte fossile Erdgas. Mit Biomethan, Wasserstoff aus Power-to-Gas und synthetischem Methan stehen zunehmend regenerativ gewonnene Alternativen zur Verfügung – im Energiesystem der Zukunft könnte Gas sogar zu 100 Prozent erneuerbar bzw. treibhausgasneutral sein. Das ist nicht nur gut für die Gaswirtschaft, sondern auch für das Klima. Denn mit dem zunehmenden Einsatz grüner Gase wird die CO<sub>2</sub>-Belastung in den Verbrauchssektoren Wärme, Industrie und Mobilität weiter gesenkt und der Prozess der Dekarbonisierung noch schneller vorangetrieben. Die bereits vorhandene Gas-Infrastruktur für Speicherung, Transport und Verteilung macht es möglich, dass mit dem Content-Switch, also der kontinuierlichen Erhöhung des Anteils grüner Gase, sofort begonnen werden kann.

**Noch ist Biogas** das mengenmäßig dominierende grüne Gas. Derzeit sind in Deutschland ca. 9.000 Biogasanlagen in Betrieb, das hier erzeugte Biogas wird hauptsächlich direkt vor Ort in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zur Stromerzeugung eingesetzt. Der kleinere Teil wird zu Biomethan „veredelt“ und in die Gasinfrastruktur eingespeist. Während Windkraft und Photovoltaik jahres- und tageszeitenabhängig sind, ist die Biogasnutzung sehr gut plan- und steuerbar und deshalb ein wichtiger Baustein für eine nachhaltige, sichere und bedarfsgerechte Energieversorgung. Durch die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und die anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz ist nicht nur eine überregionale Nutzung, sondern auch eine saisonale Speicherung problemlos möglich. Vor diesem Hintergrund hat der DVGW

im Jahr 2013 die Potenziale für eine nachhaltige Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland detailliert untersucht. Die Ergebnisse können Sie ab Seite 36 nachlesen.

Biogas kann auch dauerhaft einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten, Voraussetzung sind jedoch intelligente und systemdienliche Nutzungskonzepte und ein politischer Kurs, der Investitionssicherheit bietet sowie marktwirtschaftlich faire Rahmenbedingungen. Durch sogenanntes „Pooling“, wie es die „Biogaspartner Bitburg GmbH“ bereits umsetzt und ab Seite 26 beschreibt, können Biogasanlagen intelligent zusammengeschlossen und so regionale Wertschöpfung und optimale Entwicklungsperspektiven für alle Beteiligten geschaffen werden. Und schließlich können Erdgas und Biogas auch einen erheblichen Beitrag für den Gebäudesektor leisten, wie Klaus-Peter Dietmayer, Geschäftsführer der erdgas schwaben, in seinem Beitrag ab Seite 28 darlegt.

Neben Biomethan werden in Zukunft grüner Wasserstoff und synthetisches Methan eine immer größere Rolle spielen. Beide Gase werden in einem ersten Schritt über die Pow-

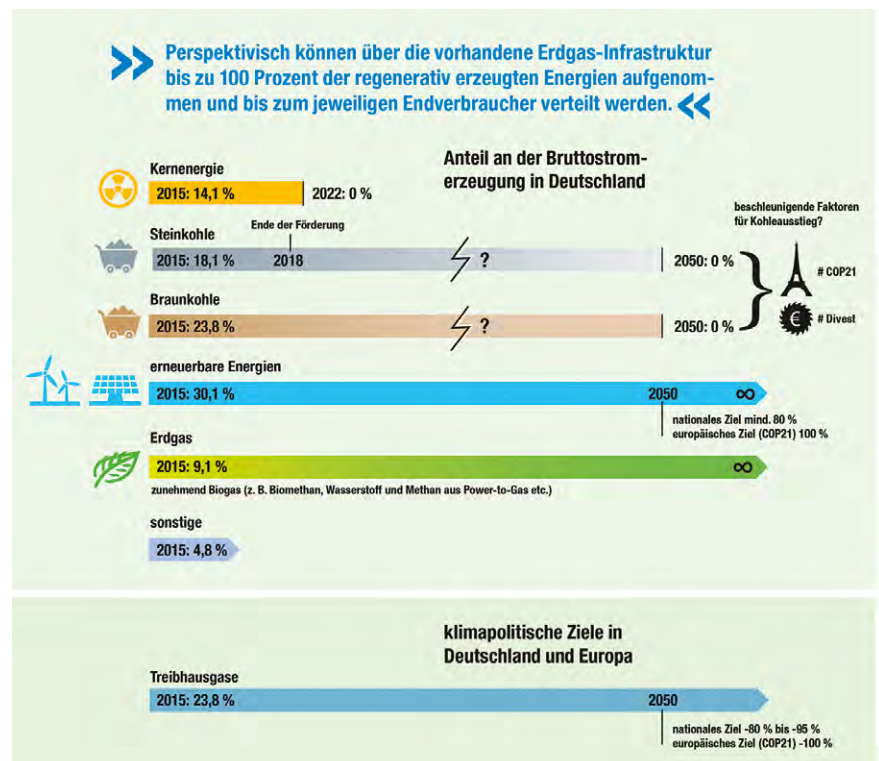
er-to-Gas-Technologie erzeugt, bei der erneuerbarer Strom dazu genutzt wird, Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff aufzuspalten (Elektrolyse). Bereits heute müssen v. a. Windkraftanlagen oft abgeschaltet werden, weil sie wetterbedingt mehr Strom erzeugen als gerade gebraucht wird und das Stromnetz diese „überschüssigen“ Strommengen nicht mehr aufnehmen kann. Diese Fälle werden zukünftig weiter zunehmen, was eindeutig für die umfassende Nutzung der Power-to-Gas-Technologie spricht. Darüber hinaus sind die Kosten für die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff als Energieträger schon heute häufig niedriger als die Gesamtkosten für den Stromnetzausbau und die Speicherung von Strom.

Das Power-to-Gas-Verfahren, das ursprünglich v. a. in der chemischen Industrie zum Einsatz kam, ist mittlerweile auch im Energieerzeugungsbereich weit über den Forschungs- und Entwicklungsstatus hinaus. Bis zu 10 Prozent Wasserstoff können derzeit in das bestehende Gasnetz eingespeist werden, wie u. a. folgende Projektbeispiele belegen: So hat die Schleswig-Holstein Netz gemeinsam mit den Projektpartnern E.ON, DVGW und Enerness die Einspeisung von bis zu 10 Prozent Wasserstoff ins Erdgasnetz in den nordfriesischen Gemeinden Klanxbüll und Neukirchen erfolgreich getestet (siehe S. 32). Und seit Oktober 2016 erzeugt die Windgas Haßfurt Wasserstoff aus erneuerbarem Strom, der direkt in das örtliche Gasverteilnetz eingespeist und dort mit dem Erdgas vermischt wird (siehe S. 30).

In einem weiteren Schritt kann der Wasserstoff mit Kohlenstoff verbunden und Methan erzeugt werden. Das für

diesen Methanisierungsprozess benötigte CO<sub>2</sub> kann aus Kraftwerken oder aus der Industrie gewonnen und somit in Biomethananlagen recycelt werden, sodass es nicht emittiert wird. Ein weiterer Vorteil des synthetischen Methans ist, dass es sich chemisch nicht von herkömmlichem Erdgas unterscheidet und deshalb in unbegrenzter Menge in die vorhandene Gasinfrastruktur eingespeist werden kann. Im Rahmen des europäischen Verbundprojektes „STORE&GO“ wird die Methanisierung an zwei Standorten getestet: Im brandenburgischen Falkenhagen betreibt Uniper bereits seit 2012 eine Power-to-Gas-Anlage, die nun um eine Methanisierung erweitert wird (siehe S. 38). Um die Power-to-Gas-Anlage im schweizerischen Zuchwil geht es in dem Beitrag ab Seite 34. Hier wird unter Leitung der Regio Energie Solothurn eine biologische Methanisierung, bei der sogenannte Archaeen (Urbakterien) Wasserstoff in Methan umwandeln, realisiert.

Die zunehmende Erzeugung und Nutzung grüner Gase ist für das Gelingen der Energiewende unbedingt notwendig. Die im folgenden Kapitel vorgestellten Projekte zeigen auf, dass aus grauer Theorie längst Praxis geworden ist. Die Bundesregierung sollte nun ein klares Signal für die hohe Relevanz der Steigerung des Anteils grüner Gase im Energiemix setzen und für den entsprechenden ordnungspolitischen und regulatorischen Rahmen sorgen. So kann Deutschland seine Klimaziele effektiv erreichen und zugleich erfolgreicher Industriestandort mit hoher inländischer Wertschöpfung bleiben und wichtiger Exporteur von Energietechnologien werden.



Quelle: Zahlen für 2015: AG Energiebilanzen e. V.



## Biogas innovativ vernetzt

von Jan Maier, SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH

**Mit ihrem Biogasverbundprojekt** sorgt die „Biogaspartner Bitburg GmbH“ für regionale Wertschöpfung und optimale Entwicklungsperspektiven für alle Beteiligten. Eine rund 45 Kilometer lange Biogasleitung sammelt zukünftig das Rohbiogas bereits vorhandener Anlagen ein und transportiert es zu einer zentralen Aufbereitungsanlage. Dort wird das Biogas auf Erdgasniveau veredelt und als Biomethan ins Gasnetz eingespeist. So schaffen die Biogaspartner Bitburg, eine gemeinsame Gesellschaft der SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH, des privaten Entsorgungsbetriebs Lucia Francois GmbH und der Landwerke Eifel AöR, die Voraussetzungen für einen wichtigen Baustein der regionalen Energiewende.

**Die Biogasleitung** samt Aufbereitungsanlage soll im Laufe des Jahres 2018 im Rahmen des Projektes „Regionales Verbundsystem Westeifel“ (siehe Infokasten) verlegt werden. So erhalten die Landwirte eine neue Perspektive, denn für viele Biogas-Anlagen im Projektgebiet läuft die 20-jährige Vergütung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und somit die Grundlage für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage in Kürze aus. Dieses regionale Potenzial möchten die Stadtwerke Trier (SWT) zukünftig nutzen und so ihren Bioerdgas-Einkauf am freien Markt reduzieren. „Damit halten wir die Wertschöpfung in der Region und machen einen großen Schritt in Sachen regionaler Energieabgleich“, erläutert SWT-Technikvorstand Arndt Müller.

Die Ziele: Durch die flexible Verstromung des Bioerdgases in den SWT-eigenen Blockheizkraftwerken kann die fluktuierende Stromerzeugung der erneuerbaren Energien in der Region ausgeglichen werden. Zweitens können die Kunden von einem nachhaltigen regionalen Energieprodukt profitieren. Und drittens schafft der Bau einer zentralen Aufbereitungsanlage auch optimale Voraussetzungen für den möglichen Aufbau einer Power-to-Gas-Anlage, wenn die wirtschaftlichen Voraussetzungen für diese Technologie gegeben sind.

### Das Biogas-Projekt in Zahlen

Insgesamt stehen 48 Biogasanlagen in räumlicher Nähe zur neuen Trasse zur Verfügung. Diese können zusammen etwa 10.000 Kubikmeter Rohbiogas pro Stunde produzieren. Auf

### INFOKASTEN

#### Das Regionale Verbundsystem Westeifel

Kernstück des Verbundsystems ist der Bau einer neuen integrierten Leitungstrasse für Trinkwasser, Strom, Erdgas, Biogas und Telekommunikation. Die Trasse soll künftig von der nördlichen Landesgrenze zu Nordrhein-Westfalen bis nach Trier im Süden verlaufen. Durch die geschickte Nutzung der topografischen Gegebenheiten kann der regionale Energieeinsatz für die Trinkwasserversorgung minimiert werden. Unter Einbindung regionaler regenerativer Energieanlagen, wie Biogas, Wind, Sonne und Wasser, und die Optimierung und intelligente Steuerung der Lastprofile – beispielsweise von Kläranlagen, Trinkwasseranlagen oder Industriekunden – schafft das Projekt einen Energieabgleich in der Region und leistet somit einen entscheidenden Beitrag für den regionalen Klimaschutz. Rund 245.000 Bürgerinnen und



Quelle: KfE

Bürger profitieren von einer bezahlbaren Energie- und Wasserversorgung durch das neue Verbundsystem. Nebenbei könnten bis zu 27.000 Haushalte und viele Gewerbegebiete an dem im Projekt mitverlegten Glasfasernetz partizipieren. Das Umweltministerium des Landes Rheinland-Pfalz fördert das Regionale Verbundsystem Westeifel – konkret den Aufbau des Wasserverbundsystems – in den kommenden acht Jahren mit rund 25 Mio. Euro.



INFOKASTEN



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



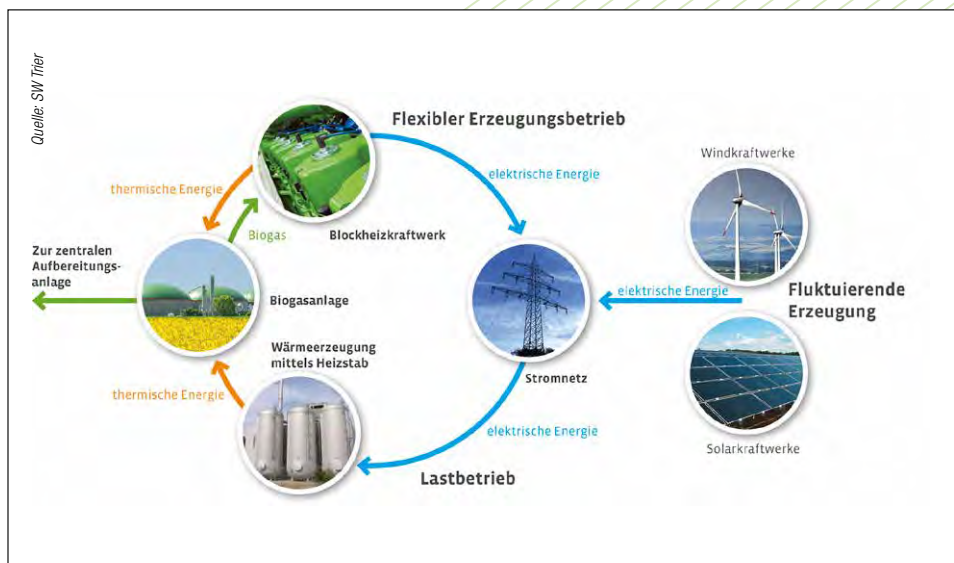
Das Projekt „Designnetz“ wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert und in den Bundesländern Rheinland-Pfalz, Nordrhein-Westfalen und Saarland unter der Federführung von innogy SE umgesetzt. Insgesamt 46 Projektpartner aus Wirtschaft, Industrie, Wissenschaft sowie Politik bringen innerhalb der nächsten vier Jahre ihr Know-how in das Konsortium ein. Alleine elf Partner aus Rheinland-Pfalz sind im Projekt „Designnetz“ beteiligt und erhalten eine Förderung des BMWi von rund 8,6 Millionen Euro.

Jahr gerechnet entspricht das rund 64 Millionen Kilowattstunden. Damit kann rechnerisch ein gutes Drittel des jährlichen Erdgasbedarfs der nahe gelegenen Stadt Bitburg mit ihren 14.000 Einwohnern gedeckt werden. Zum Projektstart werden sieben Biogasanlagen ihr Rohbiogas einspeisen. Das Biogas wird dezentral eingesammelt und an einem zentralen Standort in der Nähe von Bitburg zu Bioerdgas (Biomethan) aufbereitet. Dieses Biomethan kann anschließend in unbegrenzten Mengen in das bereits vorhandene Erdgasnetz der Stadtwerke Trier eingespeist und dann zur Verstromung in Blockheizkraftwerken mit Wärmenutzung verwendet werden. Die Kooperation zwischen kommunalem Energieversorger, Privatunternehmen und Landwirten ist ein gutes Praxisbeispiel, wie die Energiewende vor Ort umgesetzt werden kann.

Die intelligente Vernetzung und die markt-, netz- und systemdienliche Steuerung dieses sogenannten Biogasverbunds über selbstlernende Softwaresysteme wird im Rahmen des Forschungsprojekts „Designnetz“ untersucht und umgesetzt. An einer der angebundenen Biogasanlagen wird das Blockheizkraftwerk im Rahmen des Forschungsprojekts um einen Elektroerhitzer ergänzt. So wird die Wärmeversorgung sichergestellt und es kann flexibel zwischen dem Betrieb des Blockheizkraftwerks und des Elektroerhitzers gewechselt werden. Im Rahmen des Projekts wird untersucht, welchen Beitrag diese Sektorenkopplung zwischen Strom, Wärme und Biogas leisten kann, um das zukünftige Energiesystem auszuregulieren.

**Kontakt:**

Jan Maier  
 Stadtwerke Trier AöR  
 Ostallee 7–13  
 54290 Trier  
 Tel.: 0651 717-3400  
 E-Mail: jan.maier@swt.de  
 Internet: www.swt.de



Im Rahmen des Projekts DESIGNETZ werden Biogasanlagen intelligent mit einem BHKW und einem elektrisch betriebenen Heizstab verknüpft: Steht mehr Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung, als das Stromnetz aufnehmen kann, wird die Stromproduktion im BHKW abgeregelt und zusätzlich ein strombetriebener Heizstab angeschaltet. Die erzeugte Wärme wird für den Gärprozess in der Biogasanlage genutzt. Erzeugen die erneuerbaren Energien hingegen zu wenig Strom, wird die Stromproduktion im BHKW hochgefahren und der elektrisch betriebene Heizstab ausgeschaltet. Die für den Gärprozess benötigte Wärme wird dann aus dem BHKW zur Verfügung gestellt. So kann flexibel zwischen einem Erzeugungsbetrieb und einem Lastbetrieb gewechselt und das Stromnetz stabil gehalten werden.



## Mit Erdgas und Bio-Erdgas Lösungen für den Wärmemarkt schaffen

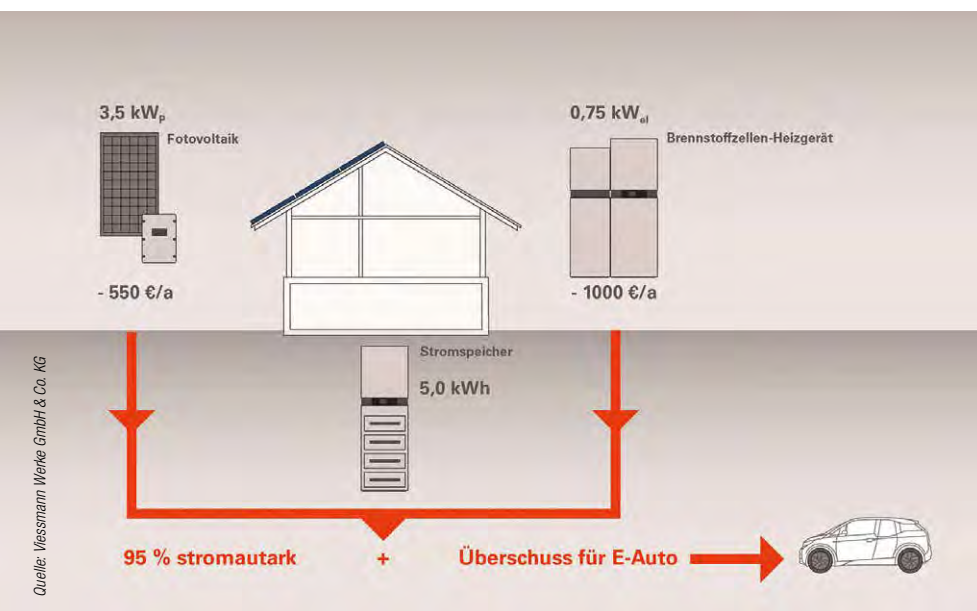
von **Klaus-Peter Dietmayer**, Geschäftsführer der erdgas schwaben gmbh, Augsburg

**Im Zuge der Energiewende** gestaltet sich die Suche nach der richtigen Technologie für die Energieversorgung der Zukunft immer schwieriger. Wer neu baut oder saniert, hat die Qual der Wahl, was das richtige Energieerzeugungssystem betrifft. Die Frage nach der ökologischsten, wirtschaftlichsten und effizientesten Technik beschäftigt nicht nur das politische Umfeld, sondern auch jeden Bauherrn, ob Privatmann oder Bauträger. Die erdgas schwaben GmbH treibt die Energiewende im Wärmemarkt mit innovativen Lösungen auf Basis von Erdgas und Bio-Erdgas voran.

**Die Rahmenbedingungen für die Entscheidung** über das neue Energiekonzept geben dabei die Energie-Einsparverordnung (EnEV) und das Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) vor. Ein weiterer wichtiger Aspekt für den Bauherrn ist der Energie- oder KfW-Standard. Ob KfW70 (der Primärenergieverbrauch liegt dabei bei 70 % des vorgegebenen Standards der EnEV), KfW55, KfW40 oder gar KfW40+ (dabei wird zusätzlich Energie erzeugt) – die Lösungswege zum energieeffizienten Haus sind vielfältig.

Von der Politik wird momentan der Einbau von Elektrowärmepumpen in neue Häuser als ideale Lösung favorisiert, um die Elektrifizierung des Wärmemarktes voranzutreiben. Die „einfache“ Lösung mit Pellets und Elektrowärmepumpe stellt zwar auf den ersten Blick keine weiteren Anforderungen an Anlagentechnik und Wärmedämmstandard, ist aber – wenn man die Lebensdauer einer Wärmeerzeugungsanlage berücksichtigt – oft nicht die wirtschaftlichste Lösung. Zudem steht der Strom für die Wärmeerzeugung aufgrund der volatilen Energiequellen wie Sonne und Wind nicht immer dann zur Verfügung, wenn er zum Heizen benötigt wird.

Die Kombination aus Strom- und Wärmeerzeugung mit Mini-Blockheizkraftwerken oder Brennstoffzellen stellt zwar aus Planungssicht etwas höhere Anforderungen an die Technik und die Abstimmung der Gewerke, bietet aber auch im Hinblick auf die gestiegenen Strompreise oft eine wirtschaftliche Alternative zu Wärmepumpe, Pellets und Co. Neben der Entlastung der Netze bietet die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) einen höheren Autarkiegrad und kann sogar bei zu viel oder zu wenig Strom im Netz als Regelenergie einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Um



Quelle: Vessmann Werke GmbH & Co. KG

Maximale Unabhängigkeit durch Strom von Sonne und Heizung. Ein Mikro-KWK in Verbindung mit Fotovoltaik und Stromspeicher ermöglicht hohe Stromautarkie.

die hohen Anforderungen an KfW55-, KfW40- oder sogar KfW40+-Häuser zu erfüllen, kann Erdgas oder Bio-Erdgas jetzt seine vollen Vorteile ausspielen. Die Wärme aus einem BHKW, das mit Biomethan betrieben wird, geht mit dem Primärenergiefaktor von 0.0 in die Berechnung ein und lässt daher den Planern beim Ermitteln der effizientesten Lösung viel Spielraum. Sowohl für das Einfamilienhaus als auch für Wohnanlagen und Wärmenetze hat die Erdgas- und Bio-Erdgastechnologie die richtigen Lösungen für die Energiezukunft.

Auch für die Problematik der Stromerzeugungslücke und der volatilen Stromerzeugung durch die erneuerbaren Energien wie Wind und Sonne, die von politischer Seite kaum thematisiert werden, bieten Erdgas und Bio-Erdgas schon jetzt verfügbare Lösungen. Sie stehen immer zur Verfügung und können nach Bedarf zu- und abgeschaltet werden. Dass diese Lösungen technisch und wirtschaftlich sinnvoll umgesetzt werden können, haben praktische Anwendungsfälle bereits gezeigt. Mit der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in Wohnanlagen und einem Mieterstromkonzept konnte beispielsweise in Nördlingen ein Mehrfamilienhaus im KfW55-Standard errichtet werden. Alle 44 Wohneinheiten werden dabei nicht nur mit vor Ort erzeugter Wärme, sondern auch mit effizient und klimaschonend erzeugtem Strom aus der eigenen Energiezentrale als „Mieterstrom“ versorgt. Dass dieses Konzept auch für die Einfamilienhausbebauung in Neubaugebieten funktioniert, stellt ein weiteres Projekt in der Nähe von Augsburg unter Beweis: Bei der Erschließung des Neubaugebietes „Langweid Village“ für ca. 30 Doppel- und Reihenhäuser setzte der Bauherr nach intensiven Beratungen und Wirtschaftlichkeitsvergleichen auf die Brennstoffzellen-Technik zur Strom- und Wärmegewinnung.

Die modernen Brennstoffzellen-Heizgeräte erzeugen Strom (Leistung: 750 W), der im Haus selbst verbraucht wird. Die dabei anfallende Wärme (1 KW) wird für Heizung und Warmwasser genutzt, Wärmebedarfsspitzen deckt der jeweils integrierte Gas-Brennwertkessel ab. Der geforderte KfW55-Standard konnte damit eingehalten werden. Ein Konzept, das auch den Geldbeutel freut: Wer auf diese Weise Strom und Wärme in den eigenen vier Wänden erzeugt, macht sich unabhängiger von Stromnetzen und steigenden Strompreisen. Dieses Konzept punktet außerdem durch spezielle Förderungsmöglichkeiten: Seit 1. August 2016 fördert das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)



„Langweid Village“ ist das erste Neubaugebiet in Deutschland, das vollständig mit Brennstoffzellen ausgestattet wird. erdgas schwaben und seine Partner in der Klimaallianz für das innovative Energiekonzept: Christian Herfert (zweiter Bürgermeister in Langweid), Max Fujita (Panasonic), Dr. Sylke Schlenker-Wambach (erdgas schwaben), Gerhard Failer (Dumberger Bau), Marvin Schaffer (Panasonic), Jens Dammer (erdgas schwaben), Tsuneo Komon (Panasonic), Andreas Ruwiedel und Stefan Schäffer (Viessmann) (von links).

den Einbau des Brennstoffzellen-Heizgeräts mit besonders attraktiven Zuschüssen. Zusätzlich zum Grundbetrag von 5.700 Euro wird für jedes Gerät ein leistungsabhängiger Betrag von 3.600 Euro gezahlt. Informationen über Fördermöglichkeiten bietet die erdgas schwaben gmbh im Rahmen ihrer Energiedienstleistungen an.

Durch die geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen, die hohe Effizienz bei gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung vor Ort und die Kostenvorteile der Eigenerzeugung kann die Erdgastechnologie auch in Zukunft die drei Säulen der Energiewende stützen: Wirtschaftlichkeit, Umweltschutz und Versorgungssicherheit sind mit der Erdgas- und Bio-Erdgastechnologie heute schon realisierbar und müssen ein wichtiger Bestandteil der Energiewende in Deutschland bleiben. Die politischen Rahmenbedingungen für einen fairen Wettbewerb und Technologieoffenheit müssen so gestaltet werden, dass sich der beste Energiemix durchsetzen kann.

#### Kontakt:

Klaus-Peter Dietmayer  
 erdgas schwaben gmbh  
 Bayerstr. 43  
 86199 Augsburg  
 Tel.: 0821 9002-100  
 E-Mail: klaus-peter.dietmayer@erdgas-schwaben.de  
 Internet: www.erdgas-schwaben.de





## Erneuerbarer Wasserstoff durch Power-to-Gas in Unterfranken

von **Markus Eichhorn**, Stadtwerk Haßfurt GmbH

**Seit Oktober 2016** betreiben die Städtischen Betriebe Haßfurt und der Hamburger Ökoenergieanbieter Greenpeace Energy einen Windgas-Elektrolyseur. Die hochmoderne Anlage wandelt überschüssigen Strom aus dem Bürgerwindpark Sailerhäuser Wald sowie aus weiteren Windenergie- und Solaranlagen in erneuerbaren Wasserstoff um. Pro Jahr speist der containergroße Elektrolyseur eine Million Kilowattstunden des Öko-Gases für die 14.000 proWindgas-Kunden von Greenpeace Energy ins Gasnetz ein.

Mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien sehen sich die Betreiber von Stromverteilnetzen heute anderen Herausforderungen gegenüber als in Zeiten der Großkraftwerke und reinen Verteilung des Stroms. Die Aus-

Verwendungsmöglichkeit der lokalen Stromüberschüsse geführt. Aus diesen Gesprächen ging der gemeinsame Wunsch nach einer Power-to-Gas-Anlage hervor.

Über den PTJ wurde zunächst ein Förderantrag an das bayerische Wirtschaftsministerium gestellt, der jedoch abgelehnt wurde. Somit mussten sich die Projektpartner Greenpeace Energy und das Stadtwerk Haßfurt selbst um die Verwirklichung des nächsten Schrittes in der Energiewende kümmern und das Projekt Power-to-Gas ohne Beihilfen angehen.

Ziel dieses Projekts ist die Verlagerung von Spitzenüberschüssen im Stromsektor in das Gasnetz und die Erhöhung der Netzstabilität. Die eigens dafür gegründete Gesellschaft „Windgas Haßfurt GmbH & Co. KG“ mit den Gesellschaftern Greenpeace Energy und Städtische Betriebe Haßfurt setzten das Power-to-Gas-Projekt im Jahr 2016 um. Seit Oktober 2016 betreibt diese Gesellschaft einen PEM-Elektrolyseur mit einer Anschlussleistung von 1,25 MW, um Wasserstoff aus erneuerbarem Strom herzustellen. Der Wasserstoff wird als Beimischung direkt in das örtliche Gasverteilnetz eingespeist. Zu den Abnehmern der Anlage gehört z. B. eine benachbarte Mälzerei, die das Windgas dem Erdgas beimischt, mit dem sie ihr Blockheizkraftwerk befeuert.

Die Produktionszeiten der Power-to-Gas-Anlage werden maßgeblich von der lokalen Produktion erneuerbaren Stroms und dem Lastgang im Gasnetz beeinflusst. Um den Anlagenbetrieb flexibler gestalten zu können, steht noch ein Speichertank für den Wasserstoff zur Verfügung. Einen weiteren Einfluss auf den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage



Herzstück der Power-to-Gas-Anlage ist der PEM-Elektrolyseur.

wirkungen des Ausbaus der volatilen erneuerbaren Energien waren einer der Hauptbeweggründe für die Stadtwerk Haßfurt GmbH, sich weitergehende Gedanken über die Entwicklungen im eigenen Netzbereich zu machen. Noch in der Bauphase des Projektes Bürgerwindpark Sailerhäuser Wald wurden Gespräche mit dem Projektpartner Greenpeace Energy über eine weitere



Quelle: René Fuprecht, SW Haßfurt

In der Gasdruckregel- und Messanlage wird dem Erdgas der produzierte Wasserstoff beigemischt.

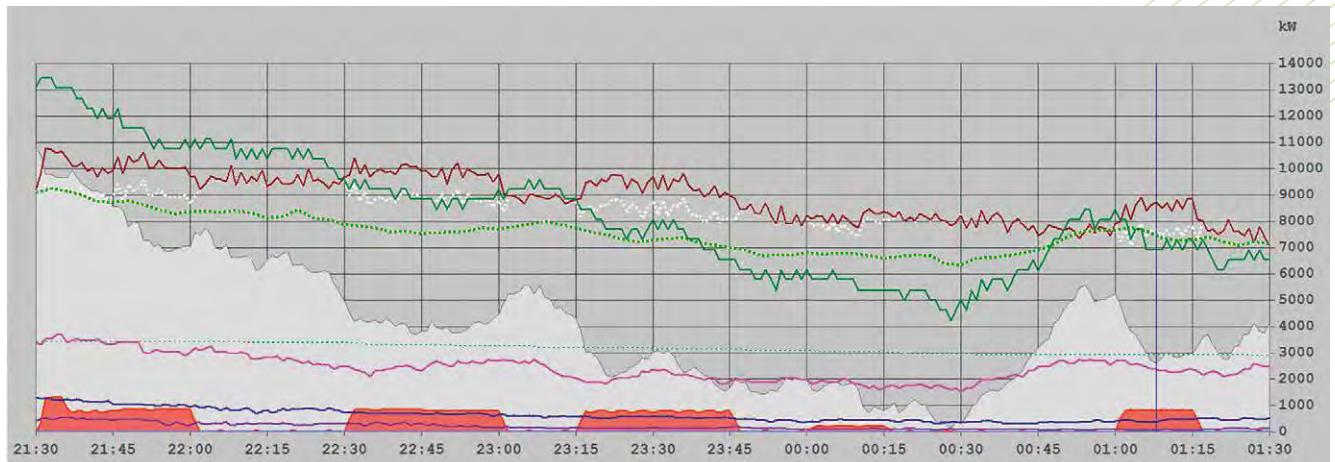
hat die Bereitstellung von primärer und sekundärer Regelenergie über einen Direktvermarkter. Gesteuert wird die Windgasanlage von Köln aus. Sie ist die erste Power-to-Gas-Anlage unter rund 3.000 dezentralen Kraftwerken – Biogasanlagen, Windräder, Solarparks, Blockheizkraftwerke, Wasserkraftanlagen etc. –, die die „Next Kraftwerke GmbH“ zu einem großen virtuellen Kraftwerk zusammengefasst hat (siehe auch S. 14 dieser Heftausgabe). Als Teil eines Virtuellen Kraftwerks trägt die Anlage zur Stabilisierung des Stromnetzes bei.

Völlig konträr dazu steht die Tatsache, dass für solche Anlagen – obwohl sie netzdienlich sind – die volle EEG-Abgabe auf den gesamten Strombezug fällig ist. Durch den weiteren Ausbau von Power-to-Gas-Anlagen kann die Gasbranche einen wertvollen Beitrag zur Energiewende leisten und so auch den Netzausbau im Stromsektor

positiv beeinflussen. Darüber hinaus wurde von Seiten der Politik eine drastische Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes beschlossen, aber Technologien, die „grünen“ Wasserstoff bereitstellen, bei dessen Verbrennung kein CO<sub>2</sub> entsteht, werden nicht direkt gefördert. Eine konkrete Planung der Energiewende in allen Sektoren, mit der ein Erreichen der bereits gesetzten Ziele gewährleistet werden kann, ist ein Appell an die Politik.

**Kontakt:**

Markus Eichhorn  
 Stadtwerk Haßfurt GmbH  
 Augsfelderstr. 6  
 97437 Haßfurt  
 Tel.: 09521 949493  
 E-Mail: markus.eichhorn@stwhas.de  
 Internet: www.stwhas.de



Quelle: SW Haßfurt

Fahrweise der Anlage. Das grau hinterlegte Integral zeigt den Überschuss im Stromnetz und das rot hinterlegte Integral die Entnahme der Power-to-Gas-Anlage.





## Erfahrungen mit 10 Prozent Wasserstoff im Erdgasnetz von Schleswig-Holstein Netz

von **Ove Struck**, HanseWerk, Quickborn

**Gemeinsam mit den Projektpartnern E.ON, DVGW und Enermess hat Schleswig-Holstein Netz** erfolgreich die Einspeisung von bis zu 10 Prozent Wasserstoff ins Erdgasnetz getestet. Ziel des Forschungsprojektes war es, eine wichtige und regelwerkskonforme Grundlage für die Power-to-Gas-Technologie zu schaffen.

### Kenndaten des Erdgasverteilnetzes in Klanxbüll/Neukirchen

Gasversorgung Klanxbüll/Neukirchen	
Erdgasverbrauch	max. 170 N <sup>3</sup> m/h
Brennwert im Versuchszeitraum	12,2 kWh/m <sup>3</sup>
Wobbe-Index im Versuchszeitraum	15,2 kWh/m <sup>3</sup>
Einspeisung von H <sub>2</sub>	2 %, 4 %, 6 %, 8 %, < 10 %
Netzbeschreibung	
Baujahr des Netzes	1997
Eingangsdruck der Druckregelstation	40-60 bar
Leitungsdruck	500 mbar
Länge des Versorgungsnetzes	ca. 18 km
Odorierung	S-Free
Piping	PE-Leitungen
Einspeisepunkte	1
Netzkunden und Gebäude	
Anzahl Einwohner Klanxbüll/Neukirchen	ca. 2.000
Anzahl Netzkunden	176
Baujahr der Gebäude	Ca. 1951 bis 1985
Gebäudetyp	Überwiegend Einfamilienhäuser, Ferienhäuser
Gewerbekunden	Restaurants, Hotels
Erdgastankstelle	Nein

Quelle: Schleswig-Holstein Netz

Kenndaten des Erdgasverteilnetzes in Klanxbüll/Neukirchen

Zwischen Anfang 2014 und Mitte 2015 wurden dem Erdgasnetz in den nordfriesischen Gemeinden Klanxbüll und Neukirchen stufenweise steigende Anteile von Wasserstoff zugemischt. Erstmals in Deutschland und Europa wurden dabei bis zu 10 Prozent Wasserstoff in ein reales Netz eingespeist. Bisher wurden direkte Netzeinspeisungen unter realen Bedingungen nur mit bis zu 2 Prozent Wasserstoff oder in Sondernetzen durchgeführt. Das Ergebnis: Durch die Zugabe von Wasserstoff, der beim Verbrennen lediglich in Wasser und Sauerstoff umgewandelt wird, kann Erdgas ökologisch aufgewertet werden, ohne dass dadurch die Gerätenutzung beim Endkunden beeinträchtigt wird. Die insgesamt 176 für den Test registrierten Endgeräte liefen auch bei 10 Prozent Wasserstoffgehalt absolut problemlos.

Damit das Vorhaben gelingen konnte, waren bestimmte Voraussetzungen zu erfüllen: Die Einspeisung sollte nur an einem Punkt des Gasnetzes erfolgen, um eine definierte Gasbeschaffenheit im Verteilnetz sicherzustellen. Des Weiteren wurden eine angemessene Größe und Kundenzahl sowie ausreichend Platz für den Aufbau einer Einspeiseeinrichtung benötigt. Wichtig war auch, dass im Verteilgebiet keine Erdgastankstelle liegt, da diese die Wasserstoffbeimischung auf 2 Volumenprozent begrenzen.

Nachdem der Kreis Nordfriesland, das Amt Südtondern und die Kommunen Klanxbüll und Neukirchen sowie deren Bürgerinnen und Bürger ins Boot geholt werden konnten, fiel die Wahl auf das Erdgasnetz der beiden nordfriesischen Gemeinden im äußersten Norden Deutschlands. Schleswig-Holstein Netz betreibt in Klanxbüll eine Gasdruckregelstation, in der das Erdgas aus der Transportleitung auf

500 mbar entspannt und in das örtliche Verteilnetz eingespeist wird. Alle an das Verteilnetz angeschlossenen Geräte wurden vor der ersten Wasserstoffeinspeisung erfasst. In dem relativ kleinen Netzgebiet ist mit zehn Gerätetechnologien, 110 verschiedenen Gerätetypen von 27 unterschiedlichen Herstellern und einem Gerätealter von bis zu 22 Jahren eine erstaunliche Vielfalt installiert.

Auf dem Gelände der Gasdruckregelstation wurde für die Projektdauer eine Wasserstoff-Erdgas-Mischanlage installiert, über die dem Erdgasnetz zwischen Anfang 2014 und Mitte 2015 stufenweise steigende Anteile von Wasserstoff zugemischt wurden. Da im Rahmen des zeitlich begrenzten Feldtests nur geringe Wasserstoffmengen benötigt wurden, wurde der Wasserstoff in der Gasdruckregelstation durch Gasflaschen bereitgestellt. Über die Wasserstoff-Erdgas-Mischanlage wurde der Wasserstoff, exakt dosiert, dem Erdgas zugemischt und gleichzeitig der Brennwert des Mischgases ermittelt. So wurde eine korrekte Verbrauchsabrechnung sichergestellt, die auch durch die zuständige Eichbehörde überwacht wurde. Das Ergebnis: Durch die Zugabe von Wasserstoff konnte Erdgas ökologisch aufgewertet werden, ohne dass dadurch die Gerätenutzung beim Endkunden beeinträchtigt wurde.

Alle Untersuchungen an den ausgewählten Geräten mit in der Praxis typischen Einstellungen und mit einer 100-prozentigen-Kontrolle der Wasserstoffgehalte vor Ort konnten in dem mehrmonatigen Einspeisezeitraum keine auf die Wasserstoffzumischung zurückführbaren negativen Effekte im Bestand gefunden werden. Der technische Betrieb der Gasendgeräte war nicht beeinträchtigt. Die CO-Emissionen verringerten sich sogar im Schnitt und die Anzahl der auffälligen Geräte lag unter den Vergleichszahlen des Zentralinnungsverbands der Schornsteinfeger.

Im Labor wurden bereits Tests mit 30 Prozent Wasserstoff erfolgreich durchgeführt. Damit stellt sich die Frage, inwiefern der Grenzwert von 10 Volumenprozenten nach oben verschoben werden kann.



(v. l. n. r.) Projektleiter Jörg Rudat, Neukirchens Bürgermeister Peter Ewaldsen, Netzcenterleiter Sönke Nissen, Klanxbülls Bürgermeister Friedhelm Bahnsen und Kommunalbetreuer Dirk Lucht beim Pressetermin am 14. März 2014



Hier wird das Erdgas von der Transportleitung in das Verteilernetz eingespeist.

#### Kontakt:

Ove Struck  
HanseWerk AG  
Schleswig-Heingas-Platz 1  
25451 Quickborn  
Tel.: 04106 62936-78  
E-Mail: [ove.struck@hansewerk.com](mailto:ove.struck@hansewerk.com)  
Internet: [www.hansewerk.com](http://www.hansewerk.com)

Seit Mai 2017 ist am Standort Zuchwil bei Solothurn in der Schweiz eine Power-to-Gas-Anlage im Bau. Hier soll zukünftig vor allem die Methanisierung aus Wasserstoff vorangetrieben werden.



Quelle: A. Lochbrunner



## *Urbakterien für die Energiewende: In der Schweiz wird die biologische Methanisierung erprobt.*

von **Andrew Lochbrunner**, Regio Energie Solothurn

**Am 4. Mai 2017** wurden im Schweizer Kanton Solothurn die Bauarbeiten an einer Forschungsanlage zum Power-to-Gas-Verfahren in Angriff genommen. Die Anlage, die von der Regio Energie Solothurn und fünf weiteren Partnern gebaut und betrieben wird, ist Teil des gesamteuropäischen Forschungsprojekts STORE&GO. Am Schweizer Standort geht es konkret um die Erprobung der biologischen Methanisierung.

**Am 1. März 2016** fiel der Startschuss für das europäische Forschungsprojekt STORE&GO. In dem Projekt, das 2016 im Rahmen von „Horizon 2020“ lanciert wurde, arbeiten 27 Forschungspartner aus sechs Ländern mit einem Projektbudget von 28 Millionen Euro zusammen, um die Speichertechnologie Power-to-Gas in großem, industriellem Maßstab weiterzuentwickeln und vor allem die Methanisierung von Wasserstoff voranzutreiben.

Das STORE&GO-Projekt umfasst drei Demonstrationsanlagen, wovon sich eine in der Schweiz beim Hybridwerk der Regio Energie Solothurn (RES) in Zuchwil befindet. An diesem Teilprojekt sind die

HSR Hochschule für Technik Rapperswil, die Regio Energie Solothurn, der Schweizer Verband des Gas- und Wasserfachs (SVGW), die EPFL, die Empa und das Unternehmen Electrochaea beteiligt. Ende Februar 2017 erhielt RES die Baugenehmigung für die Methanisierung und am 4. Mai 2017 erfolgte der Spatenstich als erster offizieller Meilenstein nach dem Projektstart 2016. Der Forschungsbetrieb soll im Sommer 2018 aufgenommen werden und bis Dezember 2019 dauern.

Der Standort liegt im Schweizer Kanton Solothurn und repräsentiert eine kommunale Region, in der sich große Kapazitäten an Solar- und Wasserenergie befinden. Unter der Leitung der RES wird hier eine Power-to-Gas-Anlage mit biologischer Methanisierung realisiert. Das gewählte Verfahren beruht

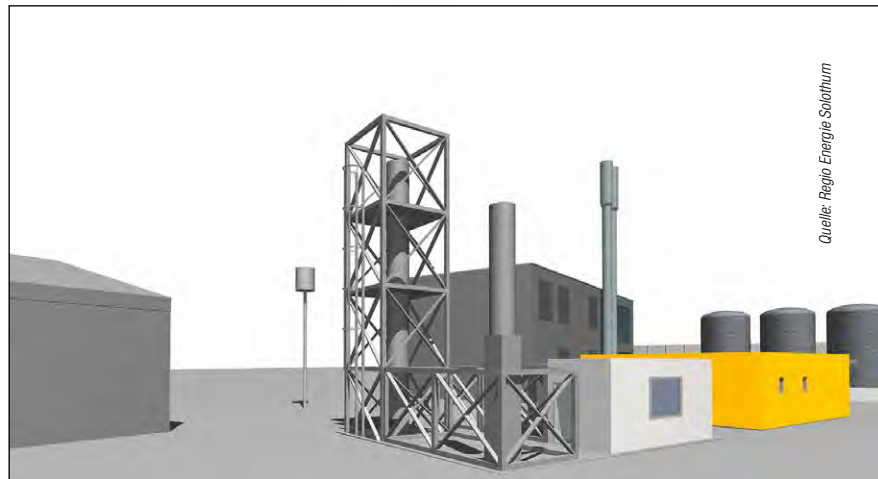


auf der Technologie der Firma Electrochaeta. Dabei wandeln Archaeen (Urbakterien) Wasserstoff, der aus dem Hybridwerk bezogen wird, in Methan um. Dazu benötigen die Archaeen neben dem Wasserstoff auch CO<sub>2</sub>, das über eine Leitung aus der Anlage des Zweckverbands Abwasserregion Solothurn-Emme zugeführt wird.

Die Methanisierung mit einer Leistung von 700 Kilowatt weist als zentrales Element einen bei 10 bar betriebenen Druckreaktor von 12 Meter Höhe auf, in dem die biologische Methanisierung stattfindet. Die Gesamtanlage hat eine Grundfläche von 12 x 12 Meter. Neben dem Reaktor befinden sich auf dem Gelände noch Container für die Bereitstellung der Biologie und Nährstoffe, die Messung und Steuerung sowie die Gasaufbereitung.

Noch gilt es, viele Teilfragen beim Aufbau der Anlage, die 2018 am Standort Solothurn eintrifft, zu lösen. Dazu gehört die Bereitstellung des Kohlendioxids, die Optimierung des Verfahrens im Reaktor sowie die effiziente Ausgestaltung der Peripherie. Ein weiterer wichtiger Meilenstein ist auch die technische Dokumentation und Risikobewertung für die gastechnischen und behördlichen Abnahmen.

Schon jetzt ist sicher, dass das EU-Projekt STORE&GO neue Impulse im Bereich der Sektorkopplung, des Anlagendesigns, der Dimensi-



Quelle: Regio Energie Solothurn

Ansicht der geplanten Anlage in Zuchwil bei Solothurn

onierung und Optimierung bringt. Nun gilt es, die drei Demonstrationsanlagen netzdienlich mit erneuerbarem Strom zu betreiben und die Tauglichkeit der Methanisierungskonzepte in diesem Kontext nachzuweisen.

**Kontakt:**

Andrew Lochbrunner  
 Regio Energie Solothurn  
 Rötistr. 17  
 4502 Solothurn  
 Schweiz  
 Tel.: +41 (0)32 62695-05  
 E-Mail: [andrew.lochbrunner@regioenergie.ch](mailto:andrew.lochbrunner@regioenergie.ch)  
 Internet: [www.hybridwerk.ch](http://www.hybridwerk.ch)



In dem Container werden die Biologie und die Nährstoffe für die biologische Methanisierung untergebracht.

Quelle: A. Lochbrunner





## Nachhaltig Biogas erzeugen: der DVGW-Biogasatlas

von Ronny Erler & Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause, DBI-Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg

**Obwohl Biogase** seit Jahrzehnten zur Erzeugung von Wärme und Strom genutzt werden, hat die regenerative Energie längst noch nicht ihr volles Potenzial ausgeschöpft. Im Rahmen eines bundesweiten Forschungsvorhabens haben sich das Gas- und das Wasserfach gemeinsam mit der strategischen Planung für eine nachhaltige, langfristig planbare und umweltverträgliche Biogaseinspeisung ins Gasnetz befasst. Das Ergebnis ist der Biogasatlas, der aufzeigt, wo in Deutschland wie viel nachhaltiges Biogas erzeugt werden kann.

**Biogase leisten schon heute einen wesentlichen Beitrag** zur Bereitstellung von „grüner“ Energie in Deutschland. Dabei wird Biogas nicht nur zur Erzeugung von erneuerbarem Strom, sondern auch zur Bereitstellung von Wärme und als Kraftstoff genutzt. Anders als Windkraft oder Fotovoltaik ist die Biogasnutzung nicht von der Jahres- oder Tageszeit abhängig, sondern sehr gut plan- und steuerbar und somit ein wichtiger Baustein für eine nachhaltige, sichere und bedarfsgerechte Energieversorgung. Durch die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität und die anschließende Einspeisung in das sehr gut ausgebaute Erdgasnetz ist zudem eine überregionale Nutzung sowie eine saisonale Speicherung problemlos möglich.

Vor diesem Hintergrund hat der DVGW die Potenziale für eine nachhaltige Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland detailliert untersucht. Die Ermittlung des Biogaserzeugungspotenzials basiert auf insgesamt 20 potenziell bedeutenden Substraten aus den Bereichen Landwirtschaft, Kommune und Industrie. Im Bereich der Landwirtschaft steht neben der Betrachtung von Ernterestmengen der nachhaltige Anbau von Energiepflanzen im Mittelpunkt. Hierzu liegt ein Schwerpunkt in der Untersuchung der Nachhaltigkeit. Beim Energiepflanzenanbau werden somit wasserwirtschaftliche und naturschutzseitige Aspekte genauso berücksichtigt wie konkurrierende Verwertungspfade (z. B. die Futter- und Nahrungsmittelbereitstellung/„Tank-Teller“-Diskussion).

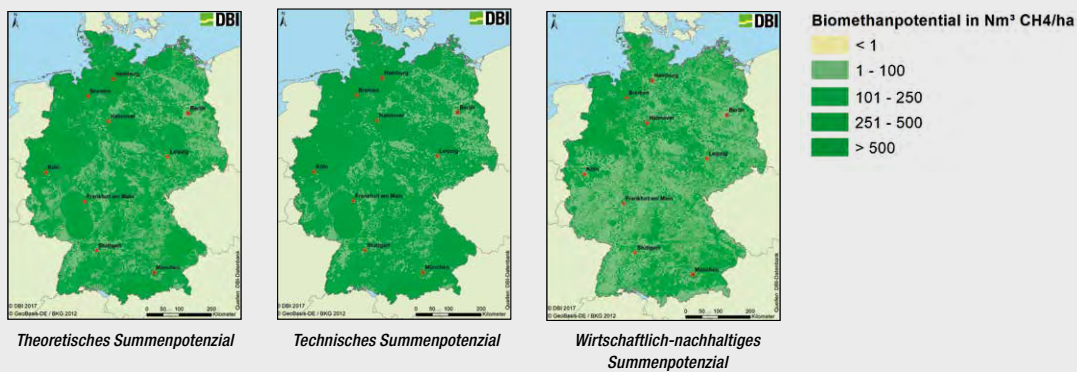
Die Ermittlung des Biogaserzeugungspotenzials erfolgt in vier Stufen. Die Ergebnisse wurden im Jahr 2014 veröffentlicht, haben aber bis heute ihre Gültigkeit behalten. Als Erstes wurde das theoretische und anschließend das technische, nachhaltige und schlussendlich das wirtschaftliche Potenzial ermittelt. Die Analyse wird deutschland-

weit standortspezifisch sowie auf Gemeinde- bzw. Landkreisebene durchgeführt. Hierbei zeigt sich, dass schon jetzt große Mengen an Biomethan (auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas) erzeugbar sind. Die deutschlandweite Verteilung dieser Biogaspotenziale ist in **Abbildung 1** dargestellt.

Darüber hinaus zeigte sich aber auch, dass in der Praxis die aktuelle Erzeugung und Nutzung von Energiemais in Teilen Nordwest- und Süddeutschlands unter Berücksichtigung der Belastung des Bodens und Trinkwassers kritisch zu bewerten ist, da sich deren Zustand in den letzten Jahren und Jahrzehnten verschlechtert hat. Die Ursache hierfür liegt jedoch nicht vorrangig in der Biogasproduktion, sondern vielmehr in der jahrzehntelangen und immer intensiver werdenden Viehhaltung begründet. Andernorts in Deutschland sind jedoch noch Energiepflanzenanbaupotenziale vorhanden, die zukünftig genutzt werden könnten (**Abb. 2**). Unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten – Boden-, Trinkwasser- und Naturschutz – ist somit festzuhalten, dass in Deutschland Optionen für die Erweiterung der Anbauflächen zur Biogasproduktion bestehen.

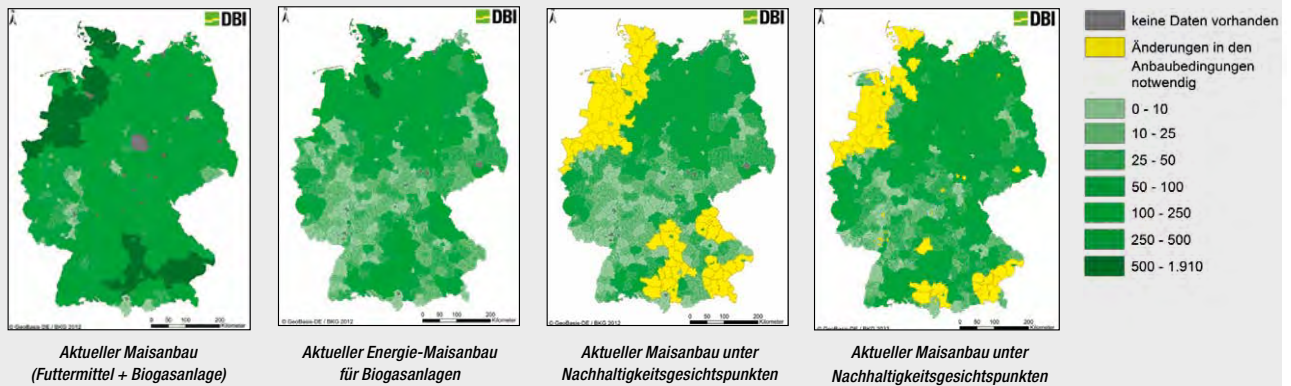
Aufbauend auf den aktuellen Stand erfolgt nach dem gleichen Vorgehen eine Prognose des Biogaspotenzials bis zum Jahr 2030. Hierbei zeigt sich, dass ein weiterer Ausbau der Biogaserzeugung

Abb. 1: Aktuelles theoretisches, technisches, wirtschaftlich-nachhaltiges Biogaspotenzial in Nm<sup>3</sup>/a\*ha Biomethan



Quelle: DBI/GeoBasis-DE/BKG 2012

Abb. 2: Energiepflanzenanbau (Mais) auf Landkreisebene in Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/a\*ha



Quelle: DBI/GeoBasis-DE/BKG 2012

möglich ist. Das wirtschaftlich-nachhaltige Biogaspotenzial kann dabei von aktuell 6,4 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan pro Jahr (63 TWh pro Jahr) auf ca. 10,3 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan pro Jahr (103 TWh pro Jahr) ansteigen (+ 60 %). Biomethan könnte somit ca. 12,5 Prozent des gegenwärtigen deutschen Erdgasbedarfes decken.

Grundsätzlich verfügt das Gasnetz über ein hohes Potenzial, große Mengen Biogas aufzunehmen, zu verteilen und in den angeschlossenen Untergrundspeichern saisonal zu speichern. Die regionale Auswertung der Einspeisekapazitäten hat ergeben, dass, bezogen auf ganz Deutschland, ca. 3 Mio. Nm<sup>3</sup>/h Biogas ganzjährig und kontinuierlich in das Gasnetz eingespeist werden können. Dies entspricht einer Kapazität von ca. 25 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biogas pro Jahr. Damit stellt das Gasnetz bilanziell keinen begrenzenden Faktor für die Biogaseinspeisung dar.

Für Deutschland bleibt somit festzuhalten, dass auch unter Berücksichtigung von strengen Nachhaltigkeitskriterien (insb. Boden-, Gewässer- und Naturschutz) ein weiterer Ausbau der Biogasnutzung mög-

lich ist. Es hat jedoch eine regionale Steuerung zu erfolgen. Hierdurch lassen sich einerseits weitere Biogaspotenziale heben und andererseits die aktuellen Konfliktpunkte insbesondere beim Anbau von Energiepflanzen lösen. Biogas bleibt somit ein wichtiger Bestandteil für das Gelingen der Energiewende in Deutschland.

**Kontakt:**

Dipl.-Wi.-Ing. Ronny Erler  
 DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH  
 Karl-Heine-Str. 109/111  
 04229 Leipzig  
 Tel.: 03731 4195-328  
 E-Mail: ronny.erler@dbi-gruppe.de  
 Internet: www.dbi-gruppe.de



## Erweiterung der Pilotanlage „WindGas Falkenhagen“ um eine Methanisierung

von **René Schoof**, Fachabteilungsleiter Operational Performance Surface Storage Facilities, Uniper Energy Storage GmbH & **Maïke Dupont M.A.**, Stakeholder Relations, Uniper Energy Storage GmbH

**Uniper unterhält im brandenburgischen Falkenhagen** eine nach dem Prinzip der Elektrolyse arbeitende Demonstrationsanlage zur Umwandlung regenerativ erzeugter Energie in Wasserstoff. Mit „WindGas Falkenhagen“ konnte Uniper als eines der weltweit ersten Unternehmen erfolgreich demonstrieren, wie sich Windenergie im Erdgasnetz speichern lässt, um so Erzeugung und Verbrauch zu entkoppeln.

**Die Speicheranlage in Falkenhagen** erzeugt unter Einsatz innovativer Technologie aus ca. 2 MW Windkraft mittels alkalischer Elektrolyse bis zu 360 Nm<sup>3</sup>/h Wasserstoff. Dieser kann über eine Anbindungsleitung bei einem maximalen Betriebsüberdruck von 55 bar in das Hochdruckerdgasnetz eingespeist werden. Die Anlagenteile Elektrolyseur und Verdichteranlage sind in Containern untergebracht. Zu dem Projekt gehören zudem der elektrische Anschluss an ein Umspannwerk, eine Messanlage und die Wasserstoffleitung mit Einspeisestelle ins Erdgasnetz.

Aufgrund des sehr hohen Windstromaufkommens und einer geeigneten Infrastruktur, d. h. insbesondere einem Erdgassystem mit entsprechender Kapazität zur Aufnahme des grünen Wasserstoffs, ist die Region um Falkenhagen ein idealer Standort für das Projekt.

Die erste Phase des Projekts von 2012 bis 2016 diente im Wesentlichen dazu, Erfahrungen in Technik, Kosten, Genehmigung und Betrieb zu sammeln und verlief sehr erfolgreich. Die Projektziele wurden erreicht:

- Demonstration eines innovativen Energiespeicherkonzepts unter Verwendung bewährter Technologien;
- Strom wurde im Gasnetz speicherbar gemacht und das erzeugte Gas als Biogas zertifiziert;
- die Anlage ist in der Lage, schnell auf den Strommarkt zu reagieren (Sekundärregelenergiemarkt);
- gleichzeitig ergibt sich die Möglichkeit, fluktuierende erneuerbare Energien zu strukturieren;
- Marktintegration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien;
- Angebot eines TÜV-geprüften Endkundenprodukts („E.ON WindGas“).

Derzeit wird die bestehende Anlage um eine Methanisierung und weitere dafür notwendige Komponenten erweitert. Der regenerativ erzeugte Wasserstoff wird in diesem zwei-



Ansicht Elektrolyse-Container



ten Schritt mit CO<sub>2</sub> aus einer Bio-Ethanol-Anlage zu Methan (CH<sub>4</sub>), d. h. synthetischem Erdgas, umgesetzt.

Die Methanisierung ist eine vielversprechende Lösung. Sie erlaubt den Umsatz großer Energiemengen und macht die gesamte Erdgasinfrastruktur aus Erdgasspeichern und -leitungen verfügbar. Gleichmaßen ist sie in der Lage, unterschiedliche Sektoren, wie den Strom- und Wärmemarkt sowie die Mobilität, miteinander zu koppeln.

Die Methanisierungsanlage in Falkenhagen ist eine von insgesamt drei geplanten Versuchsanlagen, die im Rahmen des Projektes STORE&GO in Europa errichtet werden. STORE&GO wird von der Europäischen Union im Förderprogramm Horizon 2020 (Grant Agreement no. 691797) und der schweizerischen Eidgenossenschaft (Contract number 15.0333) mit einem Gesamtvolumen von 28 Millionen Euro unterstützt. 27 Partner aus Europa haben sich zusammenschlossen, um ihre Kompetenzen in diesem europäischen Leitprojekt zu bündeln. Das Projekt steht unter der Leitung des DVGW.

Das Ziel von STORE&GO ist die gründliche Erforschung und Demonstration der Technologie sowie der technischen, ökonomischen, regulatorischen und sozialen Einflussfaktoren. Die Projektergebnisse werden dazu beitragen, das Potenzial und die Rolle von Power-to-Gas in dem sich wandelnden Energiesystem in Europa zu identifizieren und zu definieren.

**Kontakt:**

René Schoof  
Uniper Energy Storage GmbH  
Ruhrallee 80  
45136 Essen  
Tel.: 0201 94614-565  
E-Mail: rene.schoof@uniper.energy  
Internet: www.uniper.energy



Blick in einen Container mit jeweils vier Elektrolyse-Stacks

“ Die Power-to-Gas-Technologie ist im Grundsatz verfügbar und einsetzbar – für die Markteinführung ist jedoch entscheidend, dass rechtliche Rahmenbedingungen angepasst werden. Denn erst, wenn Power-to-Gas nicht mehr als Letztverbraucher eingestuft wird und somit von unsachgemäßen Umlagen befreit wird, kann das volle Potenzial zur Unterstützung der Energiewende entfaltet werden. ”

René Schoof, Uniper Energy Storage GmbH



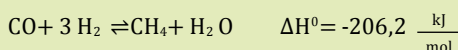
## Geschichte und Entwicklung der katalytischen Methanisierung

von **Dr. Steffen Schirmeister**, ThyssenKrupp Industrial Solutions AG, Dortmund

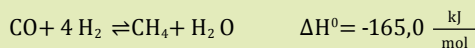
**Die Speicherung großer Strommengen** aus erneuerbaren Energien über die Umwandlung in Wasserstoff durch Elektrolyse wird als „Power-to-Gas“ bezeichnet. Das Erdgasnetz kann derzeit jedoch nur eine begrenzte Menge an Wasserstoff aufnehmen, die weitere Umwandlung des regenerativ gewonnenen Wasserstoffs in Methan ist deshalb eine vielversprechende Option. Denn Methan, das chemisch identisch ist mit Erdgas, lässt sich praktisch unbegrenzt in das Erdgasnetz einspeisen. Der folgende Beitrag erläutert die Historie der sogenannten „Methanisierung“ und zeigt wichtige Entwicklungsschritte der Prozesstechnik auf.

**Die Bildung von Methan** aus Kohlendioxid-Kohlenmonoxid-Wasser-Gemischen mittels elektrischer Entladung wurde 1872 von Brodie und die katalytische Umwandlung 1902 von P. Sabatier und J. P. Senderens entdeckt. Bei der katalytischen Methanisierung als Hydrierung von Kohlenstoffoxiden laufen zwei Reaktionen ab:

### 1. Reaktion für Kohlenstoffmonoxid



### 2. Reaktion für Kohlenstoffdioxid



H. S. Ellworthy und H. W. Williamson erhielten Anfang des 20. Jahrhunderts in England und Deutschland die ersten Patente auf das Verfahren. Erstmals technisch angewendet wurde die Methanisierung im Verfahren zur Ammoniakherstellung nach dem Haber-Bosch-Verfahren bei der Umwandlung der Kohlenstoffoxide in inertes Methan. Allerdings sind die Kohlenstoffoxide nur in geringen Konzentrationen vorhanden, was eine Prozessauslegung vereinfacht. In den 1950-er Jahren begann man schließlich damit, Verfahren zu entwickeln, um Methangas aus festen oder flüssigen kohlenstoffhaltigen Brennstoffen über Kohlenstoffmonoxid als Synthesegas zu entwickeln. Damit wollte man sich von dem aufstrebenden

Erdgas als Roh- und Brennstoff unabhängig machen. Eine Übersicht zu den Verfahren, die von Lurgi, Linde, Haldor Topsoe und anderen entwickelt wurden, findet man in <sup>[1]</sup> und <sup>[2]</sup>.

### Prozesstechnik

Die Methanisierung von Kohlenstoffoxiden ist ein chemischer Gleichgewichtsprozess. Die Lage des chemischen Gleichgewichtes und damit die thermodynamisch mögliche Ausbeute von Methan werden durch die Parameter Druck, Temperatur und Konzentration der Komponenten im Gasgemisch bestimmt.

Neben den Reaktionen 1. und 2. laufen in einem komplexen Reaktionsnetzwerk noch weitere Gleichgewichtsreaktionen ab, die insbesondere bei höheren Temperaturen zu einer Bildung von Kohlenstoff oder Kohlenstoffmonoxid führen. Während Kohlenstoffmonoxid ein unerwünschtes Nebenprodukt im Methangas ist, sorgen Ablagerungen von Kohlenstoff auf dem Katalysator für dessen Deaktivierung. Daher ist es wichtig, entsprechende niedrige Temperaturen für die Sabatier-Reaktion zu wählen.

Die Kinetik der Methanisierung von Kohlenstoffmonoxid ist lang bekannt, die Kinetik für Kohlendioxid wurde im Rahmen des Projektes SEE von Koschany et al. <sup>[3]</sup> 2016 veröffentlicht. Beide kinetischen Gleichungen zeigen, dass die Reaktionsgeschwindigkeit mit zunehmender Temperatur und zunehmendem Druck ansteigt. Berücksichtigt man, dass die Reaktionen exotherm sind, die von Kohlenstoffmonoxid sogar noch stärker, dann weist das auf die Notwendigkeit einer kontrollierten Temperatur- und Prozessführung hin. Maßnahmen können ein entsprechendes Reaktordesign sein, die Wahl des entsprechenden Kühlmediums für den angestrebten Temperaturbe-

reich oder die Verdünnung des Einsatzgases mit dem Reaktionsprodukt, um die Wärmefreisetzung zu verringern. Zur Verbesserung insbesondere des thermischen Wirkungsgrades der Anlage ist es erforderlich, geeignete Möglichkeiten zu einer internen oder externen Wärmekopplung zu finden.

Auch der Druckeinfluss ist für die Reaktion von großer Bedeutung. Ein höherer Druck verbessert die Ausbeute des Zielproduktes Methan. Der Druck nach oben ist durch sinnvolle Größen und Leistungen für Verdichter, sinnvolle Rohrleitungs- und Apparatedimensionen, Dichtungen und ein sinnvolles Einspeisemanagement in das Erdgassystem bzw. andere technische Anwendungen begrenzt. Für die Erzeugung von Methan in H-Gas Qualität reichen Drücke zwischen 10 und 20 bar.

### Aktuelle Arbeiten

Seit 2007 arbeiteten Dr. Michael Specht vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) und Prof. Dr. Michael Sterner von der Ostbayerischen Technischen Hochschule Regensburg (OTH Regensburg) an der Idee, regenerativ erzeugten Strom chemisch in ein Gas umzuwandeln und im Erdgasnetz zu speichern. 2009 wurde diese Idee zum Patent angemeldet. Damit war die Power-to-Gas-Technologie geboren, anfangs noch auf Basis von Wasserstoff.

Da es für die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz jedoch Restriktionen gibt, lag der Gedanke nahe, Wasserstoff mithilfe von Kohlenstoffoxiden in Methan umzuwandeln. Da man Kohlenstoffmonoxid herstellen muss (meist zusammen mit Wasserstoff) und fossile Rohstoffquellen nicht genutzt werden sollen, bietet sich die Herstellung aus Biomasse an. Allerdings ist dieser Prozess aufwendig, da die Biomasse bearbeitet werden muss, um thermisch in Synthesegas umgewandelt zu werden. Anschließend ist noch eine tiefgehende Gasaufbereitung erforderlich, da das Gas für die folgende katalytische Methanisierung sehr rein sein muss und keine störenden Katalysatorgifte enthalten darf.

Technisch bietet sich alternativ das Kohlenstoffdioxid als Rohstoffgas an, weil es das Produkt vieler technischer Prozesse ist und als Abgas an die Umgebung abgegeben wird. Auch in diesem Fall ist jedoch eine zum Teil aufwendige Gasaufbereitung erforderlich, um das Kohlenstoffdioxid aus den entsprechenden (Ab-)Gasen als Rohstoff zu gewinnen. Hier kann aber auf verschiedene Carbon-Capture-Technologien zurückgegriffen werden, die in den vergangenen Jahren entwickelt wurden.

Eine erste technische Umsetzung wurde durch das ZSW Stuttgart mit der Alpha-Anlage realisiert. Die Firma Etogas hat als Ausgründung des ZSW eine erste Demo-Anlage in Werlte umgesetzt: Die Audi-eGas-An-

lage hat bereits eine elektrische Anschlussleistung für die Elektrolyse von 6 MW. Das Kohlenstoffdioxid wird einer Biogasanlage entnommen, das erzeugte Methan kann als SNG in das Erdgasnetz eingespeist werden.

In verschiedenen weiteren Forschungsprojekten wurden die Reaktionen zur katalytischen Methanisierung weiter untersucht und optimiert. Im iC4-Projekt widmete man sich insbesondere der Katalysatoroptimierung, der Reaktionskinetik sowie einer Gesamtsimulation für den Prozess. Im SEE wurden neue, innovative Reaktorkonzepte, wie Hordenreaktor, 3-Phasen-Methanisierung oder Wabenreaktoren zur katalytischen Methanisierung untersucht.

All diese Projekte zeigen, dass die katalytische Methanisierung der Kohlenstoffoxide als technischer Prozess realisierbar ist. Aktuelle Arbeiten widmen sich der Optimierung des Prozesses, der Skalierbarkeit von Anlagengrößen und der prozesstechnischen und wärmetechnischen Integration.

### Literatur

- [1] J. Kopyscinski, et al., „Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009,“ *Fuel*, vol. 89, pp. 1763-1783, 2010.
- [2] S. Rönsch and A. Ortwein, „Methanation of Synthetic Gas – Fundamentals and Process Development (in German),“ *Chemie Ingenieur Technik*, vol. 83, pp. 1200-1208, 2011.
- [3] F. Koschany et al., „On the kinetics of the methanation of carbon dioxide oncoprecipitated NiAl(O)<sub>x</sub>,“ *Applied Catalysis B: Environmental* 181, pp 504-516, 2016 DE102009018126 (A1).
- [4] Müller-Syring, Gert et al.: „Forschungsbericht G 1/07/10 - Abschlussbericht zur Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“, *DVGW*, 2013.

### Kontakt:

Dr. Steffen Schirrmeister  
thyssenkrupp Industrial Solutions AG  
Friedrich-Uhde-Str. 15  
44141 Dortmund  
Tel.: 0231 547-3265  
E-Mail: [steffen.schirrmeister@thyssenkrupp.com](mailto:steffen.schirrmeister@thyssenkrupp.com)  
Internet: [www.thyssenkrupp.com](http://www.thyssenkrupp.com)





# Kapitel 3:

## Systemfunktionen

### *Die Gasinfrastruktur übernimmt wichtige Systemfunktionen*

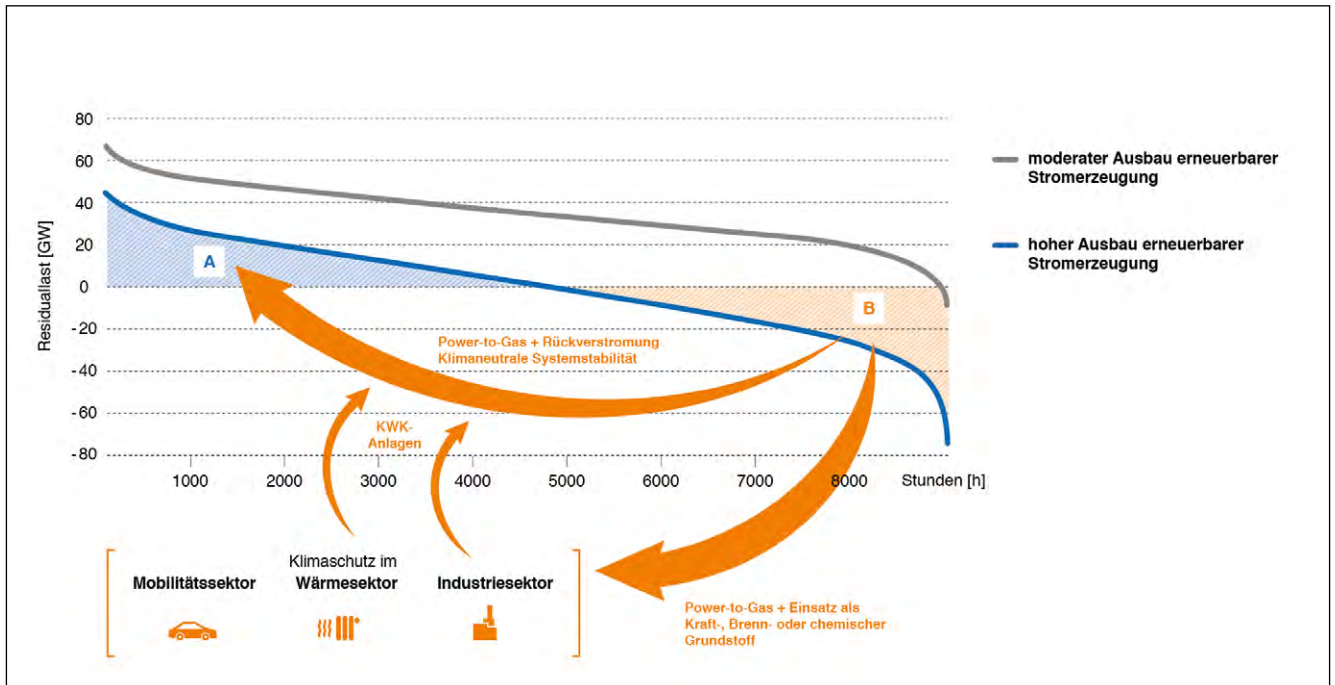
**Eine der größten Herausforderungen** der Energiewende ist die Integration der erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem Erhalt der Systemstabilität. Dass mit Wind und Sonne weitaus größere Strommengen erzeugt werden können als noch vor wenigen Jahren gedacht, steht mittlerweile außer Frage. Ihr Manko ist jedoch die zeitlich und mengenmäßig schwankende Erzeugung, die nicht immer im Einklang mit dem Energiebedarf steht. Doch auch in einem treibhausgasneutralen Energiesystem muss die Energieversorgung jederzeit gewährleistet sein, darf das Energieversorgungssystem nicht instabil werden. Zur Überbrückung einer Dunkelflaute von drei Wochen, in der nahezu kein erneuerbarer Strom ins Netz eingespeist wird, müssten rund 35 TWh Strom bereitgestellt bzw. weniger verbraucht werden. Optionen wie Demand-Side-Management können diese hohe und umfangreiche Flexibilität nicht dauerhaft zur Verfügung stellen. Eine Speicherlösung im Industriemaßstab ist deshalb unbedingt notwendig.

Mit der vorhandenen Gasinfrastruktur und der Power-to-Gas-Technologie steht schon heute genau so eine sichere und verlässliche Speicherlösung im großen Maßstab zur Verfügung. Mit 21 Poren- und 29 Kavernenspeichern, in denen 22,7 Milliarden Kubikmeter Gas beliebig lange gespeichert werden können, verfügt Deutschland über die größten Gasspeicherkapazitäten in Europa. Rechnet man dann noch das rund 500.000 Kilometer lange Leitungsnetz hinzu, so wird das Speicherpotenzial der Erdgasinfrastruktur mehr als deutlich. Mit Pumpspeicherkraftwerken und Batterien lassen sich heute gerade einmal 36 Minuten Gesamtenergieverbrauch in Deutschland überbrücken, mit Gasen und Gasspeichern sind es drei Monate.

Dass die Speicherung von regenerativ gewonnenem Wasserstoff in Untertage-Gasspeichern technisch möglich ist, hat das Forschungsprojekt „Un-

derground Sun Storage“ gezeigt. Seit März 2017 läuft das Folgeprojekt „Underground Sun Conversion“, bei dem u. a. untersucht wird, ob Untertage-Gasspeicher auch als „Reaktoren“ genutzt werden können, ob also eine Methanisierung des Wasserstoffs und die Speicherung des dabei gewonnenen Methans gleichzeitig innerhalb der Gaslagerstätte stattfinden können (S. 46).

Gerade für Energiesysteme, in denen die dezentrale Energieerzeugung immer mehr zunimmt, stellt die Gasinfrastruktur eine effiziente und effektive dezentrale Speichermöglichkeit dar, weil sie im gesamten Energiesystem für einen Ausgleich der Energiemengen sorgen, also netzdienlich wirken kann. Das heißt, dass Energieerzeugung und Energieverbrauch zeitlich entkoppelt und gleichzeitig die Stromnetze stabilisiert werden können. In verschiedenen Studien hat die RWTH Aachen gemeinsam mit Projektpartnern



Systemfunktionen von Gasen und der Gasinfrastruktur

den Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze anhand konkreter Beispiele aufgezeigt. In einem aktuellen Projekt, das ab Seite 48 des folgenden Kapitels vorgestellt wird, wird nun vom regionalen zum bundesweiten Maßstab gewechselt und das deutschlandweite Einspeisepotenzial von Power-to-Gas-Anlagen in die Gasverteilungsnetze und ihr überregionaler Beitrag zur Entlastung der Stromverteilungsnetze untersucht.

Damit die Gasnetze und die Gasspeicher ihre systemdienlichen Funktionen auch wirtschaftlich ausüben können, braucht es einen entsprechenden Rechtsrahmen und eine Neuordnung bestehender Abgaben und Umlagen. Das fordern auch Betreiber wie die Uniper Energy Storage GmbH ab Seite 44 des folgenden Kapitels. Denn nur wenn heute die Weichen richtig gestellt werden, können das Gasnetz und die Untertagespeicher ihren Beitrag für ein klimaneutrales Energiesystem vollumfänglich und langfristig leisten.





## Die Marktsituation für Erdgasspeicher in Deutschland

von **Dr. Axel Wietfeld**, Geschäftsführer der Uniper Energy Storage GmbH, **Mag. Michael Schmöltzer**, Fachabteilungsleiter Business Support und Büro Österreich bei der Uniper Energy Storage GmbH sowie Mitglied des Vorstandes der Initiative Erdgasspeicher e. V. (INES)

**Erdgasspeicher** übernehmen wichtige Systemfunktionen zum Erhalt der Versorgungssicherheit. Mit dem zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien werden diese Aufgaben immer wichtiger. Damit die Gasspeicher ihre Funktion auch weiterhin und vor allem wirtschaftlich ausführen können, sollte die Bundesregierung jedoch für geeignete Wettbewerbs- und Rahmenbedingungen sorgen.

**Wesentliche Säule der Erdgasinfrastruktur** in Deutschland stellen neben den Fernleitungs- und Verteilnetzen die Erdgasspeicher dar. Deutschland ist in Europa Nummer 1 bei Erdgasspeichervolumina und verfügt nach den USA, Russland und der Ukraine weltweit über die viertgrößten Untertagespeicherkapazitäten. Da Deutschland den größten Teil des verbrauchten Erdgases importieren muss, nehmen Erdgasspeicher eine wichtige Rolle für Versorgungssicherheit und Preisstabilität auf den Großhandelsmärkten ein. In unterirdischen Speicheranlagen werden saisonale Schwankungen und Spitzenlasten im Gasbedarf zeitnah ausgeglichen und entlasten die Gasnetze in Zeiten des höchsten Gasverbrauchs in den Wintermonaten.

### Veränderungen der Marktsituation für Erdgasspeicher

Die Markt- und Preisentwicklung für Speicherdienstleistungen in Deutschland hat sich durch die zunehmenden Vermarktungsmöglichkeiten am Termin- und Spotmarkt dramatisch verändert. Speicher werden überwiegend marktorientiert eingesetzt. Das führt dazu, dass allein die Preisinformationen der Handelsmärkte die Einsatzweise des Speichers beeinflussen; der Speicherkunde erwirtschaftet somit einen Erlös aus der saisonalen Preisdifferenz zwischen Sommer- und

Winterhalbjahr (SW-Spreads) sowie aus der Preisvolatilität der verschiedenen Forwardkurven. Aus der Entwicklung der sogenannten SW-Spreads ist jedoch abzulesen, dass dieser Preisbildungsmechanismus zu einer Situation führte, wonach Speicherunternehmen gezwungen sind, ihre Speicherdienstleistungen unter Vollkosten zu vermarkten. Der Markt ist daher in eine Schieflage geraten, die zu Abschreibungen in Milliardenhöhe und Schließungen von Speicheranlagen führte.

Demgegenüber stehen die Anforderungen an die Speicherinfrastruktur in Zeiten des maximalen Gasverbrauchs, nämlich, die Spitzenleistung im Netz sowie ausreichende Ausspeicherleitung zur Vorsorge für Extremsituationen bereitzustellen. Während der europaweiten extremen Kältephase im Februar 2012 und im Januar 2017 wurden beispielsweise mehr als 50 Prozent des täglichen Spitzenbedarfs aus deutschen Speichern bereitgestellt und eine Gasknappheit in Deutschland und seinen Nachbarstaaten damit verhindert.

Nach wie vor besteht jedoch in Deutschland – im Unterschied zu den meisten Nachbarländern – keine eindeutige Zuordnung der Verantwortung für Versorgungssicherheit. § 16 EnWG regelt nur die Verantwortlichkeiten für Netzstabilität, nicht aber Versorgungssicherheit. Es existiert keine Sicherheit, dass die Speicher befüllt werden und bis zum Ende der Wintersaison ausreichend Ausspeicherleistung vorgehalten wird. Beispielsweise kann ab einem Speicherfüllstand



von weniger als sieben Mrd. m<sup>3</sup> (das sind rund 1/3 der maximal verfügbaren Speicherkapazität) der Leistungsbedarf in Deutschland nicht mehr voll abgedeckt werden.

**Speicher garantieren verbrauchsnahe Flexibilität und optimieren die Netzauslastung**

Allerdings werden Erdgasspeicher durch aktuelle Umlagen (Marktraumumstellungsumlage und Konvertierungsumlage) im Wettbewerb gegenüber anderen Flexibilitätsanbietern durch eine Doppelbezahlung benachteiligt. Darüber hinaus ergeben sich für Speicher Nachteile aus dem Transportregime:

- Obwohl die Netze im Sommer gering ausgelastet sind, werden Einspeicherungen im europäischen Vergleich mit sehr hohen Netzentgelten belegt.
- Im Winter, wenn die Spitzenleistung im Netz überwiegend aus Ausspeicherungen gedeckt wird, fallen erneut Transportkosten an.

Im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsquellen (z. B. Flexibilität aus Importverträgen), die nicht diesen Systembeitrag leisten können, werden Speicher somit im gegenwärtigen Regulierungsrahmen systematisch benachteiligt.

Die vorhandene Speicherinfrastruktur rückzubauen, würde erhebliche Mehrkosten in den deutschen Gasnetznetzen verursachen und die Abhängigkeit von Gasimporten erhöhen.

**Energiespeicher als Wegbereiter der Sektorenkoppelung**

Der Ausbau der fluktuierenden regenerativen Stromerzeugung aus Wind und Sonne sowie der veränderliche Verbrauch machen die Energiespeicherung in Zukunft unerlässlich. Energiespeichertechnologien werden künftig einen wachsenden Beitrag im Energiesystem leisten.

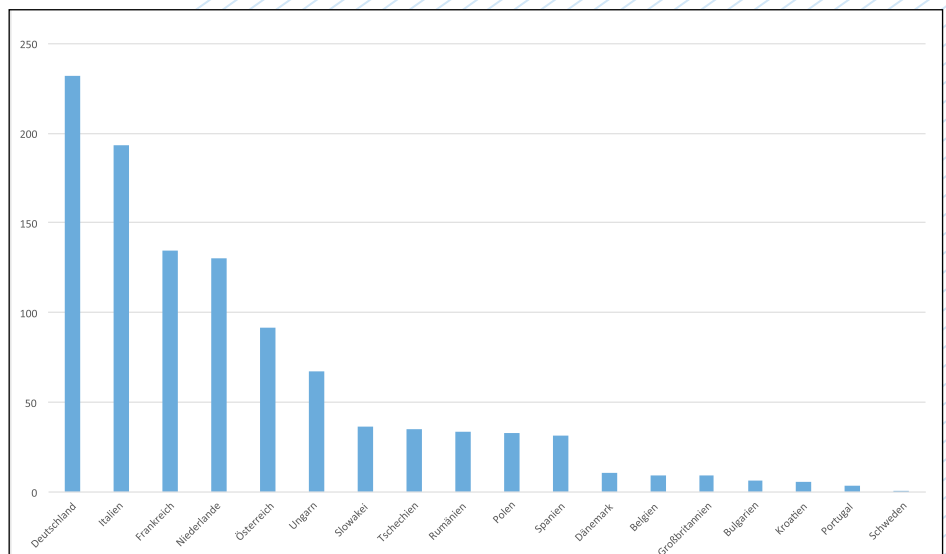
Die Speicherleistung besteht insbesondere darin, Strom aus Wind- und Solarkraft in Form von Strom, Wärme oder Gas zu einem geeigneten Zeitpunkt bereitzustellen. Energiespeicher (insbesondere Power-to-Gas) tragen deshalb maßgeblich zu einer effizienteren Energienutzung in einem zunehmend dezentralen und branchenverbindenden System bei.

**Kontakt:**

Mag. Michael Schmöltzer  
 Uniper Energy Storage Austria  
 Stoss im Himmel 3/8  
 1010 Wien  
 Österreich  
 Tel.: +43 (1) 9478550 80  
 E-Mail: michael.schmoeltzer@uniper.energy  
 Internet: www.uniper.energy

“*Speicher werden für die sichere Versorgung bei künftig reduzierter Erdgasproduktion in Kontinental-europa weiterhin einen wichtigen Beitrag leisten. Die neue Bundesregierung sollte jedoch dringend im Gasmarktmodell Anreize setzen, sodass die Speicherunternehmen ihren Beitrag zur sicheren Gasversorgung sowie zur Optimierung der Netzauslastung auch vergütet bekommen.*”

Dr. Axel Wietfeld,  
 Geschäftsführer der Uniper Energy Storage GmbH



Speicherinfrastruktur in Europa (Verfügbares Speichervolumen in TWh, 2017, AGSI+/GLE)

Quelle: AGSI+ Aggregated Gas Storage Inventory<sup>™</sup>, published by Gas Storage Europe (GSE), <https://agsi.gie.eu>



## *Underground Sun Conversion: Aus Wind- und Sonnenstrom wird im Untergrund erneuerbares Erdgas.*

von **Stephan Bauer**, RAG Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, Wien

---

**In über 1.000 Metern Tiefe**, dort wo vor Millionen Jahren bereits natürliches Erdgas entstanden ist, wird erstmals ein mikrobiologischer Prozess zur unterirdischen Erzeugung von Erdgas erforscht.

---

Seit März 2017 läuft das Forschungsprojekt „Underground Sun Conversion“. Darin soll ein Verfahren erforscht werden, das sowohl eine Lösung für die Erzeugung von Energieträgern mit hoher Energiedichte bietet als auch die Speicherfrage löst. Darüber hinaus wird das Ziel verfolgt, die in vielen Teilen der Welt bestehende und bewährte Gasinfrastruktur uneingeschränkt weiter zu nutzen.

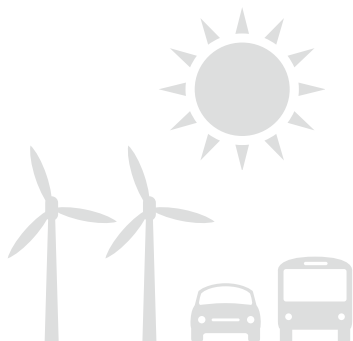
Ausgangspunkt dafür ist die Power-to-Gas-Technologie. Das Ziel des Forschungsprojekts ist es, vorhandene (Poren)Erdgaslagerstätten als natürliche „Reaktoren“ zu nutzen. So finden sowohl der Methanisierungsprozess als auch die Speicherung auf natürlichem Weg in unterirdischen Porenlagerstätten statt. Darin liegt das große Potenzial, welches gleichzeitig die bislang fehlende, aber dringend benötigte Flexibilität im Umgang mit erneuerbaren Energien schafft.

Dieses Verfahren kopiert und wiederholt den natürlichen Prozess der Entstehung von Erdgas. So findet der Methanisierungsprozess auf natürli-

chem Weg in untertägigen Gesteinsschichten statt, abgekürzt um Millionen von Jahren. Laborversuche aus dem Vorläuferprojekt „Underground Sun Storage“, das ebenfalls vom Klima- und Energiefonds gefördert wurde, zeigen, dass in die Lagerstätte eingebrachter Wasserstoff mit CO<sub>2</sub> mikrobiologisch in Methan umgewandelt wird. Damit kann es gelingen, einen nachhaltigen Kohlenstoff-Kreislauf zu etablieren.

Um die wissenschaftlichen Fragestellungen im Zusammenhang mit diesem Projekt bestmöglich abzubilden und zu beantworten, wurde ein Arbeitsplan mit neun Arbeitspaketen ausgearbeitet. Gemeinsam mit einem Konsortium werden Laborversuche, Simulationen und ein wissenschaftlicher Feldversuch an einer existierenden Lagerstätte der RAG durchgeführt. Ziel ist es auch, die Übertragbarkeit der gewonnenen Ergebnisse auf viele andere Lagerstätten weltweit zu prüfen. Die angestrebten Ergebnisse sind daher von herausragender Bedeutung für den Bereich der saisonalen Speicherung erneuerbarer Energie in Erdgaslagerstätten. Es ist davon auszugehen, dass das im Projekt entwickelte Verfahren auch weltweit in geeigneten Lagerstätten Anwendung finden kann.

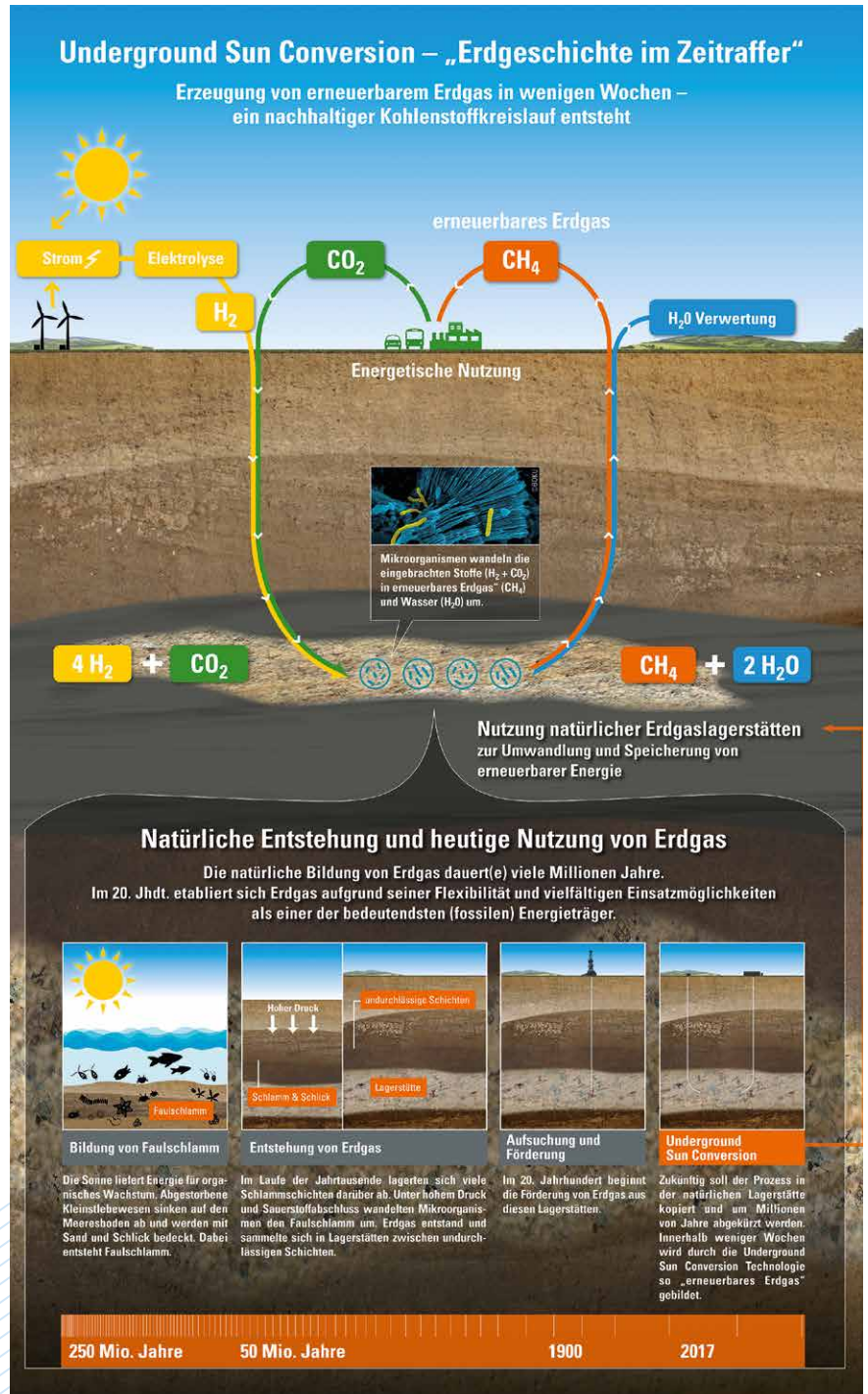
Power-to-Gas ist die einzige Möglichkeit, aus erneuerbarer Energie einen saisonal speicherbaren Energieträger zu machen. In einer weitgehend



auf erneuerbaren Quellen beruhenden Energieversorgung sind die Erdgasspeicher Garant für Versorgungssicherheit und saisonalen Ausgleich. Für die Zukunft ist es von hoher Bedeutung, dass Forschungsprojekte wie Underground Sun Conversion vorangetrieben werden. Wir sind davon überzeugt, dass der Energieträger Gas schon heute und auch in Zukunft einen wichtigen Beitrag im Energie-Mix leistet – denn natürliches Gas ist nicht nur in großen Mengen vorhanden, sondern kann auch aus erneuerbaren Energien hergestellt und vor allem in großen Mengen unterirdisch verlässlich transportiert und gespeichert werden. Zielführender als die Festlegung auf einzelne Technologien ist eine technologieoffene Forschung und Förderung. Denn um die zunehmende Nachfrage nach umweltfreundlicher Energie weltweit bedienen zu können, sind mehrere Lösungen erforderlich.

**Kontakt:**

Stephan Bauer  
 Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG)  
 Schwarzenbergplatz 16  
 1015 Wien  
 Österreich  
 Tel.: +43 (0) 50724-5377  
 E-Mail: stephan.bauer@rag-austria.at  
 Internet: www.rag-austria.at  
 www.underground-sun-conversion.at



Underground Sun Conversion – „Erdgeschichte im Zeitraffer“  
 Erzeugung von erneuerbarem Erdgas in wenigen Wochen – ein nachhaltiger Kohlenstoffkreislauf entsteht





## Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen

von **Prof. Dr. Albert Moser, Jan Kellermann, Mirko Wahl** (alle: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen), **Dr. Johannes Schaffert** (Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.), **Prof. Dr. Markus Zdrallek, Daniel Wolter, Fabian Möhrke** (alle: Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik (EVT), Bergische Universität Wuppertal) & **M. Eng. Jens Hüttenrauch** (DBI-Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg)

**Wie groß ist das deutschlandweite Einspeisepotenzial** von Power-to-Gas-Anlagen in Gasverteilungsnetze und welchen Beitrag leisten sie zur Entlastung der Stromverteilungsnetze? Das sind die Fragestellungen, denen eine aktuelle Studie der Strom- und Gaswirtschaft nachgeht. Vorangegangene Untersuchungen für einzelne Netzgebiete haben bereits unterschiedliche Einsatzkonzepte für Power-to-Gas-Anlagen anhand konkreter Beispiele aufgezeigt. Ziel der aktuellen Studie ist eine Erweiterung dieser Erkenntnisse durch eine flächendeckende, deutschlandweite Betrachtung.

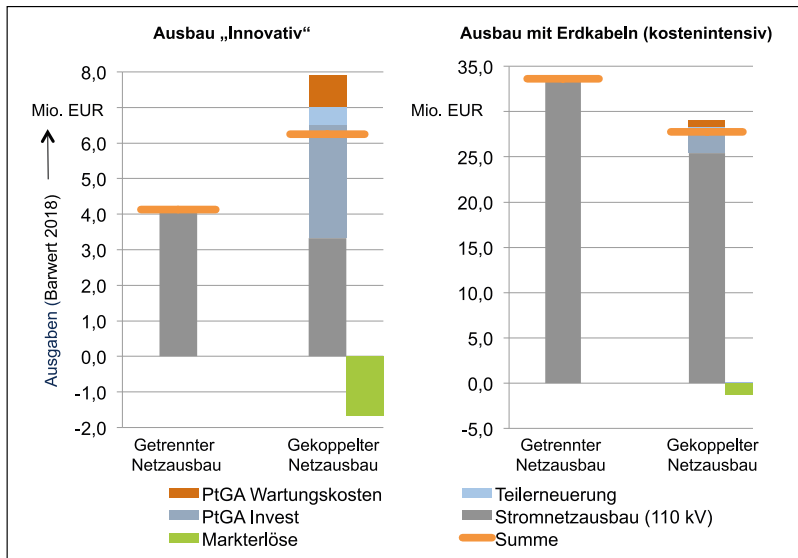
In der Hochspannungsebene eingesetzte konventionelle Netzbetriebsmittel, die zusätzliche Netzkapazitäten für die Einspeisung großer Mengen an erneuerbaren Energien (EE) bereitstellen sollen, sind in der Regel nicht gut skalierbar. Häufig führt dann ein relativ geringer zusätzlicher Netzkapazitätsbedarf zu massivem Netzausbaubedarf, was nicht nur hohe Kosten verursacht. In manchen Fällen werden diese zusätzlichen Netzkapazitäten auch nur in geringem Maße ausgenutzt. Skalierbare Power-to-Gas-Anlagen können solche konventionellen Einzelmaßnahmen ersetzen und dadurch Netzausbau vermeiden oder zeitlich verschieben.

Solange zusätzliche Netzkapazitäten z. B. durch Freileitungsmonitoring oder Hochtemperaturleiterseile bereitgestellt werden können, ist eine gekoppelte Netzplanung mit Power-to-Gas-Anlagen derzeit jedoch nicht wirtschaftlich. Anders verhält es sich,

wenn auf Hochspannungsebene kostenintensive Erdverkabelungen nötig sind. Weitere Vorteile ergeben sich bei einer spannungsebenenübergreifenden Planung: So kann der netzdienliche Einsatz von Kopplungselementen in der Niederspannungsebene auch zu einer deutlichen Reduzierung des Ausbaubedarfs in der Mittel- und Hochspannungsebene beitragen.

Die Vorgängerstudien haben darüber hinaus gezeigt, dass der Einsatz von Power-to-Gas durch den Ausgleich von positiven Prognoseabweichungen in EE-Direktvermarktungsportfolios die Ausgleichsenergiemengen sowie -kosten deutlich reduzieren kann. Überschüssige EE-Einspeisung kann dann genutzt werden, anstatt für die Einhaltung des Fahrplans abgeregelt zu werden. Zusätzlich wird ein monetärer Mehrwert durch die Nutzung der überschüssigen Energie zur Gasherstellung generiert.

Die Untersuchungen zeigen, dass strom- und gasnetzübergreifende Smart-Grid-Konzepte wirtschaftlich werden, wenn Power-to-Gas-Anlagen auf niedriger Spannungsebene bzw. erzeugungsnah eingesetzt werden, denn dadurch werden auch in den überlagerten Spannungsebenen Einsparungen beim Netzausbau erreicht. Im Hinblick auf heute realisierbare Kosten zeigen die Ergebnisse, dass die Investitionskosten durch Einsatz neuer Technologien sowie



Quelle: [1]

Exemplarische Kosten für Netzausbau und Power-to-Gas-Anlagen

Standardisierung und Modularisierung deutlich reduziert und die Auswirkung einer dynamischen Betriebsweise auf die Lebensdauer der Anlagen untersucht werden muss.

Die mögliche Reduktion des Netzausbaus und die weiteren positiven Effekte durch Power-to-Gas hängen stark vom jeweiligen Netzgebiet ab, sodass die bisherigen Ergebnisse nur auf Netze mit ähnlicher Struktur und Versorgungsaufgabe direkt übertragbar sind. An diesem Punkt knüpft die aktuell laufende Potenzialstudie an, in der eine flächendeckende Betrachtung der deutschen Strom- und Gasverteilungsnetze erfolgt. Dazu werden repräsentative Versorgungsstrukturen unter einer kombinierten Berücksichtigung der Strom- und Gasnetze sowie der heutigen und zukünftigen Versorgungsaufgaben identifiziert. Auf Basis von Simulationen des Power-to-Gas-Einsatzes sowie einer Bestimmung des notwendigen Netzausbaus ohne bzw. mit koordinierter Planung von Strom- und Gasverteilungsnetzen werden die Potenziale von Power-to-Gas für repräsentative Regionen ermittelt.

Abschließend wird das deutschlandweite Power-to-Gas-Potenzial auf Verteilnetzebene anhand einer Hochrechnung quantifiziert.

**Vorgängerstudien**

- [1] Studie über den Nutzen der PtG-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze (2015)
- [2] Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie (2014)

**Kontakt:**

M. Sc. Jan Kellermann  
 Forschungsgruppe Netzplanung und Netzbetrieb  
 Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)  
 RWTH Aachen University  
 Schinkelstr. 6  
 52062 Aachen  
 Tel.: 0241 80-96718  
 E-Mail: km@iaew.rwth-aachen.de  
 Internet: www.iaew.rwth-aachen.de

**Projektpartner**

- Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen
- Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. (GWI)
- Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik (EVT), Bergische Universität Wuppertal
- DBI-Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg (DBI)





# Kapitel 4: Gasnetze

## *Gasnetze als treibende Kraft der Energiewende*

**Mit etwa 50.000 km Hochdruckleitungsnetzen** und rund 500.000 km Verteilnetzen verfügt Deutschland über eine sehr gut ausgebaute Gasinfrastruktur, die auch mit anderen EU-Staaten gut vernetzt ist. Damit trägt sie erheblich zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei. Durch die weitere Nutzung der wertvollen Gasinfrastruktur würde außerdem der notwendige Stromnetzausbau und damit der finanzielle Aufwand für die Energiewende deutlich reduziert werden: Bereits ab dem Jahr 2035 können rund 12 bis 18 Mrd. Euro jährlich eingespart werden.

Durch seine vielseitigen Potenziale stellt das Gasnetz ein wertvolles volkswirtschaftliches Asset dar. Dem Erhalt seiner Leistungsfähigkeit und seiner langfristigen Nutzung sollte deshalb große Bedeutung zukommen. Gerade deshalb sollte auch weiter in das Gasnetz investiert werden, wie es z. B. die terranets bw mit der Nordschwarzwaldleitung vormacht (S. 54). Mit der rund 71 km langen Leitung wird das Netz des Gasversorgers an die Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP) angeschlossen und so ein wichtiger Beitrag für ein effizientes, zukunftsfähiges und bezahlbares Energiesystem geleistet.

Noch deckt die Förderung von Erdgas aus europäischen Quellen den innereuropäischen Bedarf. Doch die Reserven gehen zur Neige. Perspektivisch werden die Verbraucher verstärkt auf Importe angewiesen sein. Der europäische Netzentwicklungsplan 2017 geht für das Jahr 2035 von einer Importlücke von bis zu 183 Mrd. Kubikmetern aus. Zum Vergleich: Deutschland verbraucht derzeit rund 85 Mrd. Kubikmeter Erdgas pro Jahr. Um diese Lücke zu schließen, müssen Flüssiggas (LNG) und zusätzliches Pipelinegas nach Europa gelangen. Einen Teil der künftigen Transport- und Kapazitätslücke schließt die geplante Europäische Gasanbindungsleitung EUGAL, die vom Anlandepunkt der geplanten

Pipeline Nord Stream 2 an der Ostseeküste quer durch Deutschland bis zur deutsch-tschechischen Grenze verlaufen soll und die in einem Beitrag ab Seite 56 des folgenden Kapitels vorgestellt wird.

Neben Erdgas können im Gasnetz zunehmend grüne Gase transportiert, verteilt und für Gebäude, Haushalte, Industrie, Gewerbe und die Mobilität nutzbar gemacht werden. Die Durchleitung von Biomethan ist bereits gängige Praxis und technisch unproblematisch. Gleiches gilt für synthetisches Erdgas, also Methan, das ohne technische Anpassungen der Infrastrukturen in beliebigen Mengen in das Gasnetz eingespeist werden kann. „Going green“ beschreibt die Vision der Leipziger ONTRAS Gastransport GmbH, die bis zum Jahr 2050 zu einer CO<sub>2</sub>-neutralen Gasversorgung führen soll. In ihrem Beitrag ab Seite 60 zeigt die ON-



TRAS auf, wie durch den verstärkten Einsatz von Biomethan und CNG als Kraftstoff für den Pkw-Bereich sowie LNG für den Schwerlastverkehr erhebliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen erzielt werden können.

Damit die Gasinfrastruktur ihre neuen Aufgaben ausüben kann, werden smarte Elemente eingesetzt – das Gasnetz wird so zum „Smart Gas Grid“. Beispiel Lastverschiebung: Bei der Open Grid Europe werden Verdichteranlagen je nach Bedarf mit Erdgas oder mit erneuerbarem Strom betrieben (S. 52). Für den Essener Fernleitungsnetzbetreiber bietet dieses Vorgehen gleich zwei Antworten auf wichtige Fragen der Energiewende: Erstens entlastet die Stromabnahme durch den Elektroverdichter die regionalen Stromverteilnetze. Das senkt gleichzeitig die Kosten für den Ausbau neuer Stromleitungen. Zweitens beweist Open Grid Europe damit, dass eine intelligente Sektorenkopplung nur erreicht werden kann, wenn Strom- und Gasnetze zusammenwachsen.

Die Beispiele auf den folgenden Seiten machen deutlich, dass die Gasnetzbetreiber schon heute aktiv daran arbeiten, eine moderne Gasinfrastruktur zu erhalten und sie verstärkt für die Energiewende nutzbar zu machen. Gemeinsam mit der Bundesnetzagentur steuern und koordinieren sie den Ausbau der Gasinfrastrukturen und lenken Investitionen in Richtung einer effizienten und effektiven Sektorenkopplung. Doch bislang wird das Potenzial der Gasinfrastrukturen für die sektorenübergreifende Senkung der Treibhausgasemissionen noch nicht einmal ansatzweise ausgeschöpft. Um die traditionelle Trennung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität zu überwinden, muss der regulatorische Rahmen der Energiewirtschaft daher dringend weiterentwickelt werden. Sektor- und infrastrukturübergreifende Investitionen in Netze und Kopplungselemente werden andernfalls ausbleiben.





## *Sektorenkopplung Strom/Gas am Beispiel der Gas-Verdichterstation Krummhörn*

von **Dr.-Ing. Thomas Hübener**, Mitglied der Geschäftsführung der Open Grid Europe GmbH, Essen

**Wie sich der Strom- und Gassektor wirkungsvoll miteinander koppeln lassen**, zeigt die Gas-Verdichterstation der Open Grid Europe GmbH im niedersächsischen Krummhörn. Die dortigen Verdichter lassen sich sowohl elektrisch als auch mit Gas betreiben – nicht benötigter, erneuerbarer Strom von nahe gelegenen Windkraftanlagen kann so in Spitzenlast-Zeiten für den Weitertransport von Erdgas genutzt werden.

**Der Transport und die Verteilung von Gas** erfordern den Einsatz von Energie, im Wesentlichen um den erforderlichen Transportdruck aufrechtzuerhalten. Als Brennstoff für die Gasturbinen, mit denen die Turboverdichter zur Druckerhöhung angetrieben werden, dient dabei meistens Gas. Der Antrieb der Verdichter lässt sich, wie in der Vergangenheit bereits realisiert, alternativ

auch mit Elektromotoren erledigen. Bei der Erzeugung von Antriebsenergie über einen Gasturbinenprozess wird etwa ein Drittel der eingesetzten Energie mechanisch nutzbar, zwei Drittel werden in Form von Wärme an die Umgebung abgegeben. Setzt man für den Zweck rein erneuerbaren Strom ein, so verdrängt jede Kilowattstunde Strom drei Kilowattstunden Erdgas.



*Mit der Installation einer bivalenten Verdichtereinheit am Standort Krummhörn schafft Open Grid Europe die technischen Voraussetzungen für die Kopplung der Gas- und Stromnetze.*

Verdichteranlagen, die sowohl mit einer elektrisch angetriebenen Verdichtung als auch mit Gasturbinenantrieben ausgestattet sind, können den nur zeitweise verfügbaren erneuerbaren Strom ebenso wie Erdgas als Antriebsenergie nutzen. Dieses bivalente Versorgungskonzept bietet zwei Antworten auf wichtige Fragen der Energiewende: Erstens können durch eine stromnetzdienliche Betriebsweise des E-Verdichters abgeregelte Energiemengen (EISMAN) reduziert und zweitens CO<sub>2</sub>-Emissionen vermindert werden. Die Flexibilisierung der Gasverdichtung ist somit ein weiteres Beispiel dafür, dass eine intelligente Sektorenkopplung erreicht werden kann, wenn Strom- und Gasnetze sinnvoll zusammenwachsen.

Ein idealer, bereits existierender Verdichterstandort der Open Grid Europe GmbH (OGE) zur Nutzung von regenerativem Strom aus Windkraftanlagen ist z. B. Krummhörn an der Nordseeküste. Hier fällt quasi kontinuierlich Windstrom an, der zur Deckung des Energiebedarfs für den Weitertransport des Erdgases zur Verfügung steht. Durch eine elektrisch angetriebene Verdichtung lassen sich zwei Vorteile miteinander verknüpfen: Das lokale Mittelspannungsnetz kann in Spitzenlastzeiten entlastet werden und es wird Erdgas als Antriebsstoff für den Gastransport eingesetzt.

Open Grid Europe wird in der Verdichterstation Krummhörn nach einer aktuellen Umbaumaßnahme drei Verdichtereinheiten mit einer Antriebsleistung von jeweils 13 Megawatt (MW) betreiben. Einer der Verdichter, der sich zurzeit bereits im Bau befindet, verfügt über einen rein elektrischen Antrieb. Die Stromversorgung der Verdichterstation erfolgt über ein Umspannwerk im Mittelspannungsnetz der EWE NETZ GmbH (EWE).

OGE und EWE entwickeln gemeinsam Möglichkeiten, den Elektroverdichter der Verdichterstation Krummhörn stromnetzdienlich zur Entlastung des Umspannwerkes einzusetzen und zeitweise nicht benötigten Strom ökologisch sinnvoll zu verwenden. Das Projekt ergänzt die Aktivitäten der EWE NETZ GmbH in der vom Bundes-

wirtschaftsministerium (BMWi) geförderten Initiative „enera“. Im Rahmen der Initiative soll auch geprüft werden, in welchem Umfang die Netzentlastung vergütet werden kann, die sich durch den Betrieb einer Elektromaschine bewirken lässt.

Bei der beschriebenen Kopplung müssen Beeinträchtigungen des Erdgastransports vermieden werden. Die Transportanforderungen liegen über Stunden im Voraus fest, sodass die Transportleistung nicht beliebig geändert werden kann. Die Anforderung der EWE NETZ GmbH zum Einsatz des Elektroverdichters bedarf daher einer ausreichenden Vorlaufzeit. Dies schließt den Einsatz des Verdichters im Regelenergiemarkt aus, reicht aber in Anbetracht der heutigen meteorologischen Prognosemöglichkeiten aus, um bei einem absehbar erhöhten Windstromaufkommen eine per Gasturbine angetriebene Verdichtereinheit rechtzeitig abzufahren oder in der Leistung zu reduzieren und den Elektroverdichter einzusetzen.

Die Anforderung zum Einsatz der Elektromaschine muss möglichst aufwandsneutral in die Prozesse des Dispatchings der OGE eingefügt werden. Neben dieser Aufgabe sind rechtliche und vertragliche Bedingungen zu klären, unter denen das hier vorgestellte Konzept langfristig umgesetzt werden kann.

Aufgrund der Ausstattung der Verdichteranlage Krummhörn mit zwei Gasturbinenantrieben und einem Elektromotor wird es möglich, auf Anforderungen der EWE NETZ GmbH mit den genannten Einschränkungen flexibel zu reagieren. Die Stromnetzentlastung beruht darauf, dass Erdgas als Energie ständig verfügbar ist und Schwankungen im Stromangebot kompensieren kann. Der Gas- und der Stromsektor der Energieversorgung lassen sich so auf vorteilhafte Art miteinander koppeln.

#### **Kontakt:**

Dr.-Ing. Thomas Hüwener  
Open Grid Europe GmbH  
Kallenbergstr. 5  
45141 Essen  
Tel.: 0201 3642-0  
E-Mail: [info@open-grid-europe.com](mailto:info@open-grid-europe.com)  
Internet: [www.open-grid-europe.com](http://www.open-grid-europe.com)





Auf 71 km Länge wurden 4.000 Rohre verlegt  
– das sind rund 11.000 t Stahl.



## Die Nordschwarzwaldleitung – Ausbau der Gasinfrastruktur in Baden-Württemberg

von **Katrin Flinspach**, Geschäftsführerin der terranets bw GmbH, Stuttgart

**Damit der Umstieg auf eine Versorgung** aus regenerativen Energien gelingen kann, muss neben dem Stromübertragungsnetz auch das Gasfernleitungsnetz weiter ausgebaut werden – so wie in Baden-Württemberg, wo die terranets bw GmbH mit der rund 71 km langen Nordschwarzwaldleitung (NOS) die Versorgung des Großraums Stuttgart mit Gas sicherstellt.

Um dem kontinuierlich steigenden Bedarf an Gastransportkapazitäten in Baden-Württemberg gerecht zu werden, baut terranets bw die Gasinfrastruktur im Land weiter aus. Als Fernleitungsnetzbetreiber im Südwesten hat das Unternehmen die Aufgabe, die sichere Versorgung Baden-Württembergs und des angrenzenden Auslandes mit Gas sicherzustellen sowie die verbesserte Anbindung an das europäische Gasnetz voranzutreiben. Eines der Ausbauprojekte ist die 71 km lange Nordschwarzwaldleitung (NOS), die das Netz der terranets bw an die Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP) anbindet. Die TENP ist eine der größten und wichtigsten Nord-Süd-Gastransportleitungen Europas und transportiert derzeit Erdgas von den Niederlanden bis in die Schweiz und nach Italien. Die NOS wiederum verläuft von Au am Rhein über Pforzheim nach Leonberg und transportiert so Erdgas in den Großraum

Stuttgart. Bei einer möglichen Umkehr der Flussrichtung der TENP können sich für Baden-Württemberg zudem neue Zugänge für Gaslieferungen aus dem Mittelmeerraum ergeben.

Mit dem Bau der Nordschwarzwaldleitung kann die terranets bw auf ein erfolgreiches Großprojekt zurückblicken: Neun Jahre nach dem Planungsstart wurde die NOS Anfang 2016 in Betrieb genommen. Als Bestandteil des deutschlandweiten Netzentwicklungsplans Gas war die Umsetzung der Netzausbaumaßnahme durch terranets bw verbindlich. Seit Beginn der Planung für die Nordschwarzwaldleitung und bereits im Vorfeld des Raumordnungs- und des Planfeststellungsverfahrens erfolgte eine enge Zusammenarbeit mit Behörden, Kommunen und Verbänden.

## Trassenverlauf und Inbetriebnahme

Der erste, 15 km lange Abschnitt der Nordschwarzwaldleitung von Au am Rhein nach Ettlingen wurde zwischen März und Dezember 2014 errichtet. Die zahlreichen Infrastruktureinrichtungen, die die Region Karlsruhe und das Rheintal durchziehen, stellten sich dabei als technische Herausforderungen dar: Neben Stromübertragungsstrassen waren insbesondere Verkehrsinfrastrukturen wie Bahntrassen und Bundes- und Landesstraßen zu berücksichtigen. Der zweite Abschnitt der Leitung mit einer Länge von rund 56 km, von Ettlingen über Pforzheim in den Großraum Stuttgart, wurde 2016 fertiggestellt.

Durch einen möglichst geraden Trassenverlauf, das Vermeiden bebauter Gebiete und einen sorgfältigen Umgang mit landwirtschaftlich genutztem Boden hat terranets bw ihr Ziel einer umweltgerechten sowie nachhaltigen Planung und Baurealisierung umgesetzt. War die Durchquerung von Naturschutz-, Wasserschutz- und Waldgebieten nicht zu vermeiden, wurde die schonende Durchquerung des betreffenden Gebietes sichergestellt. Neben dem Natur-, Boden- und Umweltschutz hatte das Thema Sicherheit oberste Priorität. Unabhängige, behördlich anerkannte Sachverständige überwachten den gesamten Bauprozess und führten intensive Prüfungen, insbesondere hinsichtlich Dichtigkeit und Festigkeit der Leitung, durch.

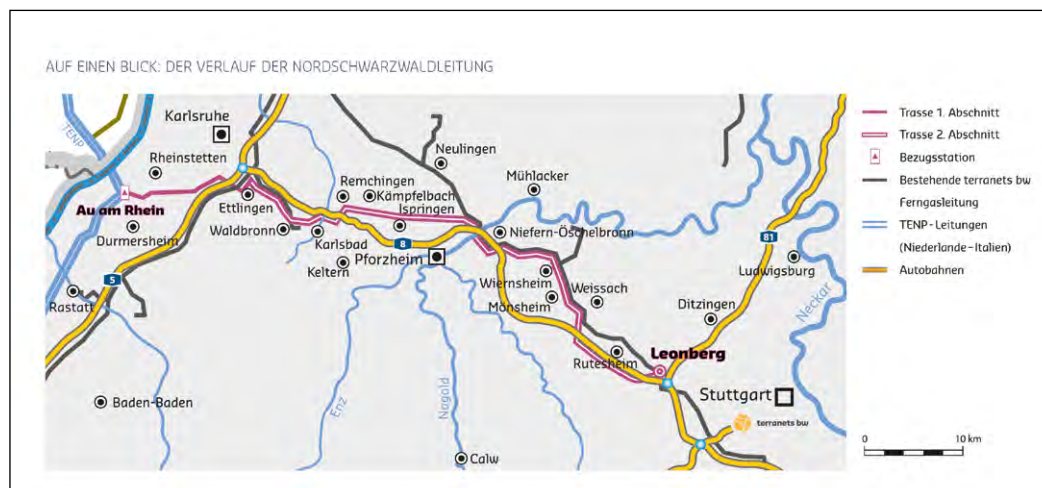
Damit ein solches Großprojekt erfolgreich umgesetzt werden kann, sind zum einen die enge Zusammenarbeit zwischen den Projektträgern und deren Dienstleistern und eine frühzeitige Identifizierung der Anliegen aller wesent-

lichen Stakeholder entlang der Trasse, zum anderen die Einbindung der Betroffenen noch vor dem Beginn der offiziellen Verfahren wichtig. Und der Bau der Nordschwarzwaldleitung zahlt sich aus: Mit der Realisierung des Projekts wurde die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg signifikant erhöht. Zudem wurde mit der NOS die Grundlage für weitere Netzausbaumaßnahmen der terranets bw geschaffen. Aktuell befinden sich eine Verdichterstation an der Nordschwarzwaldleitung und eine Anbindung des Raumes Heilbronn an die NOS in der Planungs- und Genehmigungsphase. So setzt sich terranets bw für einen bedarfsgerechten Ausbau des Fernleitungsnetzes und die Realisierung eines effizienten, zukunftsfähigen und bezahlbaren Energiesystems ein.

Weitere Fakten zur Nordschwarzwaldleitung erfahren Sie unter [www.terranets-bw.de/erdgastransport/netzausbauprojekte/nordschwarzwaldleitung/](http://www.terranets-bw.de/erdgastransport/netzausbauprojekte/nordschwarzwaldleitung/).

### Kontakt:

Katrin Flinspach  
 terranets bw GmbH  
 Am Wallgraben 135  
 70565 Stuttgart  
 Tel.: 0711 7812-0  
 E-Mail: [leitungsprojekt@terranets-bw.de](mailto:leitungsprojekt@terranets-bw.de)  
 Internet: [www.terranets-bw.de](http://www.terranets-bw.de)



Der erste 15 km lange Abschnitt von Au am Rhein nach Ettlingen wurde 2014 und der zweite, 54 km lange Abschnitt zwischen Ettlingen und Leonberg 2015/2016 fertiggestellt. Durch die Nordschwarzwaldleitung kann die Transportkapazität von Erdgas in Baden-Württemberg nachhaltig gesteigert werden.





## **Neue Erdgas-Pipeline EUGAL** *erhöht die Versorgungssicherheit und begleitet die Energiewende.*

von **Dr. Christoph von dem Bussche**, Geschäftsführer der GASCADE Gastransport GmbH, Kassel





**Das Erdgastransportnetz** im Herzen Europas wird robuster und flexibler: Die Europäische Gas-Anbindungsleitung (EUGAL) stärkt verlässlich die deutsche und europäische Erdgasversorgung. Sie wird auf einer Länge von rund 485 km von der Ostsee durch Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg bis in den Süden Sachsens und von dort über die Grenze in die Tschechische Republik verlaufen. Bereits Ende 2019 soll der erste Leitungsstrang der EUGAL fertiggestellt sein.

Noch deckt die Förderung von Erdgas aus europäischen Quellen den inner-europäischen Bedarf. Doch die Reserven gehen zur Neige, perspektivisch werden die Verbraucher verstärkt auf Importe angewiesen sein. Der europäische Netzentwicklungsplan 2017 geht für das Jahr 2035 von einer Importlücke von bis zu 183 Mrd. Kubikmetern aus. Zum Vergleich: Deutschland verbraucht derzeit rund 85 Mrd. Kubikmeter Erdgas pro Jahr. Um diese Lücke zu schließen, müssen Flüssiggas (LNG) und zusätzliches Pipeline-Gas nach Europa gelangen.

### Politische Akzeptanz

Erdgas unterstützt die Energiewende nachhaltig, denn es gewährleistet für die Allgemeinheit einen sicheren, preisgünstigen, effizienten und umweltverträglichen Zugang zu Energiequellen – so wie es das Energiewirtschaftsgesetz als oberstes Ziel definiert. Den europäischen Binnenmarkt weiter zu stärken, ist zudem ein wichtiger Schritt für eine höhere Versorgungssicherheit. Der zukünftige Transportbedarf an den Grenzen des GASPOOL-Marktgebietes, das insbesondere Nord- und Ostdeutschland umfasst, ist ab 2019 immens, wie die europaweit von den Fernleitungsnetzbetreibern GASCADE, Gasunie Deutschland und ONTRAS durchgeführte Marktabfrage mit dem Titel „more capacity“ und die Jahresauktion für Transportkapazitäten zeigen. Allein in Richtung Tschechische Republik und Südosteuropa wurden

zusätzliche 45 Mrd. Kubikmeter pro Jahr verauktioniert; außerdem besteht ein Bedarf von zehn Mrd. Kubikmetern pro Jahr in Richtung der Niederlande sowie in Richtung Westdeutschland.

Das sehen auch Politik und Behörden: Die Ergebnisse der auf der Marktabfrage aufgebauten Jahresauktion für Kapazitäten im März 2017 wurden von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern in den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2018 aufgenommen. Wenn der Szenariorahmen von der Bundesnetzagentur im 4. Quartal 2017 bestätigt wird, ist auch der für die Planung der geplanten Europäischen Gas-Anbindungsleitung (EUGAL) zugrunde gelegte Transportbedarf anerkannt.

### EUGAL stärkt den europäischen Binnenmarkt

EUGAL schließt einen Teil der künftigen Transport- und Kapazitätslücke: Auf einer Länge von rund 480 km führt sie vom Anlandepunkt der geplanten Pipeline Nord Stream 2 an der Ostseeküste bei Lubmin durch Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg bis in den Süden Sachsens und von dort zur deutsch-tschechischen Grenze. Direkte Verbindungen der EUGAL zur Jamal-Gas-Anbindungs-Leitung (JAGAL), zur Nordeuropäischen Erdgasleitung (NEL) und eine indirekte Anbindung an die Norddeutsche Erdgas-Transversale (NETRA) erhöhen die Flexibilität des deutschen Ferngasnetzes deutlich.

Innerhalb Deutschlands kann über die EUGAL Erdgas von Nordosten und von Westen nach Süden fließen. Ebenso vernetzt die Leitung die zentraleuropäischen Märkte mit dem Osten und Südosten Europas. Dies und die Verstärkung der Transportkapazitäten Richtung Tschechische Republik erhöhen die Versorgungssicherheit und

Netzstabilität im europäischen Binnenmarkt. Als zentrales Element einer europäischen Energiedrehscheibe trägt EUGAL auch zu einem harmonisierten Erdgashandel in der EU bei: Temporäre Spitzenlasten können aufgefangen, nationale Preisunterschiede abgebaut werden. Die Erdgasversorgung im Herzen Europas wird in der Folge robuster und unabhängiger gegenüber einzelnen Lieferanten.

### EUGAL schafft Flexibilität in der Energiewende

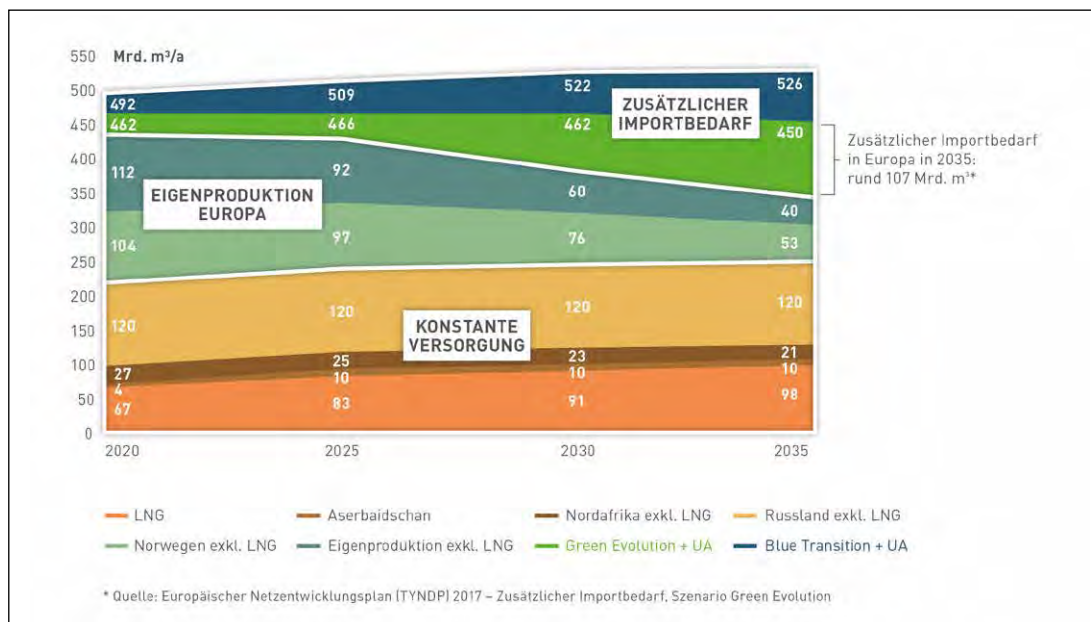
Erdgas bleibt auch künftig sektorenübergreifend relevant und die Transportinfrastruktur wichtig. Nach der Studie „Klimaschutz durch Sektorkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten“ [1] aus dem März 2017 ist Erdgas bis mindestens 2040 die kosteneffizienteste CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoption für Wärme. Im Stromsektor wird Erdgas laut der Studie bis zum Jahr 2050 und darüber hinaus als ökoeffizientester Energieträger für Backup-Kraftwerke eine Rolle spielen.

Das Potenzial der Erdgasinfrastruktur für die kommenden Jahrzehnte ist damit groß: Eine dauerhafte Einbeziehung der Gasinfrastruktur in das künftige Energiesystem löst z. B. die

bisher offenen Fragen der langfristigen Speicherung großer, überschüssiger Energiemengen aus Wind- und Sonnenenergie. Bei einer vollständigen Dekarbonisierung des Energiemarktes gibt es zur Langzeitspeicherung von Strom als „Power-to-Gas“ derzeit keine wirtschaftlich sinnvollen Alternativen – dies belegt eine neue Studie [2]. So kann ein Energiesystem, das auf Strom und sogenanntem grünen Gas in Form von synthetischem Wasserstoff oder Methan basiert, pro Jahr zwölf Mrd. Euro günstiger sein als ein allein strombasiertes. Die gut ausgebaute Gasinfrastruktur gewährleistet darüber hinaus Versorgungssicherheit, mit der Verzögerungen und Unwägbarkeiten beim Stromnetzausbau kompensiert werden können. EUGAL ist damit ein wertvoller Begleiter der Energiewende.

### Die Planung der EUGAL: zukunftsgerichtet und umweltbewusst

Die EUGAL soll größtenteils parallel zur Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) verlaufen. Dadurch können beispielsweise in den öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfah-



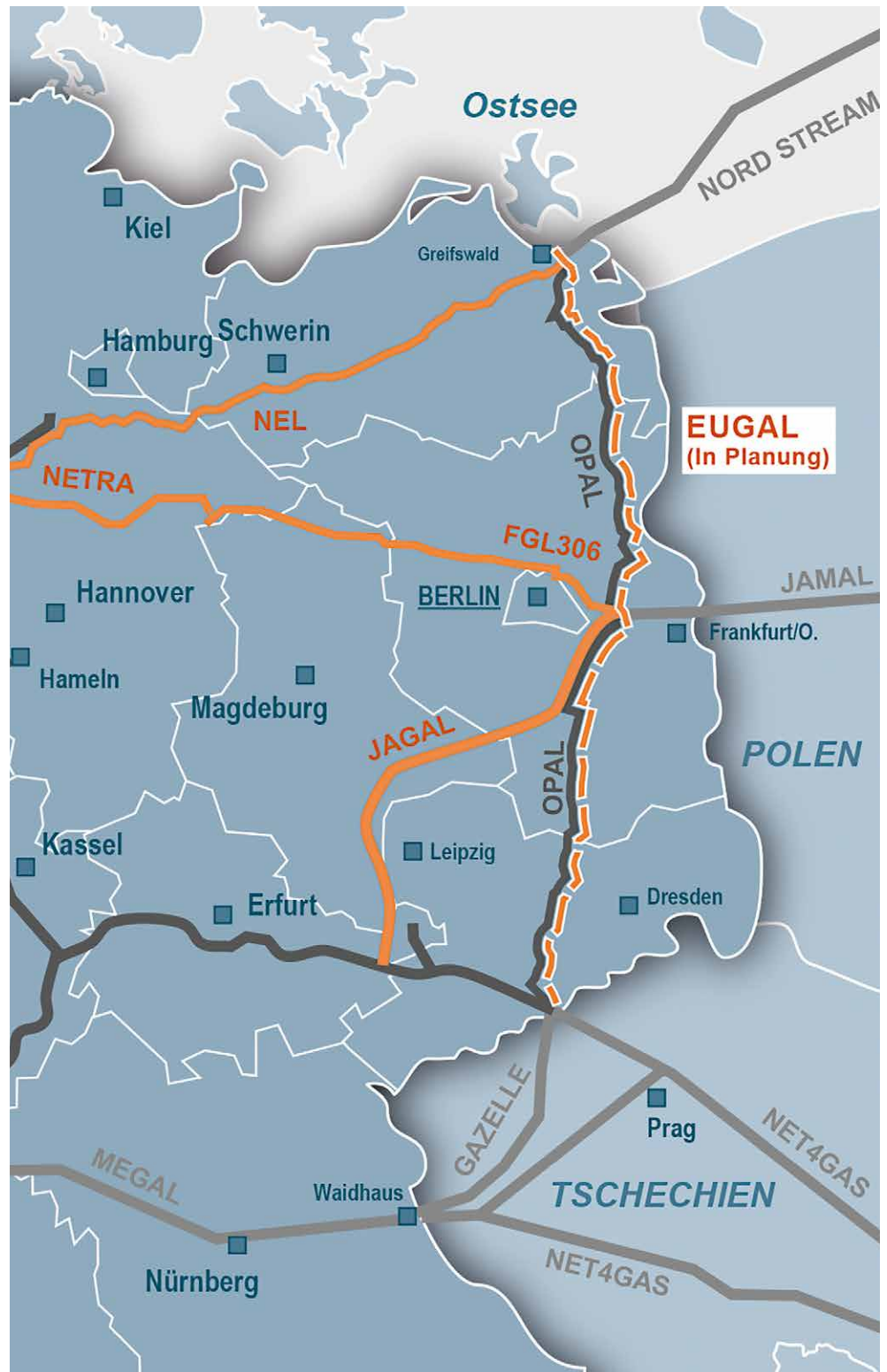
Der Importbedarf für Erdgas wird bis zum Jahr 2035 signifikant ansteigen.

ren alle bislang gemachten Erfahrungen aus Planung und Bau der OPAL einfließen. In allen drei Bundesländern wurden nach der Phase der Raumordnung die Planfeststellungsverfahren eingeleitet. Der Abschluss dieser Verfahren wird für Mitte des Jahres 2018 erwartet, dann können die eigentlichen Bauarbeiten beginnen.

Bis Ende 2019 soll der erste Strang der EUGAL fertiggestellt werden, ein Jahr später der zweite. Durch den Verlauf in bestehenden Leitungskorridoren kann GASCADE die mit dem Bau verbundene Beeinträchtigung so gering wie möglich halten. Umfassende Kompensationsmaßnahmen unterstützen diesen verantwortungsvollen Ansatz, denn der Schutz von Mensch, Natur und Umwelt hat auch beim EUGAL-Bau höchste Priorität.

**Kontakt:**

Dr. Christoph von dem Bussche  
 GASCADE Gastransport GmbH  
 Kölnische Str. 108–112  
 34119 Kassel  
 Tel.: 0561 934-2360  
 E-Mail: kontakt@gascade.de  
 Internet: www.gascade.de



Quelle: GASCADE

Geplanter Verlauf der EUGAL und Lage im Pipeline-System





## „going Green“ – erneuerbare Gase im Gasnetz: Beispiel Mobilitätssektor

von **Uwe Ringel**, Geschäftsführer Betrieb und Sicherheit bei der ONTRAS Gastransport GmbH, Leipzig

**Zusammen mit sechs anderen europäischen Infrastrukturbetreibern** möchte die ONTRAS Gastransport GmbH im Projekt „going Green“ bis zum Jahr 2050 eine CO<sub>2</sub>-neutrale Versorgung mit Gas realisieren. Ein wesentlicher Bestandteil davon ist der Aufbau einer unternehmenseigenen Firmenwagen-Flotte auf CNG-Basis. Die finanziellen wie auch ökologischen Vorteile dieses Beispiels aus dem Mobilitätssektor werden nachfolgend vorgestellt.

„going Green“ beschreibt die Vision der ONTRAS Gastransport GmbH, die bis zum Jahr 2050 zu einer CO<sub>2</sub>-neutralen Gasversorgung führen soll. Diesem Ziel haben sich neben ONTRAS auch die sechs übrigen europäischen Infrastrukturbetreiber der Green Gas-Initiative aus Belgien, Dänemark, Frankreich, den Niederlanden, Schweden und der Schweiz verschrieben. Als Alternative zu einem „All Electric“-Szenario wird Gas weiterhin eine wesentliche Säule der Energieversorgung darstellen – anfangs überwiegend Erdgas, welches schrittweise durch einen steigenden Anteil an regenerativ erzeugten Gasen ersetzt wird, bis am Ende 100 Prozent grüne Gase im Netz transportiert werden. Durch eine intelligente Kopplung aller Sektoren werden im Laufe dieser Entwicklung die verschiedenen

Energienetze sinnvoll miteinander gekoppelt. An geeigneten Kopplungspunkten werden Power-to-X-Anlagen (X steht für Wärme, Wasserstoff, Methan, Flüssigtreibstoffe u. a.) bei Bedarf Strom aus erneuerbaren Energiequellen in eine andere Energie umwandeln.

Zwei wesentliche Funktionen dabei sind die Nutzung von Überschussstrom durch Überführen in Synthesegas und die Energiespeicherung zur Rückverstromung bei länger anhaltenden Dunkelflauten. Zudem speisen 22 Biogasanlagen und zwei Power-to-Gas-Anlagen seit mehreren Jahren Biomethan bzw. Wasserstoff in das ONTRAS-Netz ein und liefern damit jährlich etwa 17 Prozent des deutschlandweit eingespeisten Biomethans. Zwei Leitungen transportieren bereits ausschließlich Biomethan. Seit mehreren Jahren setzt ONTRAS darüber hinaus beim Thema Mobilität konsequent auf CNG statt Benzin oder Diesel: Im Fuhrpark des Unternehmens befinden sich aktuell etwa 115 Firmenfahrzeuge; seit dem Jahr 2012 sind davon rund 90 Prozent CNG-Autos. Lediglich die verwendeten Allrad-Fahrzeuge fahren noch mit Benzin bzw. Diesel, da es hier bisher noch keine CNG-Varianten gibt. Darüber hinaus betreut das Fuhrparkmanagement rund 50 weitere CNG-Fahrzeuge im Auftrag der VNG-Gruppe.

Die ONTRAS-Flotte fährt jährlich insgesamt etwa 2,5 Mio. km mit CNG. 2016 verbrauchte sie dabei rund 140 Tonnen CNG. Damit spart das Unternehmen gegenüber Diesel rund 110 Tonnen CO<sub>2</sub>, 99 Prozent der Feinstaub- und 90 Prozent der NO<sub>x</sub>-Emissionen ein. Auch die Treibstoffkosten



Im Gasnetz kann zunehmend grünes Gas transportiert und z. B. an Erdgastankstellen zur Verfügung gestellt werden.



Quelle: ONTRAS

ONTRAS setzt auf CNG: Im firmeneigenen Fuhrpark fahren zu 90 Prozent Erdgasfahrzeuge.

lagen im betrachteten Zeitraum knapp 60.000 Euro unter denen für die energetisch gleiche Menge an Diesel (etwa 190.000 Liter). Bei typischen 26.000 km Jahresfahrleistung eines Mitarbeiterfahrzeugs spart das Unternehmen daher pro Fahrzeug gegenüber Diesel etwa 600 Euro Treibstoffkosten und vermeidet mindestens eine Tonne CO<sub>2</sub>. Die Leasingkosten für ein CNG-Auto entsprechen denen für vergleichbare Diesel- und Benzinfahrzeuge.

Auch im Rahmen der Green Gas-Initiative setzt sich ONTRAS in der Arbeitsgruppe „Transport – Gas ist der grünere Kraftstoff“ für den verstärkten Einsatz von Biomethan/CNG als Kraftstoff sowie für LNG im Schwerlastverkehr in den Mitgliedsländern ein.

Als Mitglied des VW-Industriekreises „CNG mobility“ arbeitet ONTRAS an Projekten, um die CNG-Tankinfrastruktur in Deutschland zu ertüchtigen und weiter auszubauen. Ziel der Partner dieses Industriekreises ist es, dass bis 2025 eine Million CNG-Fahrzeuge in Deutschland auf der Straße fahren und die Anzahl der Tankstellen auf 2.000 zunimmt. ONTRAS will die erste neue öffentliche CNG-Tankstelle voraussichtlich im Sommer 2018 im Westen Leipzigs eröffnen. Und mit Kompetenzen bei Betrieb und Überwachung von CNG-Tankanlagen und individuellen Standortentwicklungskonzepten will das Unternehmen dieses Geschäftsfeld gemeinsam mit Marktpartnern weiter voranbringen, um künftig eine nachhaltig gute Auslastung der CNG-Tankinfrastruktur sicherstellen zu können.

Damit CNG-Mobilität jedoch auf Dauer optimal zur Senkung der Treibhausgas-Emissionen beitragen kann, sind Power-to-Gas-Anlagen notwendig, denn nur mit ihnen lässt sich künftig genügend regenerativgas erzeugen.

Eine aktuelle Studie, beauftragt vom FNB Gas e. V., zeigt, dass auch die Energiewende insgesamt durch den Einsatz von Power-to-Gas effizienter und preiswerter wird: Bis zum Jahr 2050 ließen sich durch partielles Vermeiden des für eine Vollelektrifizierung notwendigen teuren Ausbaus der Strominfrastruktur bis zu 268 Mrd. Euro einsparen. Damit das auch wirtschaftlich darstellbar ist, müssten die Power-to-Gas-Energietransformatoren von allen Steuern und Abgaben eines Energieverbrauchers befreit werden – dann stünde dem Energieträger Gas der „going Green“-Pfad vollständig offen.

#### Kontakt:

Uwe Ringel  
ONTRAS Gastransport GmbH  
Maximilianallee 4  
04129 Leipzig  
Tel.: 0341 27111-0  
E-Mail: [info@ontras.com](mailto:info@ontras.com)  
Internet: [www.ontras.com](http://www.ontras.com)



Die Power-to-Gas-Anlage der enertrag (großes Gebäude) speist seit 2013 Wasserstoff ins Netz der ONTRAS ein (kleines Gebäude im Vordergrund: ONTRAS-H<sub>2</sub>-Einspeiseanlage).





# Kapitel 5:

## Gaskraftwerke & Kohleausstieg

### *Mit Gaskraftwerken die Klimaschutzziele frühzeitig erreichen*

**Der Stromsektor** ist mit rund 38 Prozent der größte Einzelverursacher von Treibhausgas-Emissionen in Deutschland. Obwohl der erneuerbare Anteil an der Stromerzeugung von Jahr zu Jahr steigt – im Dezember 2017 ist Windenergie noch vor Atomenergie und Steinkohle zur zweitwichtigsten Stromquelle geworden –, nimmt der THG-Ausstoß seit 2010 im Stromsektor wieder zu. Verantwortlich dafür sind vor allem die Braunkohlekraftwerke, die 2016 immer noch knapp ein Viertel des Stroms in Deutschland erzeugten. Ein Grund dafür ist die Systematik bei der Zuteilung der Emissionszertifikate. Durch das europaweite Emissionszertifikate-Handelssystem (EU ETS) erhalten Kohlekraftwerke doppelt so viele Treibhausgas-Zertifikate wie vergleichbare Gaskraftwerke. Eine Lenkungswirkung des Emissionshandels findet daher nicht statt.

**Um seine Klimaziele zu erreichen**, muss Deutschland dieses Dilemma dringend auflösen. Ein zeitnaher Fuel-Switch, also der Ersatz von Kohle und Erdöl durch Erdgas, ist dringend nötig. Durch den Umstieg von Braunkohle auf Erdgas würden sofort 110 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> jährlich eingespart. Der gleiche Effekt könnte auch durch den Zubau von rund 18.000 Windrädern erzielt werden – was allerdings 20 Jahre dauern würde. Das ist für das Klima zu spät.

Die verstärkte Nutzung von Gas-und-Dampf (GuD)-Kraftwerken hat ein hohes Dekarbonisierungspotenzial, da die Umwandlung von im Erdgas gespeicherter chemischer Energie in Strom mit hohen elektrischen Wirkungsgraden von ca. 60 Prozent erfolgt. Zusätzlich ist die Auskoppelung von Wärme und damit eine weitere Effizienzsteigerung möglich. Eine kontinuierlichere

Auslastung der Gaskraftwerke kann zudem erheblich zur Systemstabilität beitragen, da sie gesicherte Leistung bereitstellen. Das energiepolitische Optimum aus Klimaschutz, Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit kann damit zügig erreicht werden.

Gas und erneuerbare Energien sind auch deshalb perfekte Partner, weil Gaskraftwerke aufgrund ihrer flexiblen Betriebsweise die schwankende Einspeisung aus Wind und Sonne kurzfristig und sicher ausgleichen können. Mit der Weiterentwicklung von Gas- und Dampfturbinen befasst sich die AG Turbo am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Köln. Hier arbeiten Forscher an einer neuen Turbinengeneration, die noch robuster und noch besser auf einen unregelmäßigen Betrieb und wechselnde Brennstoffe ausgelegt werden, wie in dem Beitrag ab S. 64 erklärt wird.



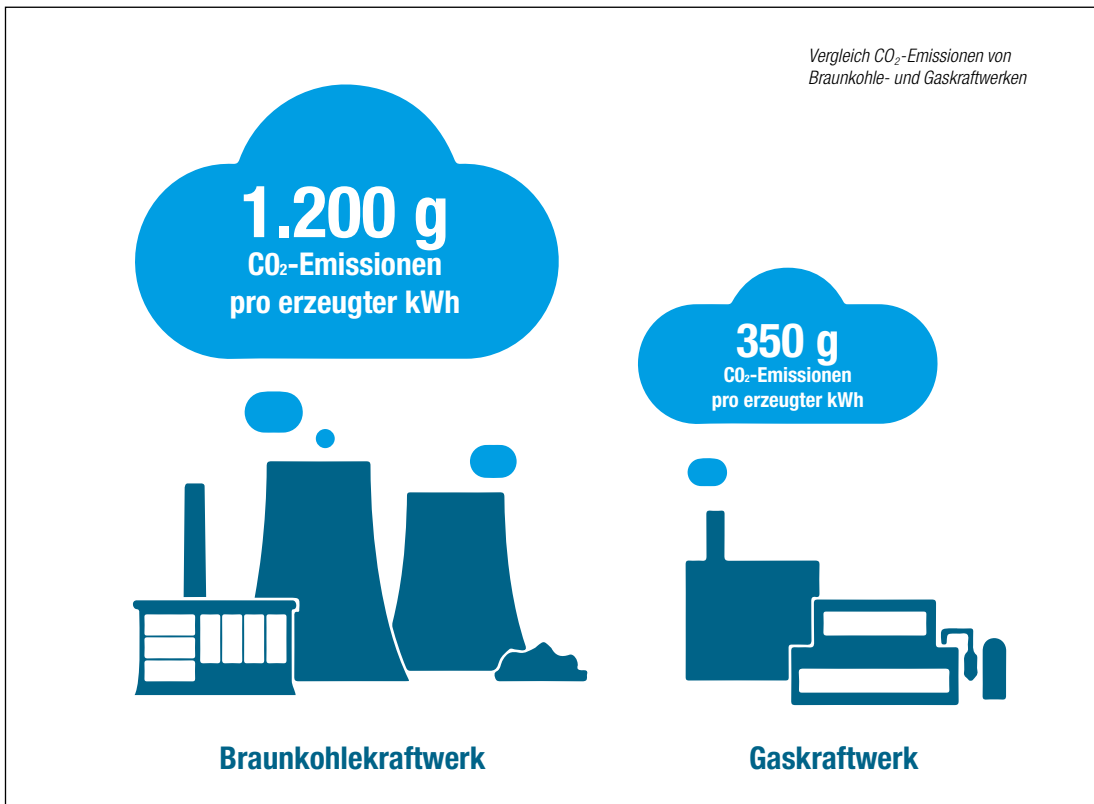
Nicht um Forschung, sondern um gelebte Praxis geht es in dem Beitrag unseres Autoren von Vattenfall auf Seite 68. Das Unternehmen hat in Berlin den Fuel-Switch bereits vollzogen. Im Heizkraftwerk Klingenberg wurde im Mai 2017 die letzte Schippe Braunkohle verfeuert, Strom und Wärme werden hier nun mit Erdgas erzeugt. Zusammen mit einem im Bau befindlichen GuD-Kraftwerk werden zukünftig fast 675.000 Ostberliner Haushalte mit umweltschonender Wärme versorgt, CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial 600.000 Tonnen pro Jahr!

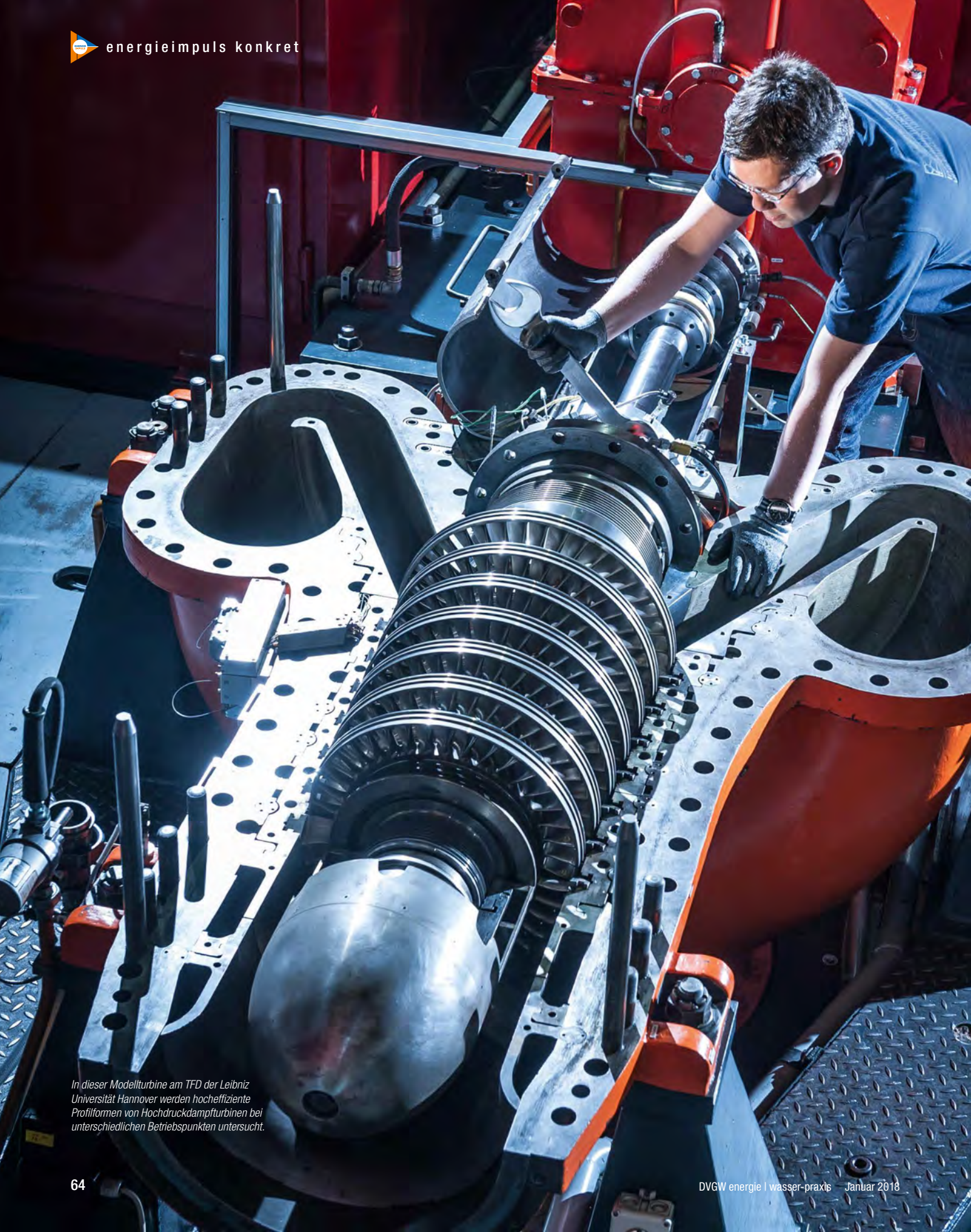
Auch an Rhein und Ostsee setzt man auf effiziente und klimaschonende Erdgastechnologie: Seit dem Frühjahr 2016 betreibt die Kölner Rhein-Energie ein hocheffizientes Hightech-Kraftwerk auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung. Rund eine Million Kölner Haushalte erhalten nun CO<sub>2</sub>-armen Strom und fast 30.000 Haushalte Fernwärme aus dem Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk. Welche Vorteile das Heizkraftwerk für die Kölner

Energiewende und den Klimaschutz hat, beschreibt der Kraftwerksleiter Karsten Klemp in seinem Beitrag auf Seite 70.

Noch im Bau befindet sich ein hochmodernes Gasmotorenkraftwerk an der Kieler Förde, im Laufe des Jahres 2018 soll es in Betrieb gehen. In Verbindung mit einem Wärmespeicher und einem Elektrokessel ersetzt das Kraftwerk zukünftig ein seit 1970 in Betrieb befindliches Steinkohlekraftwerk und trägt damit erheblich zum Klima- und Umweltschutz in der Region Kiel bei (S. 72).

Um den Fuel-Switch zu vollziehen und so die Klimaschutzziele zu erreichen, bedarf es des zeitnahen Ausstiegs aus der Braunkohleverstromung und der Nutzung freier vorhandener Gaskraftwerkskapazitäten. Dass dies auch in der Praxis möglich ist, zeigen die im folgenden Kapitel vorgestellten Best-Practice-Beispiele.





*In dieser Modellturbinen am TFD der Leibniz Universität Hannover werden hocheffiziente Profilformen von Hochdruckdampfturbinen bei unterschiedlichen Betriebspunkten untersucht.*





## *Bewährte Gasturbinentechnik wird für neue Aufgaben weiterentwickelt.*

von der Programmleitung AG Turbo am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), Köln

**Künftig müssen konventionelle Kraftwerke** flexibler werden, um die schwankende Stromerzeugung der Erneuerbaren auszugleichen. Das erfordert modifizierte Gas- und Dampfturbinen. Diese müssen häufiger unter Teillast arbeiten, mehr An- und Abfahrzyklen überstehen und mit wechselnden Brennstoffen funktionieren. Die AG Turbo hat für diese neuen Rahmenbedingungen die Forschungs- und Entwicklungsziele im Programm ECOFLEX-turbo zusammengestellt.

**Gas- und Dampfturbinen sind das Herzstück** konventioneller Kraftwerke und ihr technisches Leistungsvermögen entscheidet wesentlich über Energieeffizienz, Einsatzprofil und Emissionswerte der Gesamtanlage. Turbinen wandeln die aufgenommene Energie mittels Generatoren in elektrischen Strom um. Sie sind bisher so ausgelegt, dass sie möglichst ohne plötzliche An- und Abschaltvorgänge und unter Vollast laufen sollen. Das begrenzt den Materialverschleiß und ermöglicht hohe Wirkungsgrade und niedrige Emissionswerte. Im künftigen Stromnetz übernehmen konventionelle Kraftwerke aber neue Aufgaben. Sie sollen in erster Linie die schwankende Stromerzeugung der Windenergie- und Fotovoltaikanlagen ausgleichen, um ein stabiles Netz zu gewährleisten. Das ist nur mit weiterentwickelten Turbinen möglich. Diese müssen robuster, besser auf Teillastbetrieb, höhere Netzfrequenzschwankungen und wechselnde Brennstoffe ausgelegt werden. Gleichzeitig sollen die Effizienz nochmals deutlich gesteigert und die bereits sehr niedrigen Emissionen weiter reduziert werden.

Das aktuelle Forschungsprogramm ECOFLEX-turbo der AG Turbo listet unter den neuen Rahmenbedingungen im Netz die Entwicklungsziele der Turbinenforschung bis 2022 in mehr als 100 Projekten auf. Über 2/3 der Projekte sollen an wissenschaftlichen Einrichtungen durchgeführt werden. Das Programm wird unterstützt

durch die Beteiligung der Hersteller von Fluggasturbinen, die an den gleichen technischen Fragestellungen arbeiten, und umfasst das komplette Spektrum der Turbomaschinen, d. h. neben den Turbinen auch Brennkammern, Verdichter und Kompressoren.

### **Teillast fordert Turbinen anders**

Wenn bisher eine Turbine über längere Zeit unter Teillast oder Unterfrequenz arbeiten muss, gerät sie an den Rand ihres Auslegungsbereichs. Künftig werden Turbinen häufiger unter Teillast arbeiten, bei Netzfrequenzeinbrüchen in Sekundenbruchteilen das Leistungsdefizit ausgleichen und schneller an- und abfahren müssen, je nachdem wie es das Stromnetz erfordert. Dabei müssen sie sich trotz dieser Betriebsweise noch wirtschaftlich rechnen. Die Verdichter und Brennkammern müssen dafür robuster ausgelegt werden, um der wachsenden Zahl der Startvorgänge, den häufigen schnellen Lastwechseln und Betriebszyklen standhalten zu können. Dafür werden neue Computermodelle zur Analyse, Auslegung und dynamischen Simulation benötigt. Ziel ist, dass die Turbinen bis unter 50 %-Teillast sowie bei zyklischer Fahrweise einen maximalen Wirkungsgrad erreichen. Das Programm ECOFLEX-turbo gliedert sich entlang der vier Teilbereiche: Verdichten, Verbrennen, Kühlen und Expansion.



## Der Verdichter macht den Druck

Verdichter sollen in Zukunft hohe Wirkungsgrade nicht nur bei Spitzenlast erbringen, sondern über einen möglichst breiten Arbeitsbereich ein stabiles Betriebsverhalten zeigen. Damit Turbinen künftig höhere Zyklen absolvieren können, müssen die Schadensmechanismen für einzelne Bauteile detaillierter erforscht werden.

## Wechselnde Energieträger effizient verbrennen

Ein Arbeiten unter Teillast und häufigere Lastwechsel bedeuten für die Verbrennung in einer Gasturbine, dass der Massenstrom des Brenngases und der Wirkungsgrad bei nahezu gleich hoher Temperatur in der Brennkammer sinken. Die acht Projekte im Teilbereich „Verbrennen“ sind u. a. darauf ausgerichtet, neue Möglichkeiten zur Verbrennungsabstufung zu entwickeln und die thermoakustische Stabilität zu erhöhen, d. h. Druckpulsationen aufgrund von sogenanntem „Brennkammerbrummen“ sicher zu vermeiden. Gleichzeitig müssen Brennkammern so ausgelegt werden, dass sie mit verschiedenen gasförmigen und flüssigen Energieträgern zuverlässig funktionieren. Besonders wichtig ist es, künftig auch Brenngase mit einem variablen Wasserstoffgehalt

verarbeiten zu können. Eine so aufgerüstete, hochflexible und effiziente Gasturbine stellt eine entscheidende Schlüsselkomponente für Power-to-X-Konzepte dar und sie kann nahezu klimaneutral betrieben werden.

## Kühlen: jenseits des Schmelzpunkts arbeiten

Für den schonenden Umgang mit Ressourcen müssen Gasturbinen höchste Wirkungsgrade erreichen. Maßgeblich tragen dazu hohe Turbineneintrittstemperaturen bei. Mittlerweile liegt deren Temperatur deutlich über dem Schmelzpunkt der hochwarmfesten metallischen Werkstoffe der Schaufeln. Keramische Beschichtungen sowie ausgeklügelte Kühlsysteme für Komponenten machen das möglich. Der Kühlluftbedarf senkt jedoch den Wirkungsgrad der Gesamtanlage und soll daher möglichst niedrig sein.

In 24 Forschungsprojekten im Teilbereich „Kühlen“ geht es u. a. um ein besseres Verständnis der komplexen Strömungen in den Hohlräumen der Turbine, eine wirksamere Abdichtung der verschiedenen Schaufelsysteme und einen höheren Schutz von Rotorwelle und Lagern gegen Heißgas-einbrüche. Auch die Verbesserung der Kühlung durch die Fertigung von Bauteilen im 3-D-Druckverfahren mittels Lasersintern ist ein wichtiges Thema.

## Expansion: wo sich Energie entfaltet

Die Effizienz der Expansion hängt u. a. davon ab, dass der heiße Dampf (Dampfturbine) bzw. das heiße Gas aus der Brennkammer (Gasturbine) unter hohem Druck möglichst präzise auf die in mehreren Reihen hintereinander angeordneten Schaufelreihen strömt. Dabei wird das strömende Gas durch Einbauten im Gehäuse und auf der Welle in Richtung und Geschwindigkeit gelenkt. Bei den 38 Projekten zu Gas-, Dampf- und Industriegasturbinen im Teilbereich „Expansion“ stehen zwei Aspekte im Vordergrund: das Entwicklungstempo zu beschleunigen und die neuen Technologien zügiger bei Bestandsanlagen zum Einsatz zu bringen.

### Kontakt:

Sabrina Costantini  
Wissenschaftliche Koordinierungsstelle AG Turbo  
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)  
Linder Höhe  
51147 Köln  
Tel.: 02203 60-4064  
E-Mail: [sabrina.costantini@dlr.de](mailto:sabrina.costantini@dlr.de)  
Internet: [www.ag-turbo.de](http://www.ag-turbo.de)



Die MPA der Universität Stuttgart untersucht auf diesem Prüfstand das Ermüdungsverhalten von Turbinenschaufeln unter Lastbedingungen, die typisch sind für eine hochflexible Fahrweise von Kraftwerken.



*Ein Wissenschaftler des IDS der Leibniz Universität Hannover bereitet einen Testlauf eines generischen Versuchsobjekts zur Untersuchung von Fugestellenreibungseffekten vor. Diese Art von Reibung dämpft Schwingungen und ist deshalb für die dauerhafte Zuverlässigkeit von Turbomaschinen unabdingbar.*



Quelle: Norbert Michalke





## Ein Heizkraftwerk steigt um. Berliner Wärme wird noch nachhaltiger.

von **Harald Flügel**, Leiter Kraftwerksgruppe Gas bei der Vattenfall Wärme Berlin

**Braunkohle setzt unter allen fossilen Brennstoffen** das meiste CO<sub>2</sub> frei. Klimatechnisch gehört sie damit zu den dicksten Brettern, die es auf dem Weg zur Klimaneutralität zu bohren gilt. Im Vattenfall Heizkraftwerk Klingenberg im Berliner Bezirk Lichtenberg wurde am 24. Mai 2017 die letzte Schippe Braunkohle verfeuert. Dreißig Jahre lang sicherte dieser Brennstoff maßgeblich die Strom- und Wärmeversorgung der Menschen in Marzahn, Lichtenberg, Hellersdorf, Hohenschönhausen, Weißensee und Pankow. Im Mai war es damit vorbei. Drei Jahre früher als geplant gelang der Ausstieg aus der Braunkohle – und zwar bei laufendem Betrieb.

**Statt Braunkohle** kommt nun das umweltfreundlichere Erdgas zum Einsatz. In die Modernisierung der am Standort bereits vorhandenen Gas-KWK-Anlagen hat Vattenfall 100 Millionen Euro investiert. Im Zusammenspiel mit der im Bau befindlichen neuen Gas- und Dampfturbinen-Anlage (GuD) am Standort Marzahn wird das HKW Klingenberg auch weiterhin die verlässliche und umweltgerechte Wärmeversorgung von etwa 675.000 Haushalten im Berliner Osten gewährleisten. Das erspart Berlin pro Jahr rund 600.000 Tonnen CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Oder anders gesagt: Auf jede Berlinerin und jeden Berliner kommt in der Pro-Kopf-Klimabilanz eine

Einsparung, die dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß eines konventionellen Autos auf 1.500 km Fahrstrecke entspricht.

So eine Umstellung hat Nebeneffekte: Am Standort Klingenberg werden Flächen frei, die künftig Raum für nachhaltige Projekte bieten. Direkt am Heizkraftwerk wird z. B. ein Gemeinschaftsgarten entstehen. Geplant ist zudem der Bau einer Aquaponik-Anlage, in der Fische und Pflanzen ein geschlossenes ökologisches System bilden. Hier werden Fischzucht und Gemüseanbau in einem urbanen Umfeld miteinander verknüpft. Als Unternehmen helfen wir damit der nachhaltigen lokalen Lebensmittelproduktion (Urban Farming).

Ab 2020 liefert das neue GuD-Heizkraftwerk Marzahn umweltfreundliche Fernwärme und Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) für rund 150.000 Wohneinheiten.







Quelle: Vattenfall

Braunkohle – für die letzten 30 Jahre hauptsächlich Brennstoff zur Strom- und Wärmegewinnung im Heizkraftwerk Klingenberg – wird jetzt durch umweltfreundliches Erdgas ersetzt.

Die Erreichung einer CO<sub>2</sub>-freien Energieproduktion erschöpft sich natürlich nicht mit dem Braunkohle-Ausstieg. 2020 wird die Vattenfall Wärme Berlin ihr 2009 in der Klimaschutzvereinbarung mit dem Land Berlin gemachtes Versprechen einlösen: Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß von Vattenfall in Berlin zur Erzeugung von Wärme und Strom wird sich dann gegenüber 1990 mehr als halbiert haben. Weit über 2 Mrd. Euro sind bis dahin in die Erneuerung der Infrastruktur geflossen.

### Neue Dimension in der Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung

Bis 2030 will Vattenfall mit der Wärmewende, also der klimaneutralen Gestaltung der Wärmeerzeugung, ein gutes Stück vorankommen. Einen Meilenstein auf diesem Weg stellt der Bau von Deutschlands größter Power-to-Heat-Anlage (ca. 120 MW) am Kraftwerksstandort Reuter in Spandau dar. Damit stößt das Unternehmen in eine neue Dimension der Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung vor. Mit der Power-to-Heat-Anlage wird überschüssige Wind- oder Solarenergie aus dem Stromnetz genommen, in Fernwärme umgewandelt und ins Fernwärmesystem eingespeist. „Power-to-Heat“ soll sich zu einer Schlüsseltechnologie entwickeln, die erneuerbare Energien in die Städte bringt. Doch nur viele verschiedene Maßnahmen, also auch der weitere Ausbau von Blockheizkraftwerken oder die smarte Sektorenkopplung – auch mit Elektromobilität – und vieles mehr machen die klimaneutrale Stadt zu einem realistischen Ziel.

Welche Schritte Vattenfall gehen muss, damit Berlin 2050 komplett klimaneutral sein kann, hat das Unternehmen dem Finanzsenator 2015 in den sogenannten Energiegesprächen

dargelegt, die auf den Webseiten der Finanzverwaltung einsehbar sind. Mit den vorgeschlagenen Maßnahmen (u. a. Ausstieg aus der Steinkohle bis 2030) bleiben wir in den letzten beiden Jahrzehnten bis 2050 sogar unterhalb des angestrebten CO<sub>2</sub>-Reduzierungspfads. Um den Weg dorthin gemeinsam mit dem Land Berlin auszugestalten, soll im nächsten Jahr eine Machbarkeitsstudie entstehen.

Vattenfall hat endgültig Kurs auf die erneuerbaren Energien genommen. Auf Grundlage der Abschlussdokumente von COP 21 in Paris und COP 22 in Marrakesch hat der Wandel im gesamten Konzern hin zu einer konsequenten Ausrichtung auf die Erreichung einer CO<sub>2</sub>-freien Energieproduktion innerhalb einer Generation deutlich an Fahrt gewonnen.

#### Kontakt:

Harald Flügel  
Heizkraftwerk Klingenberg  
Vattenfall Wärme Berlin  
Köpenicker Chaussee 42-45  
10317 Berlin  
Tel.: 030 26732038  
E-Mail: [harald.fluegel@vattenfall.de](mailto:harald.fluegel@vattenfall.de)  
Internet: [www.vattenfall.de](http://www.vattenfall.de)





## *Klimaschutz und Effizienz mit Systemstabilität verbinden – das Heizkraftwerk Niehl 3 in Köln*

von Dr. Karsten Klemp, Leiter Kraftwerke der RheinEnergie AG, Köln

**Befeuert mit dem Energieträger Erdgas und ein Meilenstein für die Energiewende:** Das ist das Gas-und-Dampfturbinen-Heizkraftwerk Niehl 3. Ende April 2016 ging es als eines der effizientesten und flexibelsten Heizkraftwerke weltweit ans Netz. Rund 350 Mio. Euro hat die RheinEnergie AG in den Bau investiert – die größte Einzelinvestition in der 140-jährigen Unternehmensgeschichte.

Niehl 3 ist als integraler Bestandteil der Energiewende gebaut worden: für die nächsten Jahrzehnte, in denen solche Hightech-Kraftwerke auf der Basis von Kraft-Wärme-Kopplung benötigt werden, um eine ununterbrochene und störungsfreie

Versorgung mit Energie sicherzustellen. Diese Versorgung im laufenden Betrieb in Richtung Nachhaltigkeit radikal umzubauen, stellt eine große Herausforderung dar. Der Umbau funktioniert nur mit Anlagen wie Niehl 3: Sie kombiniert die hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungstechnologie mit einem Höchstmaß an Anlagenflexibilität. Damit dient diese Anlage einerseits der CO<sub>2</sub>-ar-

men Strom- und Wärmeversorgung in Köln und ergänzt andererseits in idealer Weise die Energiegewinnung aus erneuerbaren Energiequellen – z. B. durch den Ausgleich der mit ihnen verbundenen dargebotsabhängigen volatilen Stromerzeugung.

### Konventionell und klimaschonend

In Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt Niehl 3 bis zu 450 Megawatt (MW) Strom für etwa eine Million Haushalte und 265 MW Fernwärme für rund 30.000 Haushalte. Bei der Energiegewende geht es nicht nur um eine nachhaltige Stromversorgung, sondern genauso um eine umweltschonende Versorgung mit Wärme. In Ballungsräumen ist Fernwärme eines der effektivsten Mittel für den Klimaschutz – vor allem in Großstädten wie Köln, in denen es viele ältere Bestandsbauten gibt, die nur bedingt für den Einsatz von Solaranlagen oder Erdwärme geeignet sind oder bei denen der Einbau dieser Systeme sehr teuer wäre.

Niehl 3 macht es möglich, die wachsenden Stadtteile im rechtsrheinischen Köln und neue Gebiete im Kölner Westen und Nordwesten mit Fernwärme zu erschließen. Das Kraftwerk ersetzt damit tausende kleine, weniger effiziente und klimaschonende Gas- und Ölheizungen. Gegenüber anderen konventionellen Techniken der Energieerzeugung fallen bei der Wärmeerzeugung aus Erdgas in Kraft-Wärme-Kopplung nur geringe Schadstoffmengen an, insbesondere der CO<sub>2</sub>-Ausstoß und die NO<sub>x</sub>-Emissionen sinken auf ein Minimum. Für Köln ist die Fernwärme damit die nachhaltigste Möglichkeit zur Wärmeversorgung.

### Versorgungssicherheit in Zeiten der Energiegewende

Mit Niehl 3 hat die RheinEnergie AG einen wichtigen Schritt für den Klimaschutz in Köln getan; auch aufgrund des außergewöhnlich hohen Wirkungsgrades der Anlage: Bis zu 88 Prozent des eingesetzten Brennstoffs wandelt das Kraftwerk in nutzbare Energie um, der elektrische Netto-Wirkungsgrad beträgt mehr als 60 Prozent. Damit gehört die KWK-Anlage Niehl 3 weltweit zu den effektivsten und entsprechend klimaschonend arbeitenden konventionellen Kraftwerken.

Aber nicht das letzte Quäntchen Wirkungsgrad, sondern vielmehr die Flexibilität der Anlage ist in Zeiten der Energiegewende entscheidend: In nur zehn Minuten kann Niehl 3 seine Leistung um 300 MW steigern, in einer Stunde ist aus dem Stillstand die volle Leistungsfähigkeit erreicht. Der

dauerhaft fahrbare Lastbereich des Gasturbosatzes liegt zwischen 20 und 100 Prozent, unter Einhaltung aller Emissionsgrenzwerte.

Es gibt in Deutschland derzeit kein zweites Kraftwerk dieser Klasse, das so flexibel betrieben werden kann und so extrem schnell regelbar in niedrigen wie in hohen Leistungsbereichen ist. Insbesondere diese flexible Laststeuerung ist es, die die Anlage so bedeutend für die Energiegewende macht: Niehl 3 kann sich den Schwankungen bei der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen anpassen und diese so ausgleichen. Das Ergebnis: ein stabiles Netz, im Sommer wie im Winter.

### Virtuelles Kraftwerk

Mit seiner hohen Flexibilität ist Niehl 3 darüber hinaus ein entscheidender Baustein des Virtuellen Kraftwerks der RheinEnergie geworden. Zusammen mit ihrem Schwesterkraftwerk Niehl 2 und zwei ähnlich modernen Partneranlagen in Düsseldorf liefert Niehl 3 netzstabilisierende Regelernergie für die Übertragungsnetzbetreiber. Insgesamt sind aktuell rund 250 Anlagen im Virtuellen Kraftwerk zusammengeschlossen. Niehl 3 steht dort im Verbund mit dezentralen Blockheizkraftwerken, Windrädern, Fotovoltaikanlagen und mit stromeinspeisenden Haushalten und Betrieben – was seine Rolle als Rückgrat der Energiegewende noch einmal verdeutlicht.

Mit dem Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerk Niehl 3 hat die RheinEnergie eine moderne, klimaschonende Energieinfrastruktur für Köln geschaffen, die zunehmend ausgebaut wird. Zugleich ist die hochmoderne Anlage Teil des nationalen Umbaus des Energieversorgungssystems. Die RheinEnergie AG ist überzeugt davon, dass das lokale Handeln, ausgerichtet auf ein übergeordnetes Ziel hin, auch global betrachtet einen spürbaren Effekt hat.

#### Kontakt:

Dr. Karsten Klemp  
RheinEnergie AG  
Parkgürtel 24  
50823 Köln  
Tel.: 0221 34645-300  
E-Mail: [service@rheinenergie.com](mailto:service@rheinenergie.com)  
Internet: [www.rheinenergie.com](http://www.rheinenergie.com)





## Küstenkraftwerk K.I.E.L. setzt neue Maßstäbe – mit Gas!

von **Dr. Jörg Teupen**, Vorstand Technik und Personal der Stadtwerke Kiel AG

**Das Küstenkraftwerk K.I.E.L.** befindet sich aktuell im Bau und soll nach Inbetriebnahme mit 20 hocheffizienten Gasmotoren Strom und Wärme erzeugen. Damit wird das rund 290 Mio. Euro teure Kraftwerk nicht nur die Versorgung der schleswig-holsteinischen Landeshauptstadt mit Fernwärme sichern, sondern auch zu einer signifikanten CO<sub>2</sub>-Einsparung beitragen. Nach seiner Fertigstellung wird das neue Gasmotorenheizkraftwerk das seit 1970 in Betrieb befindliche Kohlekraftwerk auf dem Kieler Ostufer ersetzen.

Die Stadtwerke Kiel AG will die Region Kiel sicher und so preiswert wie möglich mit Energie und Wärme versorgen. Dabei nimmt das Unternehmen seine ökologische Verantwortung sehr ernst und setzt auf Nachhaltigkeit bei der Energieerzeugung. Damit trägt es einen Teil dazu bei, den Klima- und Umweltschutz zu fördern und endliche Ressourcen zu schonen. Die zentrale Aufgabe in den vergangenen Jahren war es, eine Nachfolganlage für das stillzulegende Steinkohlekraftwerk zu finden. Hierfür wurden seit dem Jahr 2007 zahlreiche Varianten geprüft: So wurden neben einem Kohlekraftwerk mit 800 Megawatt (MW) Leistung und einem 400 MW-Gas- und Dampf-Turbinenkraftwerk (GuD-Kraftwerk) verschiedene weitere Varianten untersucht. Anfang 2013 hatte sich die Stadtwerke Kiel AG für ein modulares und flexibles Gasmotorenheizkraftwerk entschieden, das sich in Verbindung mit einem Wärmespeicher und Elektrodenkessel optimal in die Erzeugungslandschaft der Region integriert.

### Das Küstenkraftwerk K.I.E.L. – Kiels intelligente Energie-Lösung

Das neue Gasmotorenheizkraftwerk sichert nicht nur die Fernwärmeversorgung in Kiel, sondern leistet auch einen wichtigen Beitrag zur Energiewende und zum Umweltschutz. Das europaweit einzigartige Projekt setzt darüber hinaus neue Maßstäbe in Sachen Flexibilität, Effizienz und ökologischer Nachhaltigkeit. Durch das modulare Erzeugungskonzept kann das Küstenkraftwerk dabei höchst flexibel auf alle Anforderungen des Energiemarkts reagieren: Die 20 Gasmotoren sind in weniger als fünf Minuten auf Volllast; jeder einzelne Motor ist individuell regelbar und für mehrere Starts pro Tag ausgelegt. Dies ermöglicht es, jederzeit flexibel auf wechselnde Bedarfe zu reagieren. Mithilfe der Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt das Küstenkraftwerk gleichzeitig Strom

und Wärme – ein hoher Wirkungsgrad, 45 Prozent thermisch und 45 Prozent elektrisch, sowie eine effiziente Primärenergienutzung von insgesamt über 90 Prozent sind das Ergebnis. Aufgrund dieses hohen Wirkungsgrades sowie des Wechsels von Steinkohle auf den Energieträger Erdgas wird das neue Kraftwerk 70 bis 80 Prozent weniger CO<sub>2</sub> ausstoßen als sein Vorgänger.

### Innovatives und flexibles Erzeugungskonzept

In Zeiten, in denen Strom an der Börse profitabel verkauft werden kann, jedoch kein Bedarf im Fernwärmenetz besteht, wird die im Küstenkraftwerk parallel erzeugte Wärme im 60 Meter hohen Wärmespeicher zwischengelagert. Darüber hinaus unterstützt der Speicher den Einsatz des Elektrodenkessels: Vergleichbar mit einem „Durchlauferhitzer“ erzeugt der E-Kessel aus Strom heißes Wasser für die Wärmeversorgung – z. B. dann, wenn es im Stromnetz zu einem Überangebot durch große Mengen an Windenergie kommt. Hierfür stehen 35 MW Leistung zur Verfügung. Der Elektrodenkessel nimmt auch am Regelenergiemarkt teil und trägt so zur Stromnetzstabilität bei. Über den Regelenergiemarkt gleicht der Übertragungsnetzbetreiber Differenzen zwischen erzeugtem und verbrauchtem Strom aus.

Im Zusammenspiel mit dem Wärmespeicher kann auch bei geringer Wärmeabnahme das im E-Kessel erzeugte heiße Wasser zwischengelagert werden. Der Wärmespeicher fasst 42.000 m<sup>3</sup> Wasser, wobei 30.000 m<sup>3</sup> das Nutzvolumen darstellen. Die restlichen 12.000 m<sup>3</sup> drücken auf das 115 °C heiße Wasser, damit es – wie in einem Schnellkochtopf – nicht verdampft. Auf diese Weise können mehr als 1.500 Megawattstunden (MWh) Wärme zwischengelagert werden – eine Menge, mit der die Versorgung der über 73.500 Fernwärmekunden bis zu acht Stunden zuverlässig gewährleistet ist.

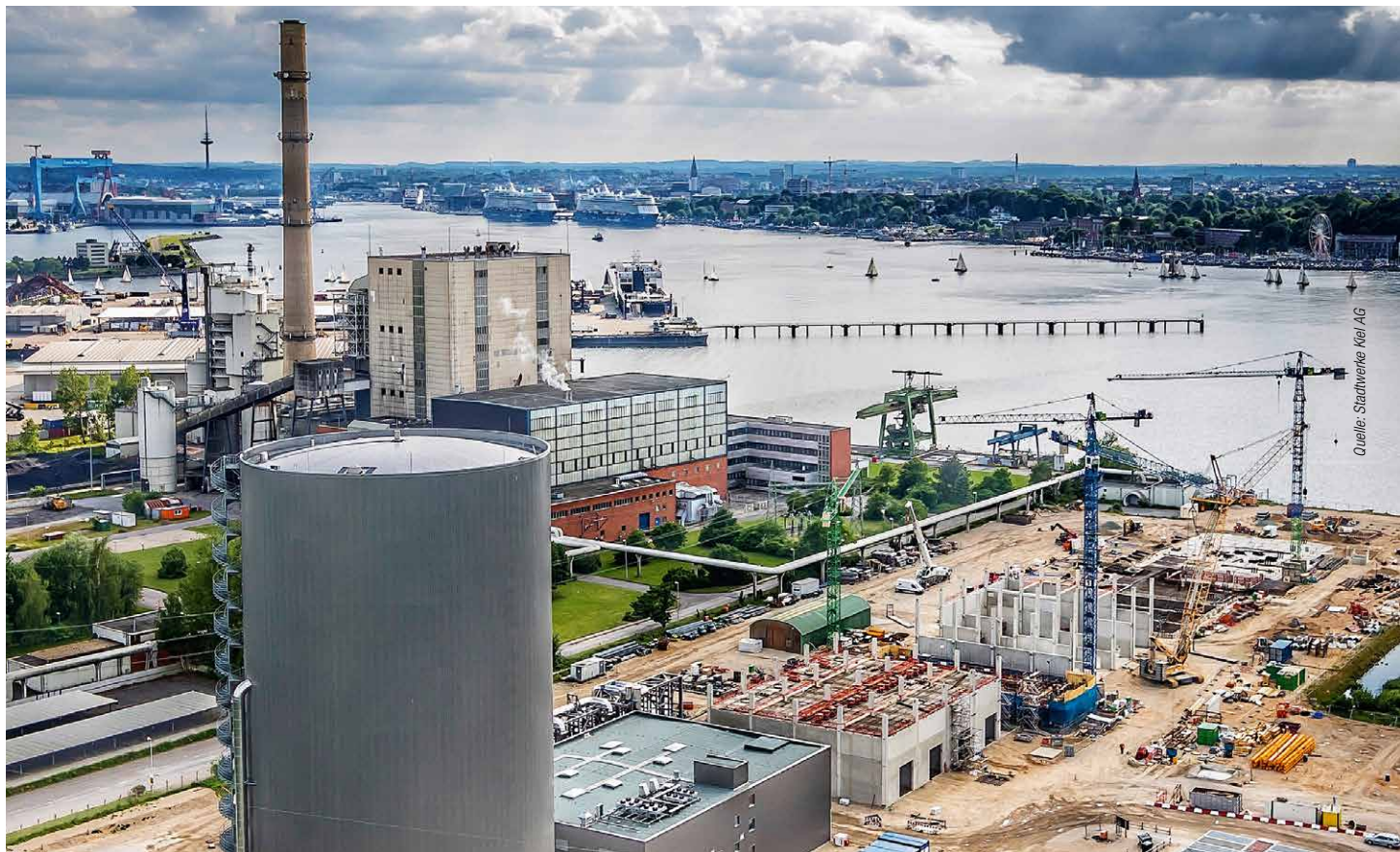
### Unser Küstenkraftwerk: ausgezeichnet

Bereits während der Planungsphase hat die Stadtwerke Kiel AG für das technische Konzept des Kraftwerks zwei Innovationspreise erhalten. Im vergangenen Jahr das „Top 100“-Siegel für eines der innovativsten Unternehmen des deutschen Mittelstandes – eine Auszeichnung für die ganz-

heitliche Planung und das technische Konzept des Küstenkraftwerks. Zudem ist der Energieversorger im Sommer 2017 mit dem „COGEN Europe 2016 Recognition Award“ für Marktentwicklung gewürdigt worden. Die Beachtung, die das Gasmotorenheizkraftwerk auch international in diesem Zusammenhang erfahren hat, beweist, dass die Stadtwerke Kiel AG mit der ganzheitlichen Planung und dem technischen Konzept den richtigen Kurs gewählt hat.

#### Kontakt:

Dr. Jörg Teupen  
 Stadtwerke Kiel AG  
 Uhlenkrog 32  
 24113 Kiel  
 Tel.: 0431 594-2482  
 E-Mail: joerg.teupen@stadtwerke-kiel.de  
 Internet: www.stadtwerke-kiel.de



Quelle: Stadtwerke Kiel AG

*Der Bau des Küstenkraftwerks schreitet voran: Kiels intelligente Energie-Lösung soll ab Herbst 2018 in Betrieb gehen und wird dann 70 bis 80 Prozent weniger CO<sub>2</sub> ausstoßen als das Kohlekraftwerk (hinten im Bild).*



# Kapitel 6:

## Wärmemarkt

### *Auf dem Weg zu einem klimafreundlichen Gebäudesektor mit Gas*

**Die Energiewende** im Wärmemarkt verläuft nach wie vor nur langsam. Dabei liegen gerade hier große Potenziale für Emissionseinsparungen und den Klimaschutz. Denn fast ein Drittel des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland geht auf das Konto des Heizens und Klimatisierens von Gebäuden und auf die Warmwasserbereitung. Den weitaus größten Anteil hat daran der Haushaltssektor mit insgesamt 18 Mio. Wohngebäuden, gefolgt von gewerblich genutzten Immobilien und Industriegebäuden. Doch was zählt ist nicht nur der Energieverbrauch, sondern auch welche Energieträger zum Einsatz kommen. Und hier machen Erdöl und Kohle zusammen immer noch mehr als ein Viertel des Endenergieverbrauchs aus. Hinzu kommt, dass von den insgesamt 20 Mio. installierten Heizanlagen gerade einmal 6,3 Mio auf dem Stand der Technik sind, der überwiegende Teil der Anlagen ist technisch veraltet und ineffizient – keine guten Voraussetzungen, um die Klimaschutzziele zu erreichen: Bis 2050 soll der Gebäudesektor weitgehend klimaneutral sein!

**Die zunehmende Nutzung** von Gasen kann zur Lösung dieses Problems einen erheblichen Beitrag leisten. In einem ersten Schritt sollte auch im Wärmemarkt dringend ein Fuel Switch, also die Ablösung von Kohle und Erdöl durch Gas, vollzogen werden. Mit einem vollständigen Fuel-Switch von Braunkohle zu Erdgas würden die klimaschädlichen Emissionen um rund 109 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente jährlich reduziert werden.

Danach sollte die flächendeckende Nutzung moderner Heiztechnologien forciert werden, um den Brennstoffverbrauch zu senken und damit Umwandlungseffizienzen zu steigern. Da die meisten Gebäude bereits an das Gasnetz angeschlossen oder in unmittelbarer Nähe zum Gasnetz liegen, könnten veraltete Heizungen schnell und unkompliziert auf die deutlich klimaschonendere und hocheffiziente Gasbrennwerttechnik oder stromerzeugende Heizungen wie die

Brennstoffzelle umgestellt werden. Der Einsatz moderner gasbetriebener Heizungen kann auch mit Solarthermie, Strom-Wärmepumpen und der Nutzung erneuerbarer Gase, z. B. Biogas, kombiniert werden. Zusammen mit einer moderaten Sanierungsrate könnten durch den Umstieg auf moderne Gasbrenntechniken bis 2050 rund 642 Mio. Tonnen Treibhausgase eingespart werden.

In einem dritten Schritt ist es langfristige nötig, den Anteil grüner Gase im Gasmix zu erhöhen, sprich den Content-Switch auch im Wärmemarkt anzugehen. Der zunehmende Einsatz gas-



basierter Heizungssysteme in privaten Haushalten bei einer gleichzeitig steigenden Zumischung treibhausgasarmer Gase aus Power-to-Gas- oder Biogasanlagen bietet vor allem für städtische und dicht besiedelte Regionen mit hohem Altbaubestand und den hier typischerweise begrenzten Möglichkeiten für die Absenkung des Wärmebedarfs und für die direkte Einbindung erneuerbarer Energien weitreichende Lösungen.

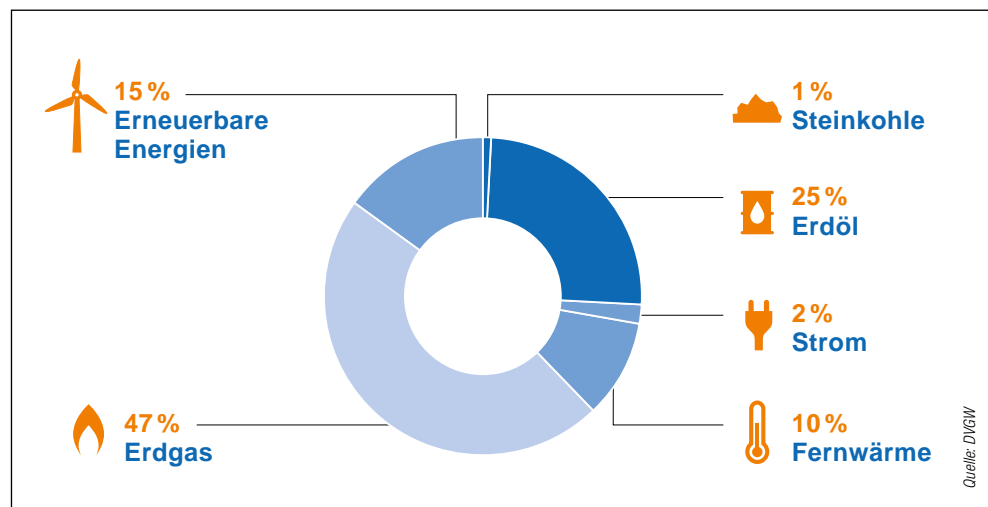
Und schließlich sollten Gebäude nicht länger nur als passive Konsumenten, sondern vielmehr als aktive Elemente im Energiesystem betrachtet werden. Mit smarten Mikro-KWK- und ähnlichen Anlagen ausgestattete Wohnungen und Eigenheime können z. B. in einem virtuellen Kraftwerk miteinander verbunden werden und wie ein „Schwarm“ als aktives System zusammenwirken. Durch die effiziente Vernetzung zahlreicher Anlagen und die Kopplung der Sektoren zu einem dezentralen System der Energieversorgung vollzieht sich auch der Modal-Switch, also die sektorübergreifende Verbindung und multiple Nutzung der Infrastrukturen.

Ein Beispiel für die erfolgreiche Umstellung auf umweltschonende gasbasierte Heiztechnologie ist der Einsatz einer Gas-Wärmepumpe an einer Grundschule in Bottrop. In ihrem Beitrag ab Seite 76 zeigen unsere Autoren von der E.ON Metering GmbH die Vorteile der Technologie und die konkret realisierten CO<sub>2</sub>-Einsparungen seit Inbetriebnahme der Anlage auf. Auch der DVGW ist mit gutem Beispiel vorangegangen und hat seine Heizungs- und Klimaanlage im Jahr 2015 komplett auf Erdgas und Erdwärme umgestellt. Verschiedene Methoden der Wärme- und Kältegewinnung wurden dabei in innovativer Weise miteinander gekoppelt, um so einen möglichst hohen Wirkungsgrad der eingesetzten Rohstoffe zu erreichen (siehe S. 82 ff.). Und wie sich der Energieträger Erdgas ökonomisch und ökologisch sinnvoll zur Stromerzeugung einsetzen lässt, erfahren Sie im Gastbeitrag der SOLIDpower GmbH ab Seite 80.

Das Unternehmen stellt mit BlueGEN ein erdgasbetriebenes und hocheffizientes Brennstoffzellen-Mikrokraftwerk her, das selbst im kleinsten Keller Platz findet und dort für erhebliche CO<sub>2</sub>- und Kosteneinsparungen sorgt.

Dass der Umstieg auf gasbasierte Technologien nicht nur das Klima, sondern auch das Portemonnaie schont, erläutert auch Jürgen Kukuk von der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) in seinem Beitrag ab Seite 78. Oftmals, so Kukuk, ist die Optimierung des Wärmeerzeugers preiswerter, aber mindestens genauso wirksam wie die umfassende Sanierung von Fassade, Dach und Fenstern.

Die Beiträge im folgenden Kapitel zeigen, dass die Zukunftstransformation des Wärmesektors keine Frage des technischen Könnens ist. Um die Wärmewende wirklich voranzutreiben, braucht es jetzt einen ordnungsrechtlichen Rahmen, der die Neuinstallation von Ölheizungen zeitnah beendet und damit einen klaren Rahmen für den nötigen Fuel-Switch vorgibt. Gleichzeitig müssen für Mieter und Eigentümer effektive Anreize geschaffen werden, um den Umstieg auf moderne und klimafreundliche Heiztechnik attraktiv zu machen. Dann können hocheffiziente Lösungen wie Mikro-KWK-Anlagen, aber auch hybride Systeme wie z. B. eine Wärmepumpe kombiniert mit Gasbrennwert ihre Vorteile voll ausspielen und die Wärmewende zielgenau umgesetzt werden.



Im Gebäudeenergiesektor dominieren Gase, Erdöl spielt noch immer eine signifikante Rolle, erneuerbare Energien eine relativ geringe.

Quelle: DVGW



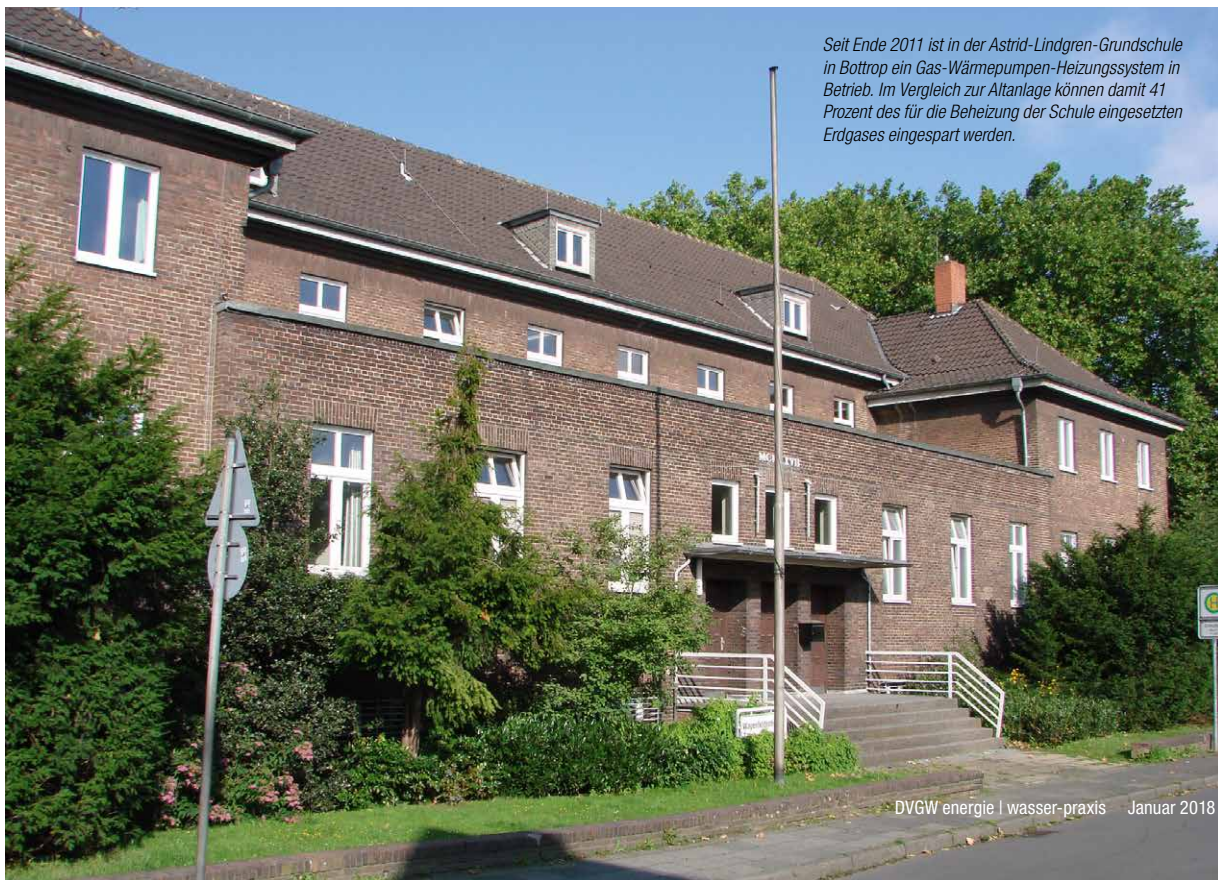
## Gas-Wärmepumpe in der Astrid-Lindgren-Schule in Bottrop

von Dr. Stefan Gollanek & Werner Weßing, E.ON Metering GmbH, Essen

**30 Prozent weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen** – dieses ehrgeizige Ziel sollte durch ein neues Heizungskonzept an der Astrid-Lindgren-Schule im nordrhein-westfälischen Bottrop erreicht werden. Die eingesetzte Luft/Wasser-Gas-Wärmepumpe hat diesen Wert nicht nur übertroffen, sondern ist auch ein Musterbeispiel für die im Erneuerbare-Energien-WärmeG (EEWärmeG) geforderte Vorbildfunktion von öffentlichen Gebäuden.

Ziel des vorliegenden Projektes war es, zu demonstrieren, dass ein Heizungssystem auf Basis einer Gas-Wärmepumpe in einem öffentlichen Gebäude erfolgreich umsetzbar ist. Hierbei spielte einerseits die Leistungsgröße jenseits des Ein- bis Zweifamilienhaus-Bereichs eine Rolle, andererseits sollte die im Erneuerbare-Energien-WärmeG (EEWärmeG) verankerte Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude im Hinblick auf den Einsatz von erneuerbaren Energien demonstriert werden. Übergeordnetes Ziel war es, das Demons-

trationsprojekt im Rahmen der „Innovation City Ruhr“-Initiative zu platzieren. Dieses städtebauliche Großvorhaben hat es sich zur Aufgabe gemacht, im Projektgebiet innerhalb der nordrhein-westfälischen Stadt Bottrop im Laufe von zehn Jahren eine Halbierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen über alle Sektoren zu erreichen – ein Vorhaben, zu dem auch die E.ON SE beitragen wollte. Nachdem die Astrid-Lindgren-Grundschule als Objekt ausgewählt worden



*Seit Ende 2011 ist in der Astrid-Lindgren-Grundschule in Bottrop ein Gas-Wärmepumpen-Heizungssystem in Betrieb. Im Vergleich zur Altanlage können damit 41 Prozent des für die Beheizung der Schule eingesetzten Erdgases eingespart werden.*

Quelle: E.ON Ruhrgas



Gas-Wärmepumpe in Einhausung

war, wurde als konkretes Ziel die Einsparung von 30 Prozent der zur Beheizung der Schule anfallenden Emissionen ausgerufen.

### Wärmeversorgung mit Gas

Konkret waren für das Demonstrationsprojekt verschiedene Herausforderungen zu meistern. Das neue Heizungskonzept auf Basis einer 40 kW-Luft/Wasser-Gas-Wärmepumpe, unterstützt durch einen Gas-Brennwertkessel mit einer Spitzenleistung von 160 kW für die Heizperiode, konnte ohne Änderungen am bereits bestehenden Wärmeverteilsystem eingepasst werden. Nach einer Analyse des Altsystems wurde die Heiztemperatur abgesenkt, eine neue Hocheffizienz-Heizungspumpe eingesetzt und ein hydraulischer Abgleich vorgenommen – alles Maßnahmen, um die Effizienz des Systems zu verbessern und den möglichst gewinnbringenden Einsatz der Gas-Wärmepumpe zu ermöglichen. Da die eingesetzte Gas-Wärmepumpe mit Ammoniak als Kältemittel arbeitet, musste sie im Außenbereich aufgestellt werden. Die Sicherheit sowohl des Geräts als auch der Passanten wurde durch eine Einhausung erreicht. Eine weitere Herausforderung lag darin, dass die Gegend um die Astrid-Lindgren-Schule als reines Wohngebiet ausgewiesen ist und daher strenge Anforderungen an den Lärmschutz, vor allem nachts, gestellt werden. Diese Auflagen konnten durch eine Überarbeitung der Luftansaugung der

Wärmepumpe eingehalten werden. Zum Nachweis der erzielten Effizienz und der damit verbundenen Einsparungen wurde die Anlage für einen Zeitraum von etwa zwei Jahren messtechnisch detailliert studiert.

### Ergebnisse des Messbetriebs

Im Ergebnis konnte nach Abschluss des zweijährigen Testbetriebs eine Senkung des Erdgaseinsatzes zur Beheizung der Schule von 41 Prozent im Vergleich zur Altanlage erreicht werden. Dies bedeutet CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen in gleicher Größe; die ursprüngliche Zielsetzung von 30 Prozent Einsparungen wird damit deutlich übertroffen. Auf das Gesamtsystem (bestehend aus der Gas-Wärmepumpe und dem zusätzlichen Gas-Brennwertkessel) bezogen wurden 14 Prozent der gelieferten Heizwärme regenerativ aus der Umgebungsluft bereitgestellt. Die Anlage bildet ein positives Beispiel für die Umsetzung der Vorbildfunktion von öffentlichen Gebäuden. Neben den positiven Rückmeldungen des Hausmeisters und der Leitung der Astrid-Lindgren-Schule angesichts der störungsfreien und zukunftsweisenden Heizungslösung kann sich auch die Stadt Bottrop über die spürbaren Einsparungen an Betriebskosten für die Beheizung der Schule freuen.

Das Gas-Wärmepumpen-Heizungssystem ist nunmehr seit Ende des Jahres 2011 in Betrieb. Nach dem Ende des begleitenden Messbetriebs im Mai 2014 wurde das Heizsystem der Stadt übergeben und ist in den Regelbetrieb übergegangen. Nach Auskunft des Hausmeisters läuft die Anlage seither einwandfrei und sorgt kontinuierlich für einen behaglich warmen Schulalltag. Das Demonstrationsprojekt zeigt damit deutlich, dass Lösungsvarianten auf Basis von effizienten Gasgeräten unter Einkopplung von regenerativer Energie bereits heute einen signifikanten Beitrag zur Energieversorgung von morgen liefern können und dabei eine Integration in bestehende Infrastruktur ohne größere Umbaumaßnahmen möglich ist.

### Projektpartner

Das Projektkonsortium bestand aus den Partnern Emscher-Lippe-Energie GmbH, Buderus und E.ON Ruhrgas AG. Wegen der Ansiedlung im Rahmen des „Innovation City Ruhr“-Programms gab es außerdem Kooperationen mit der Stadt Bottrop und der Innovation City Management GmbH.

### Kontakt:

Dr. Stefan Gollanek  
E.ON Metering GmbH  
Gladbecker Str. 404  
45326 Essen  
Tel.: 0201 184-8514  
E-Mail: stefan.gollanek@eon.com  
Internet: www.eon-metering.com





## **Sanieren mit Erdgas – gut für das Klima und das Portemonnaie**

von **Jürgen Stefan Kukuk**, Geschäftsführer der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE), Berlin

**Um die aus der Wärmeerzeugung resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen** nachhaltig zu senken, muss der größte Teil des Gebäudebestandes in Deutschland energetisch saniert werden. Gleichzeitig kann sich die Dämmung von Fenstern, Fassaden und Dächern schnell zu einem kostspieligen Unterfangen entwickeln. Eine wirtschaftliche Lösung für dieses Problem ist es, durch die Erneuerung des Wärmeerzeugers und die Umstellung auf Gasbrennwert- oder Brennstoffzellentechnik hohe Effizienzgewinne zu erzielen.

“ *Die Investition in eine Gas-Brennwerttherme zahlt sich durch den eingesparten Brennstoff in der Regel in fünf bis sieben Jahren aus.* ”

**Große Teile unseres Baubestands** entsprechen bei Weitem nicht den Effizienzanforderungen: So sind 84 Prozent der Bausubstanz vor der ersten Wärmeschutzverordnung gebaut und seitdem nicht wesentlich saniert worden; schlechte Dämmungen, alte Fenster, Wärmebrücken und Fassaden mit Stilelementen sind in der Folge auch heute noch keine Seltenheit im Gebäudebestand. Mit ca. 40 Prozent ist die Wärmeerzeugung in Gebäuden gleichwohl der größte Verursacher von CO<sub>2</sub>-Emissionen, noch vor der Stromerzeugung. Solange eine umfassende Sanierung an Fassade, Dach und Fenstern zu teuer ist – Fachleute rechnen mit Preisen von 900 bis 1.400 Euro/m<sup>2</sup> – ist die wirksamste Maßnahme die Optimierung des Wärmeerzeugers.

Der Einbau einer Gas-Brennwerttherme ist in diesem Zusammenhang die ökonomisch und ökologisch sinnvollste Optimierungsoption, vor allen Dingen gegenüber elektrischen Wärmepumpen. Die Geräte sind günstig, technisch ausgereift, zuverlässig, wartungsarm und können darüber hinaus auch bei niedriger Lastanforderung

bis in den geringen Leistungsbereich modulieren. Die Investition in eine Gas-Brennwerttherme zahlt sich durch den eingesparten Brennstoff in der Regel in fünf bis sieben Jahren aus. Elektrische Wärmepumpen hingegen beziehen Strom, der im Bedarfsfall mitunter in Braun- und Steinkohlekraftwerken erzeugt wird. Auch funktionieren die Systeme nicht ohne eine zuverlässige Umweltwärme-Einbindung – eine Tatsache, die vor allem in dicht besiedelten Ballungsgebieten nur schwer darstellbar ist. Tieferen Sondenbohrungen wird wegen der möglichen Gefährdung des Grundwassers in zunehmendem Maße die wasserrechtliche Genehmigung versagt; ebenso sind Luft/Wassersysteme wegen des hohen Lärmpegels nur eingeschränkt einsetzbar.

Die Produktreife der Brennstoffzelle ist durch hohe Standzeiten und zunehmende Verkaufszahlen belegt – nun müssen die Kosten durch größere Stückzahlen und mehr Wettbewerb der ausführenden Unternehmen gesenkt werden. Die höheren Aufwendungen für die Investition werden durch eine gezielte und einfach zu erzielende För-

derung abgedeckt. Der neuerlich starke Anstieg der Verkaufszahlen beweist die hohe Akzeptanz. Die Förderung über die Laufzeit entspricht mit rund 16 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) der Förderung der Fotovoltaik vor dem Jahr 2014, jedoch kann der Strom wetterunabhängig erzeugt werden und trägt in hohem Maße zur Versorgungssicherheit und Netzentlastung bei.

Blockheizkraftwerke wiederum sind vor allem für größere Wohneinheiten geeignet. Im Mehrgeschosswohnungsbau können Sie jahresdurchschnittlich mehr als 50 Prozent des Wärmebedarfs abdecken. Ihr hohes Temperaturniveau von rund 80 °C eignet sich sowohl zur Wärmespeicherung als auch zur Trinkwasserversorgung. Über sogenannte Wohnungsstationen, d. h. jeweils ein Wärmetauscher für die Heizung und das Trinkwasser, können Effizienz und Trinkwasser-Hygiene sichergestellt werden. Daneben tragen Blockheizkraftwerke (BHKW) zur Stromversorgung bei und können sowohl ins Netz einspeisen als auch die Mieter mit vor Ort erzeugtem Strom versorgen.

Bedauerlicherweise erschweren zurzeit noch eine Menge Vorschriften und Regularien die praktische Handhabung eines KWK-Mieterstrommodells. Hier ist der Gesetzgeber gefordert, wenn unser Land das erhebliche Potenzial der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Wohnungsbau mit seinen Effizienzvorteilen nutzen möchte.

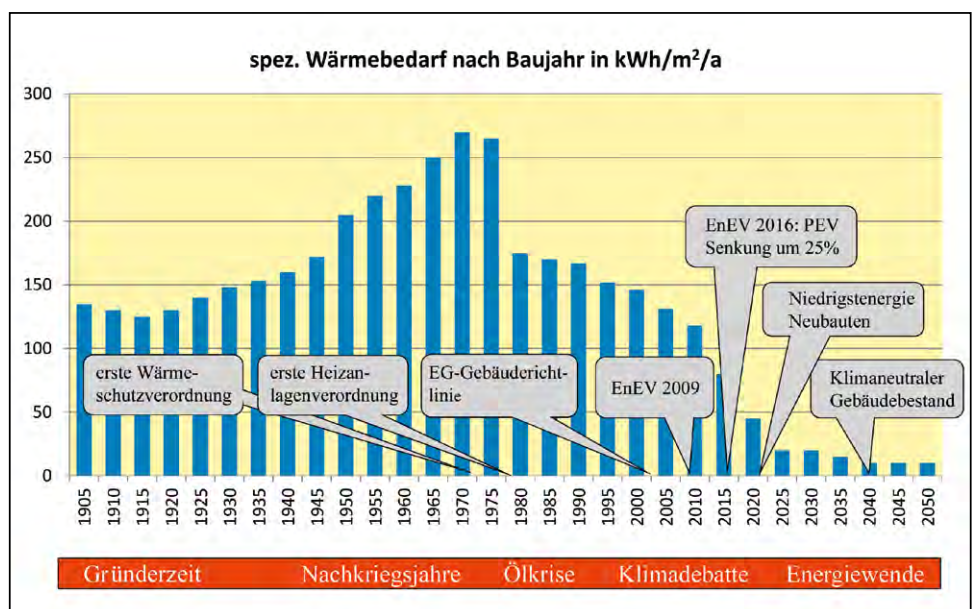
Gaswärmepumpen gibt es sowohl als Gasmotoren-Wärmepumpen als auch als Absorptions-Anlagen. Wenn also Umweltwärme oder ein Eisspeicher zur Verfügung stehen, können gasbasierte Wärmepumpen weitaus preiswerter als ihre elektrischen Gegenstücke Umweltwärme zu Heizenergie umwandeln. Dabei erzeugen sie ein Temperaturniveau, welches auch in einem Altbau die Effizienz und Trinkwasserhygiene sicherstellt. Ein weiterer Vorteil ist die technische Möglichkeit, auch im Bedarfsfall Kälte zu erzeugen.

Die Bundesregierung fördert mit einem neuen Vorhaben Wärmenetze für Wohnquartiere im Bestand sowie im Neubau, wenn diese einen hohen Anteil erneuerbarer Energien integriert. Neben Solarthermie und Fotovoltaik stehen im Wesentlichen Umweltwärme, Geothermie und Energie aus Abwässern zur Verfügung.

Gaswärmepumpen sind, wenn sie mit Biomethan betrieben werden, nahezu vollständig CO<sub>2</sub>-neutral; ergänzend liefern Blockheizkraftwerke Wärme direkt an die Verbraucher oder an Wärmespeicher, damit sie den elektrischen Strom flexibel und bedarfsgerecht einspeisen können.

**Kontakt:**

Jürgen Stefan Kukuk  
 Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE)  
 Robert-Koch-Platz 4  
 10115 Berlin  
 Tel.: 030 22191349-0  
 E-Mail: kukuk@asue.de  
 Internet: www.asue.de



Entwicklung des spezifischen Wärmebedarfs in Deutschland seit dem Jahr 1990

Quelle: ASUE



## **Brennstoffzellen im Gebäudesektor: mit dem BlueGEN Stromkosten dauerhaft senken**

von **Andreas Ballhausen**, Geschäftsführer der SOLIDpower GmbH, Heinsberg

**60 Prozent elektrischer Wirkungsgrad und CO<sub>2</sub>-Einsparungen von 50 Prozent:** Mikrokraftwerke auf Basis der Brennstoffzellen-Technologie zeigen, wie sich der Energieträger Erdgas ökonomisch und ökologisch sinnvoll zur Stromerzeugung einsetzen lässt. Hinzu kommt, dass der Umstieg auf die innovative Technologie mittlerweile auch von staatlicher Seite gefördert wird – Anreize genug also für einen Umstieg!

Seit der Einführung des Brennwertkessels hat sich keine Innovation mit dem Energieträger Erdgas durchsetzen können. Das könnte sich mit dem Konzept der Brennstoffzelle nun ändern: Die Technologie hat das Potenzial, den Energieträger Erdgas nachhaltig in der Energiewende zu positionieren. Produziert werden Mikrokraftwerke auf Brennstoffzellenbasis bereits heute, beispielsweise von SOLIDpower. Das Unternehmen stellt mit dem BlueGEN ein erdgasbetriebenes und hocheffizientes Brennstoffzellen-Mikro-

kraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 60 Prozent her. Platz findet das kompakte Gerät selbst im kleinsten Keller, denn seine Abmessungen entsprechen denen einer Waschmaschine.

### **Hohe Energieeffizienz**

Das Mikrokraftwerk auf SOFC-Brennstoffzellenbasis eignet sich vor allem für Verbraucher, die eine elektrische Leistung von 1,5 kW und bis zu 13.000 kWh Strom pro Jahr benötigen – also



*Der Einsatz der Brennstoffzellentechnologie für die Strom- und Wärmeversorgung hat in der Immobilie von Yakup Ak zu Kostenreduzierungen von 4.000 Euro geführt.*



z. B. Gewerbetreibende oder Besitzer von größeren Immobilien. Dabei produziert der BlueGEN den Strom bei Bedarf rund um die Uhr und hat bei einer thermischen Leistung von bis zu 600 Watt praktisch keine Einschränkungen durch die Wärmeabnahme. Damit wird das Mikrokraftwerk als Beistelllösung für die Heizungsanlage genutzt, erreicht einen Gesamtwirkungsgrad von 85 Prozent und spart über 50 Prozent CO<sub>2</sub> ein. Die Grundlage für diese Energieeffizienz sind festoxidkeramische Brennstoffzellen, die zu den effizientesten Energieumwandlungssystemen gehören, die derzeit auf dem Markt sind. Sie kehren das Verhältnis der Strom- zur Wärmeerzeugung im Vergleich zu konventionellen KWK-Anlagen um. Der hohe elektrische Wirkungsgrad von bis zu 60 Prozent wurde bisher nur bei zentraler Stromerzeugung im Gas- und Dampf-Kombikraftwerk erreicht. Nun kann diese Effizienz auf Niederspannungsebene direkt bei Kunden umgesetzt und die dabei entstehende Wärme zusätzlich genutzt werden.

### Fördergelder für Anwender

Seit dem 3. Juli 2017 profitieren neben Privatpersonen auch weitere Gruppen wie kleine und mittlere Unternehmen, Contractoren, Kommunen, Freiberufler und Eigentümergemeinschaften von Fördergeldern. Sie alle erhalten einheitlich bis zu 12.450 Euro Fördergelder beim Einbau eines Mikrokraftwerks auf Brennstoffzellenbasis zur Strom- und Wärmeerzeugung. Begrüßt wird diese Anpassung u. a. von den Herstellern, denn mit der Erweiterung des KfW-Förderprogramms 433 haben nun viel mehr Nutzergruppen die Möglichkeit, hocheffiziente Brennstoffzellen-Technologie einzusetzen. Damit können sie nicht nur ihre eigenen Energiekosten reduzieren, sondern auch einen erheblichen Beitrag zur Energiewende leisten. Zusätzlich spült das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) mit 3.600 Euro einen weiteren Zuschuss in die Kasse, sodass der vergleichsweise hohe Anschaffungspreis durch die Förderung sinkt. Ein weiterer Vorteil ist die Bewertung des BlueGEN in der Energieeinsparverordnung (EnEV), denn durch die Stromgutschrift für eingespeisten Strom

sinkt der Primärenergiefaktor (PEF) auf Null. Erst wenn der Wärmebedarf den Wert von 15.000 kWh überschreitet, steigt der PEF des Gesamtsystems durch die Nutzung eines Erdgasbrennwertgerätes. Bis zu einem Wärmebedarf von rund 30.000 kWh/a können mit dem Energieträger Erdgas im Vergleich zu erneuerbaren Energien bessere Werte in der EnEV erzielt werden.

### Autohaus senkt Energiekosten um 4.000 Euro

Dass Brennstoffzellen den Energieverbrauch senken, beweist das Beispiel des Autohauses Autoport in Köln. Geschäftsführer Yakup Ak ließ im April 2017 aus wirtschaftlichen Erwägungen einen BlueGEN installieren, um damit die Strom- als auch die Wärmeversorgung seiner 600 m<sup>3</sup> großen Verkaufshalle und der sich daran anschließenden 300 m<sup>3</sup> großen Werkstatt zu optimieren. Sein Ziel: die Reduktion der Strombezugskosten von jährlich 6.600 Euro bei einem Stromverbrauch von 30.000 kWh im Jahr. Zusätzlich benötigte er für die Deckung des jährlichen Wärmebedarfs von 100.000 kWh rund 10.000 Liter Heizöl, die ihn 5.000 Euro kosteten. Insgesamt beliefen sich die Energiekosten folglich auf 11.600 Euro. Nach der Umstellung auf BlueGEN sank der Strombezug um 33 Prozent auf 20.000 kWh und statt Öl wird die Zentralheizung mit Gas betrieben. Der Energieeinsatz zur Wärmeerzeugung sinkt damit um ein Fünftel auf 80.000 kWh, was eine finanzielle Entlastung von 1.800 Euro ausmacht. Insgesamt freut sich Ak über eine jährliche Ersparnis von 4.000 Euro – das sind gut 34 Prozent der vorherigen Kosten.

#### Kontakt:

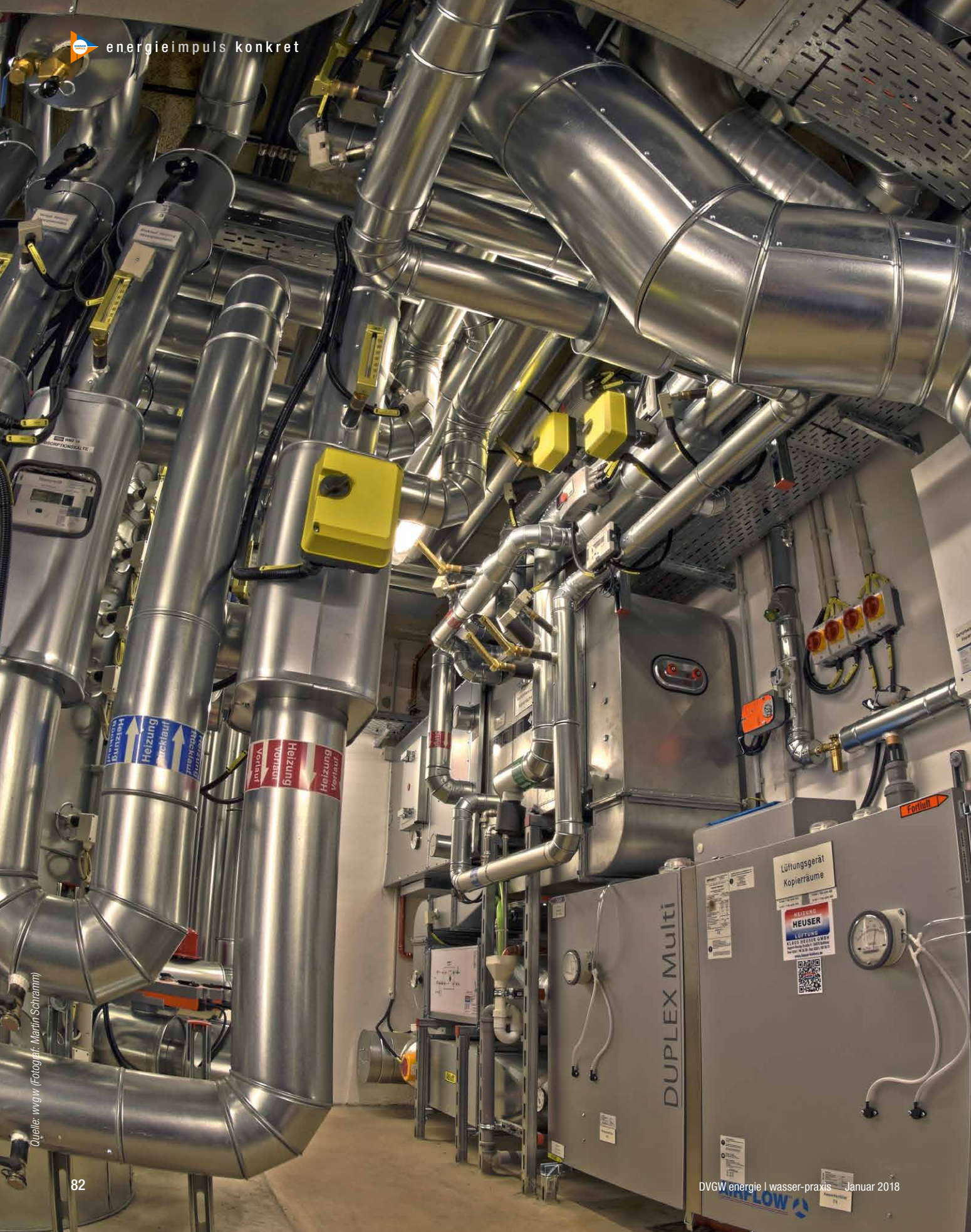
SOLIDpower GmbH  
Borsigstr. 80  
52525 Heinsberg  
Tel.: 02452 153-758  
E-Mail: bluegen@solidpower.com  
Internet: www.solidpower.com

*Brennstoffzellen-Mikrokraftwerke lassen sich aufgrund ihrer geringen Größe auch in Einfamilienhäusern unterbringen.*



Quelle: SOLIDpower GmbH





Quelle: wvgw (Fotograf: Martin Schramm)





## Die Sanierung der Heizungs- und Klimatechnik im Gas- und Wasserzentrum in Bonn

von **Matthias Schwarzer**, Leiter der Einheit Interne Services und IT der DVGW-Hauptgeschäftsstelle und **Frank Gröschl**, Leiter der Einheit Technologie und Innovationsmanagement der DVGW-Hauptgeschäftsstelle, Bonn

**Im Jahr 2015** wurde das DVGW-Anwesen am Hauptstandort in Bonn aufwendig energetisch modernisiert. Dieser Schritt war notwendig geworden, da die vorhandenen Anlagen das Ende ihrer Lebensdauer erreicht hatten. Die Projektverantwortlichen entschieden sich für ein hochinnovatives Heiz- und Kühlkonzept auf der Basis von Erdgas und Erdwärme.

**Das DVGW-Anwesen** in Bonn wurde ab 1984 in drei Bauabschnitten errichtet. Im Jahr 2006 wurden zunächst weite Teile des Gesamtanwesens mit einer gasbetriebenen Kühlung ausgestattet. Ab dem Jahr 2013 wurde die Erneuerung der Heizkessel des 1. Bauabschnittes nach über 20 Jahren Nutzungsdauer genutzt, um eine Kühlung der bisher noch nicht aufgerüsteten Teile des Gebäudes sowie eine Erneuerung der Zentrale der vorhandenen Kühl- und Lüftungsanlagen zu installieren. Dem Anspruch des DVGW als Forschungseinrichtung Rechnung tragend, sollten dabei verschiedene Methoden der Wärme- und Kältengewinnung in innovativer Weise miteinander gekoppelt werden, um so einen möglichst hohen Wirkungsgrad der eingesetzten Rohstoffe zu erreichen.

### Heizung

Die Grundlast der Heizung wird durch ein erdgasbetriebenes Blockheizkraftwerk (BHKW) gedeckt, das z. anteilig auch den Strombedarf des Anwesens liefert. Zusätzliche Wärmeleistung liefern zwei durch den Strom des BHKW angetriebene Wärmepumpen, die über neun Erdbohrungen ein Solegemisch in 150 m Tiefe schicken und in der Heizperiode dem Boden Wärme entziehen. Die Deckung der Spitzenlasten wird durch zwei

neue Gas-Brennwertkessel in den beiden Heizzentralen sichergestellt. Alle Komponenten der Wärmeerzeugung liefern ihre Leistung in einen Schichtenspeicher.

Die gesamte Heizlast (ca. 556 kW) wird wie folgt bereitgestellt: Das BHKW liefert 104 kW als Grundlast, die Wärmepumpen weitere 57,6 kW. Erst danach wird der Brennwertkessel in Haus A mit 225 kW zugeschaltet. Sofern diese Heizleistung nicht ausreicht, steht als Reserve noch ein weiterer Brennwertkessel mit 170 kW zur Verfügung.

### Kühlung

Die Kühlung der nicht durch die Gaswärmepumpen gekühlten Gebäudeteile wird ebenfalls durch verschiedene Komponenten bewirkt, die erzeugte Kälte-Gesamtmenge liegt bei etwa 350 kW. Hier arbeiten ein (bereits vorhandener) luftgekühlter Kaltwassersatz, ein wassergekühlter Flüssigkeitskühler und eine Absorptionskältemaschine. Die Erdbohrungen werden im Sommer zur Regeneration des Erdreiches ge-



Bohrarbeiten für die Erdsonden, mit deren Hilfe dem Erdreich während der Heizperiode Wärme entzogen werden kann.



nutzt, indem die im Winter entzogene Wärme im Sommer wieder zugeführt wird. Wie auch bei der Wärme, liefern alle Komponenten zur Kälteerzeugung ihre Kühlleistung in einen Schichtenspeicher; die Grundlast in Höhe von 65,5 kW wird dabei durch die Absorptionskältemaschine aufgebracht. Diese nutzt die durch das BHKW erzeugte Abwärme und wandelt sie in Kälte um.

Weitere 134 kW Kühlleistung steuert der Flüssigkeitskühler bei, bevor der Kaltwassersatz von Haus C (Altbestand) weitere 150 kW zur Deckung der Spitzenlast liefert. Die erzeugte Kälte wird dabei auch dazu verwendet, um die bisher ungekühlten Kongressräume, die Hausdruckerei, die Halle und das Foyer des Kongressbereiches zu kühlen. Letzteres erfolgt dabei über eine Heiz- und Kühldecke. Die nicht durch die Absorptionskältemaschine in Kälte umgewandelte Wärme wird in einen adiabatischen Rückkühler (mit geschlossenem Kreislauf zur Rückkühlung) geleitet, der auf einer Technikfläche am südwestlichen Rand des Anwesens errichtet wurde und eine Maximalleistung von 348 kW erbringt.

### Mess- und Regeltechnik

Eine zentrale Bedeutung bei dem Gesamtvorhaben kommt der digitalen Mess- und Regeltechnik mit einer aufgesetzten Gebäude-Leittechnik zu. Hier werden alle Verbrauchsdaten (Gas, Strom, Wasser etc.) und alle erzeugten Mengen (Wärme, Strom, Kälte) über separate Zähler erfasst, wodurch eine umfassende Kostentransparenz gegeben ist. Außerdem kann durch die umfangreiche Ausstattung mit Messfühlern, Thermometern etc. schnell auf eventuelle Störungen reagiert werden. Dies beinhaltet auch die Steuerung der



bereits seit 2006 bestehenden Kühlung einzelner Gebäudeteile mittels Gas-Wärmepumpen.

**Kontakt:**

Matthias Schwarzer  
 Frank Gröschl  
 DVGW Deutscher Verein des Gas- und  
 Wasserfaches e. V.  
 Technisch-wissenschaftlicher Verein  
 Josef-Wirmer-Str. 1-3  
 53123 Bonn  
 Tel.: 0228 9188-745/-819  
 E-Mail: schwarzer@dvgw.de,  
 groeschl@dvgw.de  
 Internet: www.dvgw.de



Quelle: DVGW

Anlieferung des Schichtenspeichers (im Hintergrund schwebend)



Quelle: DVGW

Zur weiteren Geräuschreduzierung ist der adiabatische Rückkühler mit einer Hecke umfasst.



# Kapitel 7:

## Mobilität

### *Mit gasbasierten Technologien Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor rasch und kosteneffizient senken*

**Sollen die ehrgeizigen Klimaschutz- und Treibhausgasreduktionsziele** bis zu den Jahren 2030 und 2050 erreicht werden, so führt kein Weg am Verkehrssektor vorbei: Mit rund 160 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> hat dieser im Jahr 2016 rund ein Viertel der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland verursacht. Das Besondere in diesem Fall: Während die CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 1990 in allen anderen Sektoren rückläufig sind, stagnieren sie im Mobilitätssektor in diesem Zeitraum durch erhöhte Fahr- und Transportleistungen auf hohem Niveau. Umso wichtiger ist es in diesem Zusammenhang, bereits heute eine kurzfristige und systematische Emissionsreduktion zu initiieren – denn setzt sich der seit dem Jahr 1990 im Verkehrssektor zu erkennende Trend fort, so drohen nicht nur die Klimaschutzziele bis 2030 und 2050 in diesem Sektor, sondern auch die sektorenübergreifenden Gesamtziele zu scheitern.

**Die negativen Folgeerscheinungen** eines auf Benzin und Diesel beruhenden Mobilitätssektors sind schon jetzt in den städtischen Ballungsräumen in Deutschland deutlich zu erkennen: Hohe Lärmbelastungen sowie häufige Grenzwertüberschreitungen für Luftschadstoffe wie Stickoxid und Feinstaub sorgen dafür, dass Städte wie Stuttgart bereits öffentlich über drastische Maßnahmen wie z. B. temporäre Fahrverbote für ältere Dieselfahrzeuge nachdenken. Einen wesentlichen Anteil an den hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrssektor hat auch der Schwerlastverkehr mit seinen über 2,9 Mio. Lkw und rund 79.000 Bussen; auf ihn

entfallen darüber hinaus etwa 30 Prozent des gesamten Energieverbrauchs in Höhe von 2.629 Petajoule (PJ). Gleichwohl sind die Potenziale zur Absenkung des Energieverbrauchs und der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrssektor sehr begrenzt – erstens, weil die Elektromobilität in weiten Teilen noch nicht serienreif ist und zweitens, weil auch im Jahr 2017 ein wesentlicher Anteil im deutschen Strommix auf die Kohleverstromung zurückgeht. Besonders der zweite Faktor trägt dazu bei, dass Elektroautos und -Lkw auf absehbare Zeit keinen spürbaren Beitrag zum Klimaschutz im Verkehrssektor leisten können.

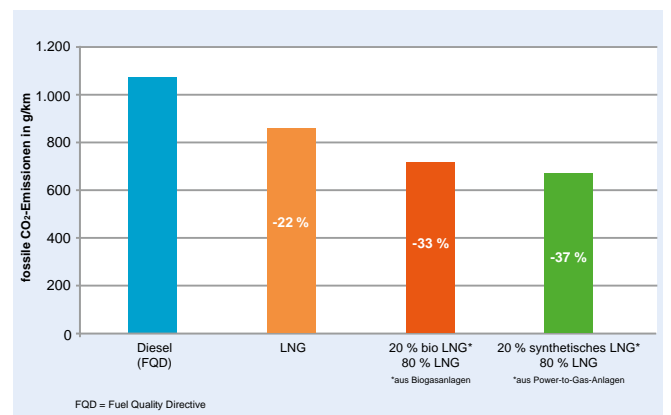
Eine Möglichkeit, um im Verkehrssektor rasch und effizient erhebliche Klimaschutzeffekte zu realisieren, ist hingegen der sogenannte Fuel-Switch, also der Ersatz von Diesel und Benzin durch den Energieträger Gas. Mit LNG (Liquefied Natural Gas) und CNG (Compressed Natural Gas) betriebe-



ne Lkw und Pkw stoßen etwa 70 Prozent weniger Stickoxide als Dieselfahrzeuge sowie nahezu keinen Feinstaub aus. Darüber hinaus konnte im Bereich des Schwerlastverkehrs gezeigt werden, dass sich durch den Einsatz von LNG rund 15 Prozent CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zu herkömmlichen Diesel-Lkw einsparen lassen. Daher gilt der Grundsatz: Überall dort, wo schwere Lasten über weite Strecken transportiert werden müssen, können gasförmige oder verflüssigte Treibstoffe aus Gas ihr Klimaschutzpotenzial voll ausspielen. Ähnliches gilt für den Personenverkehr: Die aktuell 90.000 Fahrzeuge, die in Deutschland mit CNG betrieben werden, sparen jährlich 323.000 Tonnen klimaschädliches CO<sub>2</sub> ein. In seinem Beitrag ab Seite 88 zeigt unser Autor Dr. Dietrich Gerstein auf, wie aus einer Energie- eine Verkehrswende werden kann und geht dabei auch der Frage nach, wie CNG und LNG – unter Nutzung der Power-to-Gas-Technologie – langfristig vollkommen klimaneutral hergestellt werden können.

Dass das Thema Gas auch bei den Automobilherstellern angekommen ist, zeigt der Beitrag ab Seite 90. Die Audi AG hat mit ihrem „Audi e-gas Projekt“ Pionierarbeit geleistet. In der weltweit ersten industriellen Power-to-Gas-Anlage im niedersächsischen Werlte konnte gezeigt werden, dass die Power-to-Gas-Technologie im realen Netzumfeld mit existierenden CO<sub>2</sub>-Quellen funktioniert und einen Systembeitrag leisten kann. Mit der Einspeisung von Methan in das Erdgasnetz ist sie nun ein Baustein bei der nachhaltigen Versorgung der europäischen Flotte von CNG-Pkw der Marke Audi.

Für die Akzeptanz des Energieträgers Gas im Mobilitätssektor ist auch entscheidend, dass sowohl für den Personen- als auch den Schwerlastverkehr eine flächendeckende Infrastruktur zur Verfügung steht. Der Beitrag „Infrastruktur für den sauberen und effizienten Einsatz von Erdgas als Kraftstoff“ (S. 92) stellt vor diesem Hintergrund dar, wie die Gazprom NGV Europe GmbH eine Infrastruktur zur Versorgung von Schiffen, Lkw und Pkw mit CNG und LNG aufbaut. Und in ihrem Beitrag ab Seite 94 stellen unsere Autoren von der Open Grid Europe ein Konzept vor, wie der wirtschaftliche Betrieb von CNG-Tankstellen profitieren kann, wenn diese nicht nur die Betankung von Pkw, sondern auch von Lkw ermöglichen. Zusammen mit Tankstellenbetreibern und dem Gashandel arbeitet die Open Grid Europe am Aufbau einer solchen Tankstelleninfrastruktur.



Richtwerte für Well-to-Wheel (W-t-W)-Emissionen von fossilem und erneuerbarem LNG im Vergleich zu Diesel (Zentraleuropa)



## Von der Energie- zur Verkehrswende – eine Strategie zur Reduzierung der Emissionen im Verkehrssektor

von Dr. Dietrich Gerstein, DVGW e. V., Bonn

**Die Treibhausgas-Emissionen im Verkehrssektor** in Deutschland sind heute weiterhin auf dem Niveau von 1990 – andererseits soll nach den Plänen der Bundesregierung eine erhebliche Reduktion dieser Emissionen erreicht werden. Eine Lösung für dieses Problem können Kraftstoffe auf Methan-Basis darstellen: CNG und LNG punkten nicht nur durch eine bereits verfügbare Infrastruktur und geringe Emissionswerte, sondern auch durch die Perspektive, sie langfristig klimaneutral herstellen zu können.

**Gestiegene Transport- und Fahrleistungen** auf der Straße haben dazu geführt, dass die THG-Emissionen mit gut 165 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent (CO<sub>2</sub>eq) heute auf dem gleichen Niveau wie 1990 verharren, und eine Umkehr dieses Trends ist aktuell nicht erkennbar. Angeschobene Entwicklungen wie die Elektromobilität sind nur in Teilbereichen einsetzbar. Wesentliche Fragen einer großtechnischen Nutzung sind weiterhin zu klären, etwa in Bezug auf die Infrastrukturen und Ladetechnik. Auch besteht erheblicher Entwicklungsbedarf in der Batterietechnologie in Bezug auf Reichweite, Produktionstechnik, Rohstoffverfügbarkeit und Recycling. Direkt verfügbare Alternativen sind die Kraftstoffe CNG (Compressed Natural Gas) und LNG (Liquefied Natural Gas), die beide zum größten Teil aus Methan (CH<sub>4</sub>) bestehen.

Bei der motorischen Verbrennung von CNG und LNG entsteht deutlich weniger CO<sub>2</sub> als bei Dieselmotoren. Auch hinsichtlich der THG-Emissionen, die bei der Produktion und Verteilung von CNG und LNG als Kraftstoff entstehen, schneiden CNG und LNG besser ab als Diesel oder Benzin. Unter Berücksichtigung der gesamten Wertschöpfungskette (Well-to-Wheel) haben fossile Gase ein THG-Reduktionspotenzial von 25 Prozent für Pkw im Vergleich zu Benzin bzw. von 10 Prozent gegenüber Diesel; für Lkw wiederum ist eine Reduzierung von bis zu 22 Prozent mit LNG und von 18 Prozent mit CNG möglich. Dies sind Potenziale, die sofort und unmittelbar gehoben werden können. Bereits heute stehen technisch ausgereifte Fahrzeuge sowohl im

Pkw- als auch im Lkw-Bereich zur Verfügung. Die Technologie für CNG- und LNG-Infrastruktur und Anwendung muss darüber hinaus nicht neu entwickelt werden, denn CNG- und LNG-Tankstellen oder die Kombination aus beidem (sogenannte LCNG-Tankstellen) sind erprobt.

### Entlastung im innerstädtischen Verkehr

CNG und LNG können jedoch nicht nur im Hinblick auf THG-Emissionen, sondern auch in der aktuellen Debatte um Luftschadstoffe in Ballungsräumen für eine spürbare Entlastung bei den Emissionen von Stickoxiden, Feinstaub und Lärmemissionen sorgen. Nach einer in den letzten Jahren schleppenden Entwicklung bei der Gasmobilität scheint gerade jetzt eine Trendwende möglich: In den Kommunen besteht dringender Handlungsbedarf, um Fahrverbote aufgrund von Überschreitungen bei Luftschadstoffen zu vermeiden. Zudem sind Pkw-Hersteller gefordert, bis 2020 einen Grenzwert von 95 g CO<sub>2</sub>/km im Mittel über die gesamte Fahrzeugflotte einzuhalten. Selbst bei deutlichem Hochlauf der E-Mobilität erfordert dies den flächendeckenden Einsatz weiterer alternativer Antriebe.

Für die Gaswirtschaft bieten sich neue Marktpotenziale: Bei einer Jahreslaufleistung von 20.000 km verbraucht ein Gasfahrzeug etwa 20.000 Kilowattstunden (kWh) Gas, dies entspricht dem Jahresverbrauch eines Einfamilienhauses. Die Zielsetzung des Automobilherstellers Volkswagen und Unternehmen der Gaswirtschaft ist es, bis 2025 eine Million Gas-Fahrzeuge in den Markt zu bringen, was

einem zusätzlichen Gasabsatz von 2 Mrd. m<sup>3</sup>/a entspricht. Hinzu kommt ein noch weitaus größeres Mengenpotenzial aus dem Einsatz von CNG und LNG im Lkw-Bereich.

### Tankstellen-Infrastruktur für die Gasmobilität

Aktuell gibt es bereits rund 900 CNG-Tankstellen in Deutschland, an denen etwa 100.000 CNG-Fahrzeuge tanken. Damit ist eine Grundabdeckung möglich. Eine Reihe von CNG-Tankstellen ist in ihrer Wirtschaftlichkeit zwar kritisch, trotzdem ist die aktuell zu beobachtende Schließung von CNG-Tankstellen das falsche Signal.

Bei LNG, das überwiegend als Kraftstoff im Schwerlastverkehr eingesetzt werden kann, gibt es aktuell zwei LNG-Tankstellen in Ulm und Berlin. Ein erstes Pilotprojekt, bei dem die Ludwig Meyer GmbH & Co. KG 20 LNG-Lkw einsetzt, zeigt schon in der Anfangsphase gute Ergebnisse bei Emissionsreduzierung, Kraftstoffverbräuchen, Fahrzeugen und Tankstellentechnik.

### Umstellung auf CNG und LNG im Verkehrssektor

In einem ersten Schritt kann eine Umstellung von konventionellem Kraftstoff (Diesel und Benzin) auf fossiles CNG und LNG dazu beitragen, die Treibhausgas- und Schadstoffemissionen im Verkehr zu reduzieren. Mittel- und langfristig muss CNG und LNG darüber hinaus klimaneutral erzeugt werden, z. B. mithilfe der Power-to-Gas-Technologien (PtG) oder durch den Einsatz von Biomethan. Beide Wege eröffnen die Möglichkeit, Pkw und Lkw mit erneuerbaren und treibhausgasneutralen Treibstoffen zu betanken. Fossiles CNG oder LNG können so durch „grüne Varianten“ ersetzt und einfach in das bestehende System integriert werden; eine Anpassung von Fahrzeugtechnik oder Infrastruktur ist nicht erforderlich.

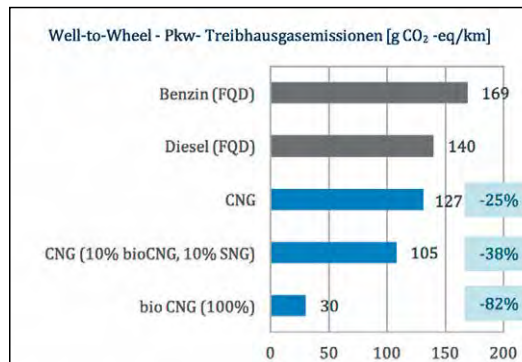
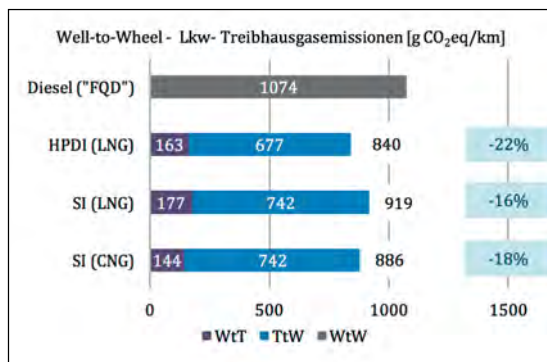
Erneuerbare Gase im Verkehr ergänzen die E-Mobilität. Ihr Einsatz ist vor allem in den Segmenten sinnvoll, in denen die E-Mobilität nicht oder nur unzureichend nutzbar gemacht werden kann. Dies ist z. B. im Fern- und Schwerlastverkehr auf der Straße und in der Schifffahrt der Fall.

Biogasanlagen und die Umwandlung von Biogas in Biomethan haben ein großes Potenzial zur Entkarbonisierung des Verkehrssektors beizutragen. Mit einer konsequenten Entwicklung der PtG-Technologie und deren Integration in erneuerbare Stromerzeugungssysteme kann darüber hinaus eine zweite Technologie zur Verfügung gestellt werden, um CNG und LNG als grünen Kraftstoff zu produzieren. Dabei werden Skaleneffekte dazu beitragen, die Erzeugungskosten zu reduzieren und erneuerbare Kraftstoffe wettbewerbsfähig zu machen. Hierfür ist jedoch dringend ein zuverlässiger und klarer Regulierungsrahmen notwendig, der dabei hilft, Biomethan und die PtG-Technologie weiterzuentwickeln.

#### Kontakt:

Dr. Dietrich Gerstein  
 DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.  
 Technisch-wissenschaftlicher Verein  
 Josef-Wirmer-Str. 1-3  
 53123 Bonn  
 Tel.: 0172 6959327  
 E-Mail: gerstein@dvgw.de  
 Internet: www.dvgw.de

Quelle: NGVA



Abkürzung	Erklärung
WtT	Well-to-Tank
TtW	Tank-to-Wheel
WtW	Well-to-Wheel
CNG	Compressed Natural Gas
HPDI	High Pressure Direct Injection
SI	Spark Ignited Engine
FQD	Fuel Quality Direction
LNG	Liquefied Natural Gas

Treibhausgasemissionen für Personenkraftwagen und Lastkraftwagen





## ***Strom- und Gasnetz miteinander verbinden: die Power-to-Gas-Anlage der AUDI AG in Werlte***

von **Reinhard Otten**, AUDI AG, Ingolstadt

**Das im Mai 2011 vorgestellte „Audi e-gas Projekt“** war seinerzeit ein Wagnis: Die Idee, mittels Power-to-Gas (P2G) Strom- und Gasnetz miteinander zu verbinden und die weitverzweigte Gasinfrastruktur als riesigen Speicher für fluktuierende Energien aus Wind und Sonne zu nutzen, war bis dahin noch nie in die Praxis überführt worden. Lediglich eine kleine Demonstrationsanlage des Zentrums für Solarenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW) in Stuttgart mit einer elektrischen Aufnahmeleistung von 25 Kilowatt (kW) existierte zu diesem Zeitpunkt. Nun jedoch ging es um eine Skalierung um den Faktor 250 – die weltweit erste industrielle Power-to-Gas-Anlage im niedersächsischen Werlte sollte mit einer Nennleistung von 6,3 Megawatt (MW) zeigen, dass die Technologie im realen Netzumfeld mit existierenden CO<sub>2</sub>-Quellen funktioniert und einen Systembeitrag leisten kann.

**Das Wagnis**, das zu 100 Prozent von dem Automobilhersteller finanziert und auf dem Gelände des Energieversorgers EWE in die Tat umgesetzt wurde, gelang: Seit 2013 sind in Werlte Strom- und Gasnetz bidirektional miteinander verbunden. Mit Gas Strom produzieren – das geschieht am Standort Werlte in Form eines modernen Blockheizkraftwerks, das von EWE betrieben wird und neben Strom auch Wärme bereitstellt. Nun funktionierte der Weg zum ersten

Mal auch andersherum: Aus überschüssigem Strom wird erneuerbares Methan hergestellt, das ins Erdgasnetz eingespeist und an jedem beliebigen Ort des Netzes wieder entnommen werden kann – und zwar genau dann, wenn es gebraucht wird.

Bei der Eröffnungsfeier der P2G-Anlage im Sommer 2013 bezeichnete der damalige Bundesumweltminister Peter Altmaier die Power-to-Gas-Technologie als „chemisches Umspannwerk“, das die Energie zwischen zwei Netzen der allgemeinen Versorgung in eine andere Erscheinungsform umwandeln kann. Die entstehenden Energieträger Wasserstoff und Methan sind äußerst vielfältig verwendbar und insbesondere im Fall von Methan hervorragend in großen Mengen speicher- und transportierbar, und das in einer bereits bestehenden Infrastruktur. Der Volkswirtschaft eröffnet die Technologie somit völlig neue Möglichkeiten, mit fluktuierenden Stromquellen wie Solar-, Wind- und Wasserkraft umzugehen.

Im Falle der Anlage in Werlte können pro Stunde bis zu 1.300 Kubikmeter Wasserstoff hergestellt werden, bei einer angenommenen Betriebsdauer von 4.000 Volllaststunden entstehen damit pro Jahr fast 1.000 t Methan – eine Menge, mit der 1.500 CNG-Fahrzeuge der Kompaktklasse (z. B. Audi A3 g-tron) jeweils 15.000 km weit fahren können. Bei der Herstellung dieses „E-Gas“ genannten Energieträgers werden in



Quelle: AUDI AG

*Die Audi-e-gas-Anlage im norddeutschen Werlte war die weltweit erste Anlage im industriellen Maßstab, die aus CO<sub>2</sub> und erneuerbarem Strom einspeisefähiges, synthetisches Erdgas generiert.*

diesem Fall pro Jahr rund 2.800 t CO<sub>2</sub> gebunden. Das ist so viel, wie ein Wald mit ca. 200.000 Laubbäumen absorbieren kann.

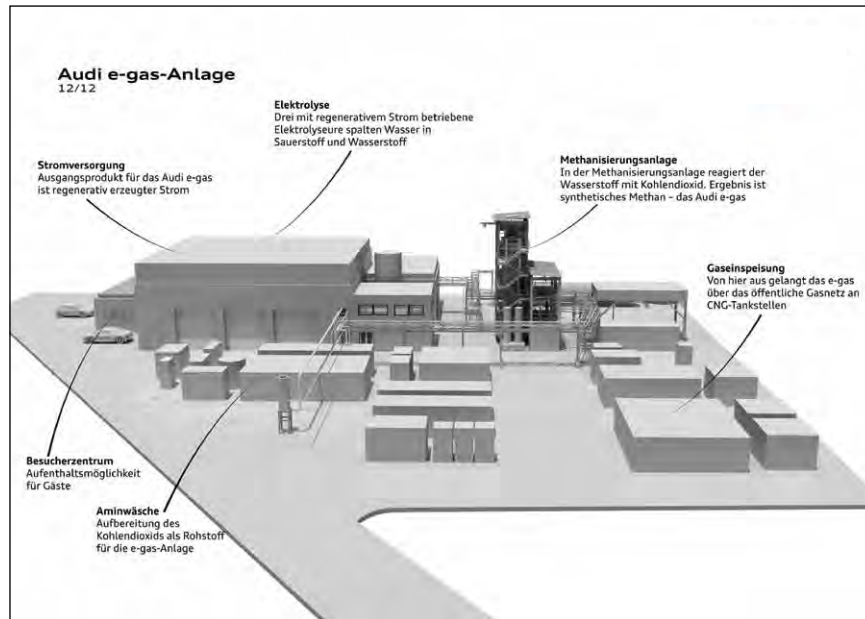
Die Power-to-Gas-Anlage in Werlte bezieht das für den Prozess notwendige CO<sub>2</sub> aus dem Abgasstrom der benachbarten Biomethan-Anlage von EWE. Es liegt hier bereits in hochkonzentrierter Form vor, denn das aus organischen Abfällen hergestellte Rohbiogas muss von seinem CO<sub>2</sub>-Anteil (ca. 40 Prozent) befreit werden, damit es als Biomethan die DVGW-Qualitätsanforderungen erfüllt und ins Erdgasnetz eingespeist werden darf. Hier zeigt sich der erste Synergieeffekt zwischen Biomethan-Anlagen und der P2G-Technologie. Die zweite Synergie konnte in Werlte im Rahmen eines von der Deutschen Bundesregierung geförderten Forschungsprojekts erschlossen werden: Die Abwärme der P2G-Anlage, die bei der Elektrolyse und der nachfolgenden Methanisierung entsteht, kann für den Wärmebedarf der Biomethan-Anlage genutzt werden, der insbesondere bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und bei der Hygienisierung der angelieferten Bioreststoffe anfällt. Auf diese Weise konnte der Wirkungsgrad der Gesamtkette vom Strom zum Methan im Betriebsbestpunkt von 52 Prozent (ohne Wärmenutzung) auf 64 Prozent (mit Wärmenutzung) gesteigert werden.

Ein weiteres Highlight der Forschungsarbeiten an der laufenden Anlage war die Qualifikation der Audi e-gas-Anlage für den Sekundärregelbetrieb. Durch die Möglichkeit, die Stromaufnahme in der Spannbreite von 0 bis 6,3 MW zuverlässig hoch- und herunterregeln zu können, ließ sich ein Beitrag der P2G-Anlage für die Stromnetzstabilisierung nachweisen.

Die Audi e-gas-Anlage in Werlte wird weiter betrieben und mit zusätzlichen Gewerken für die Lieferung von Wasserstoff und verflüssigtem Methan (LNG, Transport jeweils per Trailer) ertüchtigt. Mit der Einspeisung von Methan in das Erdgasnetz ist sie weiterhin ein Baustein bei der nachhaltigen Versorgung der europäischen Flotte von CNG-Pkw der Marke Audi.

Auf die Anlage in Werlte folgten allein in Deutschland rund 30 weitere P2G-Projekte. Diese können aktuell jedoch nicht wirtschaftlich betrieben werden, weil die Deutsche Bundesregierung weiterhin am Letztverbraucherstatus von P2G-An-

Quelle: AUDI AG



Schematischer Überblick über die P2G-Anlage in Werlte

lagen festhält und diese gerade nicht als „chemische Umspannwerke“ betrachtet. Damit ist die Technologie in Deutschland zum Scheitern verurteilt und wird sich vermutlich im Ausland zur Reife entwickeln. Dennoch bleibt die Hoffnung, dass die kommende Bundesregierung die folgenden spezifischen Eigenschaften der PtG-Technologie erkennt und die Hemmnisse beseitigt: Erstens bietet die P2G-Technologie weitaus mehr Möglichkeiten und Energievektoren als andere „Flexibilitätsoptionen“ wie z. B. zuschaltbare Verbraucher oder Power-to-Heat. Zweitens ist Power-to-Gas weit mehr als eine Speichertechnologie: Alle Zukunftsstudien besagen, dass synthetische Kraftstoffe für das Erreichen der Klimaziele zwingend benötigt werden. Und drittens wird die P2G-Technologie in 30 Jahren zwar möglicherweise nicht mehr gebraucht, um Pkw mit nachhaltigen Kraftstoffen zu versorgen. Gleichwohl kann der Pkw-Sektor bereits heute mit seinen hohen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten die „Lokomotive“ für die Etablierung von Power-to-Gas sein. Profitieren werden dann auch die Verkehrsträger in Güterfernverkehr sowie Luft- und Schifffahrt, die sich voraussichtlich nur zu einem Teil elektrifizieren lassen.

**Kontakt:**

Reinhard Otten  
AUDI AG  
85045 Ingolstadt  
Tel.: 0841 89-91525  
E-Mail: reinhard.otten@audi.de  
Internet: www.audi.de



*In Deutschland sind rund 100.000 Erdgasfahrzeuge registriert, die einen signifikanten Beitrag zur Reduzierung der Schadstoff-Emissionen im Straßenverkehr leisten. Denn Erdgasfahrzeuge stoßen im Vergleich zu herkömmlichen Antriebsarten deutlich weniger CO<sub>2</sub> und Stickoxide sowie kaum Rußpartikel aus.*



## Infrastruktur für den sauberen und effizienten Einsatz von Erdgas als Kraftstoff

von **Uwe Johann**, Geschäftsführer der Gazprom NGV Europe, Berlin

**Die Frage, ob das Pariser Klimaabkommen** aus dem Jahr 2015 erfolgreich umgesetzt werden kann, wird auch im Verkehrssektor entschieden: Nur wenn es gelingt, die Treibhausgas-Emissionen in diesem wichtigen Bereich nachhaltig und dauerhaft zu senken, lässt sich die Erderwärmung auf die vereinbarten 1,5 °C begrenzen. Ein wichtiger Schritt auf diesem Weg ist die Stärkung der Gas-Mobilität, wie erste Beispiele und Projekte beweisen.

**Umweltpolitisch gesehen** zahlt Deutschland einen hohen Preis für seine Mobilität: Der Verkehrssektor verursacht einen wesentlichen Teil des gesamten Kohlendioxidausstoßes. Darüber hinaus ist der Verkehr in den Städten eine der Hauptursachen für die hohe Belastung an Stickoxiden. Um Umwelt, Klima und Bürger zu entlasten, ist daher eine schnelle Lösung gefragt.

Dem Energieträger Erdgas kommt eine signifikante Rolle in der Energiewende und im Verkehrssektor zu. Experten heben insbesondere hervor, dass Erdgasfahrzeuge (Natural Gas Vehicles, NGV) rund 25 Prozent weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen als Benzin- und Dieselfahrzeuge. Zudem erzeugen mit Erdgas betriebene Fahrzeuge weniger Geräuschemissionen, was insbesondere im Schwerlastverkehr sowie in innerstädtischen Bereichen eine zunehmend wichtige Bedeutung hat.

Erdgasfahrzeuge sind bereits seit vielen Jahren im Einsatz, die Technik ist ausgereift und gegenüber anderen alternativen Antriebskonzepten (wie z. B. der E-Mobilität auf Strombasis) ohne große Einschränkungen verfügbar. Im Vergleich zu den weit verbreiteten Kraftstoffen Benzin und Diesel wiederum ist Erdgas eine ungleich kostengünstigere sowie sauberere Alternative, deren Vorkommen noch langfristig verfügbar sind. Dank biogener Erzeugung und der Power-to-Gas-Technologie birgt Gas als Kraftstoff zudem weitere CO<sub>2</sub>-Einsparpotenziale.

GAZPROM Germania trägt dieser Entwicklung Rechnung und bringt über ihre 100-prozentige Tochtergesellschaft Gazprom NGV Europe GmbH Projekte auf den Weg, die den sauberen und effizienten Einsatz von Erdgas als Kraftstoff ermöglichen. Im Fokus dieser Arbeit steht die Entwicklung einer Infrastruktur zur Versorgung von Schiffen, Lkw und



Pkw mit komprimiertem (CNG) und verflüssigtem Erdgas (LNG). Derzeit betreibt die Gazprom-Gruppe 50 Erdgastankstellen in Deutschland, 16 in Tschechien sowie drei in Polen.

Mit der Volkswagen AG und anderen Akteuren der Energiewirtschaft hat sich Gazprom auf eine gemeinsame Absichtserklärung zur CNG-Mobility verständigt. Sie beinhaltet das Ziel, die Anzahl der Erdgasfahrzeuge in Deutschland bis zum Jahr 2025 zu verzehnfachen und auf eine Million zu erhöhen sowie die Anzahl an Erdgastankstellen von heute ca. 900 auf 2.000 Stück auszubauen.

Außerdem kooperiert die Gazprom NGV Europe GmbH mit der Autobahn Tank & Rast GmbH im Bereich der Erdgasmobilität. Mit dem Bau einer Erdgastankstelle auf der innovativen Rastanlage Fürholzen West wollen die Partner gemeinsam einen Beitrag zum Ausbau des CNG-Netzes im Autobahnbereich leisten. Die hochmoderne Kompaktanlage Fürholzen West, die im September 2017 in Betrieb gehen wird, ist Teil der Bundesinitiative „Tank- und Rastanlage der Zukunft“, bei der herkömmliche Kraftstoffe und innovative Betankungsarten unter einem Dach vereint werden. Auf einer Fläche von rund 1.800 Quadratmetern werden neben Benzin und Diesel auch Compressed Natural Gas (CNG), Flüssiggas (LPG), Wasserstoff, AdBlue® sowie Ladesäulen für Elektrofahrzeuge angeboten. Darüber hinaus sorgt ein

innovatives Wärme- und Stromerzeugungskonzept mit einem eigenen Blockheizkraftwerk dafür, dass die gesamte Anlage energieautark läuft.

In Sachen Klima- und Umweltschutz steht Deutschland unter großem Handlungsdruck. So schreibt das Pariser Klimaabkommen vor, den globalen Temperaturanstieg auf möglichst 1,5 °C zu begrenzen – ein Ziel, das sich ohne eine signifikante Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen – gerade auch im Verkehrssektor – nicht realisieren lässt. Umso wichtiger ist es, eine langfristige Alternative zu öl-basierten Kraftstoffen in Verbrennungsmotoren zu schaffen. Erdgas sowie „grüne Gase“ können als Alternative zu Diesel und Benzin eine wichtige Rolle spielen und für eine erhebliche Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen sorgen.

An Beispielen wie Madrid und Barcelona wird deutlich, dass eine Umstellung von Flottenfahrzeugen des öffentlichen Personennahverkehrs und Lieferverkehrs auf Erdgas eine sinnvolle Maßnahme ist: Emissionen werden deutlich reduziert und davon profitieren sowohl Verbraucher als auch das Klima.

#### Kontakt:

Uwe Johann  
Gazprom NGV Europe  
Markgrafenstr. 23  
10117 Berlin  
Internet: [www.gazprom-germania.de](http://www.gazprom-germania.de)



Quelle: Gazprom NGV Europe

Großes Potenzial für Erdgas als Kraftstoff besteht im Schwerlastverkehr. 2014 und 2015 hat Gazprom gemeinsam mit dem polnischen Bushersteller Solbus die europaweit ersten LNG-Busse in Betrieb genommen.



## Die Nutzung des Gas-Transportnetzes für die Versorgung von CNG-Tankstellen: Beispiel Mobilitätssektor

von Dr. Arnd Schmücker & Jürgen Fuhlrott, Open Grid Europe GmbH, Essen

**Die Option, Erdgas als Kraftstoff einzusetzen,** besteht für den Individualverkehr aber auch für den Transportsektor. Insbesondere im Fernverkehr zeichnet sich ab, dass sich die stofflich weitgehend identischen Brennstoffe Liquefied und Compressed Natural Gas (LNG/CNG) im Hinblick auf ihre Anwendungsmöglichkeiten sehr gut ergänzen werden. Gemeinsam mit Tankstellenbetreibern und dem Gashandel entwickelt die Open Grid Europe Technologien, die an CNG-Tankstellen nicht nur das Betanken von PKW, sondern auch von LKW ermöglichen.

**Die EU-Regelung,** die den CO<sub>2</sub>-Flottenausstoß von Kraftfahrzeugen ab 2021 auf 95 g CO<sub>2</sub>/km beschränkt, und die Directive 2014/94/EU (AFID) [1], die neue Treibstoffkonzepte für die Mobilität in den Markt bringen möchte, geben der (Erd-)gas-Mobilität einen neuen An Schub. Den Hintergrund hierfür bilden Versorgungssicherheit und die, verglichen mit Ottokraftstoffen, um etwa 15 Prozent geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen von Erdgasmotoren [2]. Gegenüber Diesel kann der CNG Motor – Stand 2014 – zwar noch nicht mit CO<sub>2</sub>-Vorteilen, aber mit den grundsätzlich niedrigeren Schadstoffen in den Verbrennungsgasen punkten. PKW-Hersteller sehen für rein monovalente CNG-Motoren allerdings ein zukünftiges CO<sub>2</sub>-Einsparungspotenzial von mehr als 20 Prozent [5] verglichen mit Ottomotoren für Flüssigkraftstoffe und dann offenbar auch mit CO<sub>2</sub>-Vorteilen gegenüber der Dieselseltechnologie.

Der Treibstoffmarkt hat eine ähnliche Größe wie der Erdgasmarkt, das zeigen u. a. Veröffentlichungen des BMVI [3]. Letzterer könnte im Zuge der Dekarbonisierung an Umfang verlieren und somit Versorgungskapazität für eine emissionsarme Mobilität frei machen. Erdgas-Mobilität kann bereits auf fossiler Basis zur Einsparung von Emissionen beitragen und auf der Grundlage erneuerbarer Gase, wie Biomethan aus fermentativer oder pyrolytischer Her-

stellung und SNG aus erneuerbarem Strom, zunehmend sogar weitgehend emissionsfrei sein. Zur Nutzung dieser Vorteile hat sich der Industriekreis Erdgasmobilität gebildet, an dem neben dem Initiator VW AG auch Gasnetzbetreiber und Betreiber von CNG-Tankstellen beteiligt sind. Das Ziel der Initiative ist es, den aktuellen schleichenden Abbau von CNG-Tankstellen zu stoppen und stattdessen bis zum Jahr 2025 2.000 Anlagen verfügbar zu haben. Gleichzeitig soll die Anzahl der zugelassenen CNG-Fahrzeuge bis zu diesem Zeitpunkt auf eine Million ansteigen.

Eine CNG-Tankstelle kann wirtschaftlich profitieren, wenn sie nicht nur für PKW, sondern auch für LKW, speziell im treibstoffintensiven Fernverkehr, Betankungsmöglichkeiten bietet. Um dieses Konzept zu fördern, möchte die Open Grid Europe GmbH zusammen mit Tankstellenbetreibern und dem Gashandel neue Betankungsmöglichkeiten mit der genannten Eigenschaft aufbauen. Hierzu werden vor der Realisierung eines konkreten Bauvorhabens Kunden wie z. B. Speditionsunternehmen mit regelmäßigem hohem Kraftstoffverbrauch zu akquirieren sein. Ein durch mehrere LKW garantierter Absatz pro Tag sollte dazu erreicht werden. Außerdem sollte die Tankanlage an ein Hochdrucknetz angeschlossen sein, um Verdichtungsaufwand und Investitionen in die Infrastruktur (Verdichter usw.) zur Bereitstellung der

erforderlichen Mengen zu reduzieren. Zusätzlich resultiert aus einer Anbindung an das Hochdrucknetz ein weiterer Preisvorteil durch die geringeren Netzentgelte. Den Betreibern von Transportfahrzeugen kann dann ein zu Diesel vergleichbarer Kraftstoffpreis angeboten werden.

Die Lage der Tankstellen würde sich an den Wünschen der festen Kunden und möglichst an der Nähe zu Hochdruck-Erdgasleitungen orientieren. Um einen reibungsfreien Güterfernverkehr zu gewährleisten, müsste dauerhaft und sukzessive – wie bei anderen alternativen Kraftstoffen auch – eine gewisse Flächendeckung hergestellt werden. Nach einer Untersuchung der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik [4] reichen für die Basisversorgung des innerdeutschen Fernverkehrs etwa 30 Tankstellen im Bundesgebiet aus, die z. B. auf dem Gelände der Autohöfe an Autobahnen angesiedelt sein könnten. Unserer Erkenntnis nach würde für die meisten Anlagen ein Anschluss an das Hochdrucktransportnetz möglich sein.

Diese zunächst an den Anforderungen des Gütertransports und Lieferverkehrs orientierte Vorgehensweise kommt auch dem Individualverkehr zugute, unterstützt potenziell die weitere Markteinführung der CNG-Fahrzeuge und dient dadurch indirekt auch den Tankstellen, die nicht von dem Vorteil einer Versorgung aus Hochdrucknetzen profitieren können.

Das beschriebene Konzept soll zum ersten Mal in Norddeutschland zusammen mit einem CNG-Tankstellenbetreiber realisiert werden. Hier ist nach Übereinkunft mit einem Spediteur vorgesehen, einen öffentlich zugänglichen LKW-CNG-Tankplatz einzurichten, der speziell auch

für die Betankung von Sattelzugmaschinen und Lastzügen geeignet ist. Die Tankstelle wird mit einem Eingangsdruck von etwa 50 bar versorgt und kann daher von den genannten Vorteilen eines Anschlusses an das Ferngasnetz profitieren.

In Anbetracht der bereits heute vorhandenen Betankungsinfrastruktur, des dichten Erdgasversorgungsnetzes in Deutschland und wegen der wachsenden Anzahl der verfügbaren Fahrzeugtypen bietet die CNG-Mobilität sowohl für den Individual- als auch für den Transportverkehr eine ideale Möglichkeit, CO<sub>2</sub>-Emissionen in einer Größenordnung von 15 Prozent einzusparen. Bei Verwendung von Biogas steigt diese Einsparung noch erheblich an. Diese Potenziale lassen sich ohne weiter gehende Subventionen sofort heben. CNG-Mobilität bietet sich deshalb kurzfristig und dauerhaft als ideale Ergänzung von Batterie- und Wasserstofffahrzeugen sowohl im PKW- als auch im LKW-Segment an.

#### Quellen:

[1] DIRECTIVE 2014/94/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure

[2] Edwards, R, Hass, H., Larivé, J., Lonza, L., Maas, H., Rickeard, D (2014): Well-to-Wheels Appendix 1 - Version 4.a. Summary of WTW Energy and GHG balances, EUR 26236 EN Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, EUR – Scientific and Technical Research series.

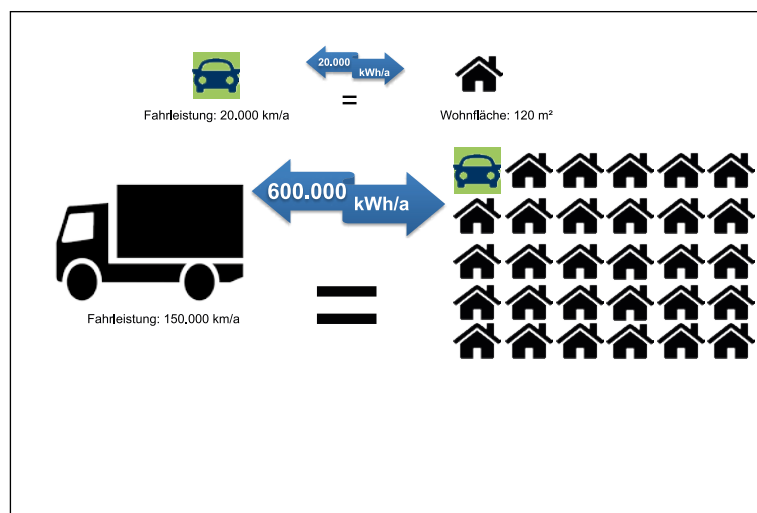
[3] Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (2013). Herausgeber: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. [www.bmvbs.de](http://www.bmvbs.de)

[4] Bünger, U.; Landinger, H.; Weindorf, W.; Wurster, R.; Zerhusen, J.; Zittel, W.(2016): Vergleich von CNG und LNG zum Einsatz in LKW im Fernverkehr. Ludwig Bölkow Systemtechnik.

[5] Kramer, U.; Rolf Klein, R.; Hofmann, C.; Stoffels, H.; Berkemeier, O.; Weber, C. (2014): Extreme Downsizing of CNG Engines – Opportunities and Challenges. 1st International Conference "Advanced Fuels for Sustainable Mobility", November, 2014 Nürburging

#### Kontakt:

Dr. Arnd Schmücker  
Open Grid Europe GmbH  
Gladbeckerstr. 404  
45326 Essen  
Tel.: 0201 3642-18700  
E-Mail: [arnd.schmuecker@open-grid-europe.com](mailto:arnd.schmuecker@open-grid-europe.com)  
Internet: [www.open-grid-europe.com](http://www.open-grid-europe.com)



Der Kraftstoffverbrauch eines PKW (20.000 km) liegt bei ca. 20.000 kWh pro Jahr und entspricht damit dem Erdgasbedarf eines Einfamilienhauses. Der Verbrauch eines Fernverkehrs-LKW (150.000 km) beträgt etwa 600.000 kWh/a, was dem Jahresbedarf von 30 Einfamilienhäusern entspricht.





# Kapitel 8

## Industrie

### *Mit Erdgas und grünen Gasen zum klimafreundlichen und erfolgreichen Industriestandort*

**Fast die Hälfte des Energieverbrauchs** in Deutschland geht auf das Konto der Industrie. Allerdings hat der Industriesektor auch eine überdurchschnittliche Produktivität und trägt nicht nur wesentlich zur gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung, sondern auch zur Sicherung von Arbeitsplätzen in Deutschland bei. Ihm kommt daher auch ein hoher gesellschaftlicher und sozialer Stellenwert zu.

**Energie wird in der Industrie** u. a. für die Erzeugung von Strom und Wärme benötigt. Gerade die Aluminium-, Zement-, Stahl- oder Papierherstellung benötigen für ihre Produktionsprozesse optimale und konstant hohe Temperaturen. Kalkstein und Mergel, die Rohmaterialien von Zement, werden z. B. erst bei rund 1.450 °C zum sogenannten Zementklinker, dem gebrannten Hauptbestandteil von Zement. Doch Energie dient nicht nur als Brennstoff, sondern auch als Grundstoff: Aus Erdgas wird z. B. Methanol erzeugt, das wiederum als Rohstoff für die Herstellung komplizierter chemischer Stoffe wie Formaldehyde, Isoliertstoffe oder Lacke verwendet wird.

Die Klimaschutzziele der Bundesregierung für den Industriesektor sehen vor, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um fast 50 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Vor diesem Hintergrund werden im Industriesektor Lösungen zur Treibhausgasminderung gebraucht, die weder die Produktionsbedingungen noch die internationale Wettbewerbsfähigkeit einschränken. Der Fuel-

Switch und damit die umfangreiche Nutzung von Gasen spielt eine große Rolle, wenn es darum geht, diesen Herausforderungen gerecht zu werden. Der in der Chemiebranche eingesetzte Rohstoffmix besteht beispielsweise zu 74 Prozent aus emissionsintensiven Erdölprodukten und nur zu elf Prozent aus klimafreundlichem Erdgas. Um das Erdöl langfristig zu ersetzen, bietet sich gerade in der organischen Chemie der Einsatz von Erdgas und aus Biomasse gewonnenen nachwachsenden Rohstoffen an. Als Kohlenstoffquelle dient langfristig auch Kohlenstoffdioxid, das z. B. bei der Herstellung von Wasserstoff als Nebenprodukt anfällt. Gleichzeitig kann der Treibhausgasausstoß durch den Einsatz erneuerbarer Gase bei der Gewinnung bzw. Raffinierung von Mineralölprodukten deutlich reduziert werden.

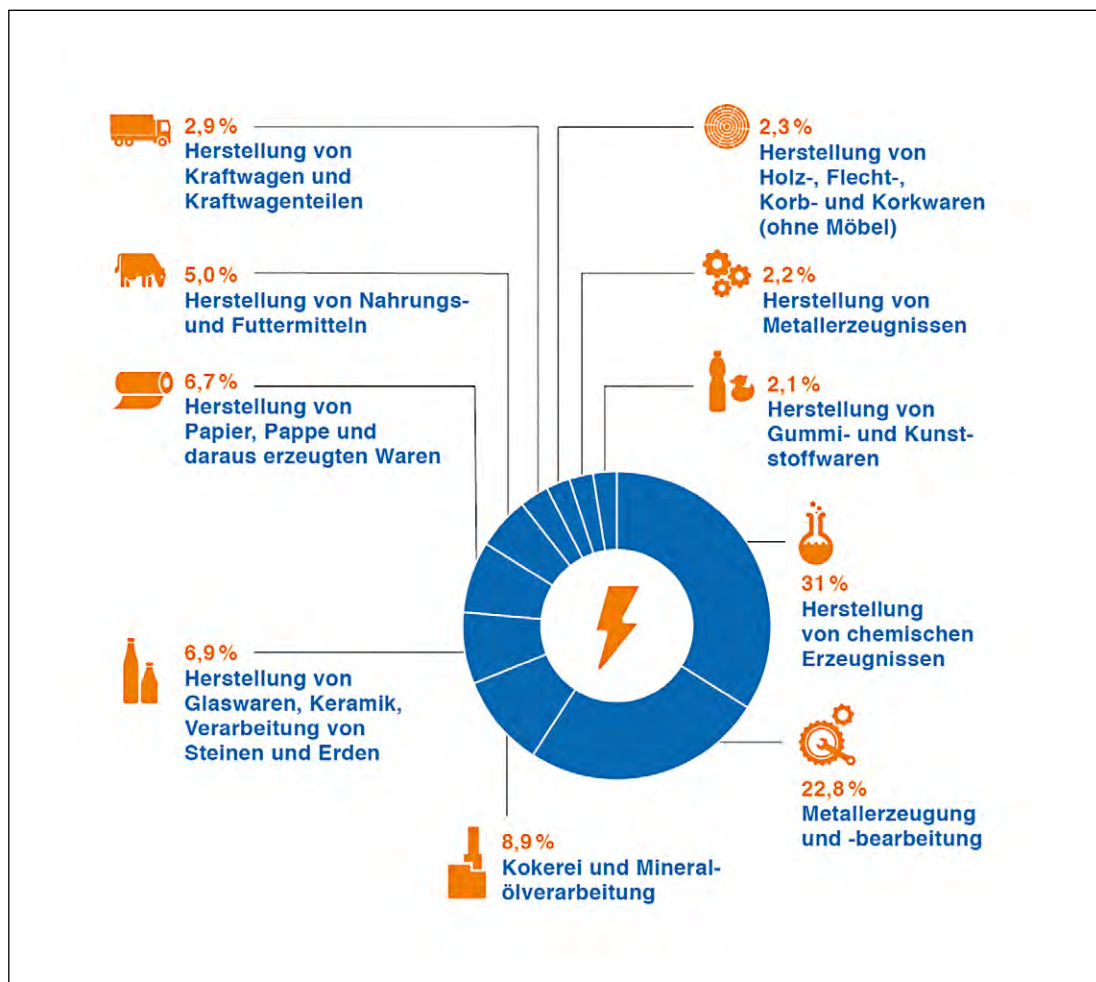
Die im Beitrag „Strombasierte technische Gase und Kraftstoffe für die Energiewende“ (S. 100) vorgestellte Dampf-Elektrolyse-Technologie der Sunfire GmbH ist ein Baustein, um die Sektoren Chemie, Wärme und Mobilität mit regenerativen

Energien versorgen zu können. Seit Sommer 2017 ist die Technologie bei der Salzgitter Flachstahl GmbH, einem der größten deutschen Stahlhersteller, in Betrieb und produziert unter Einbeziehung regenerativer Energien effizient und kostengünstig grünen Wasserstoff, der im Stahlwerk in Salzgitter beispielsweise zur Erzeugung einer Schutzgas-Atmosphäre, d. h. zum Ausschluss von Sauerstoff, verwendet wird.

Dass auch solche Industrie- und Gewerbegebiete von den Vorteilen des Energieträgers Erdgas profitieren können, die nicht an das Erdgasnetz angeschlossen sind, erörtert unser Autor von der Gas Natural Fenosa in seinem Beitrag ab Seite 98. Er

plädiert für den Einsatz von LNG, also komprimiertem Erdgas, das in großen Mengen gelagert und zu abseits des Gasnetzes gelegenen Betrieben und Industriestandorten transportiert werden kann.

Die Ausführungen und Beispiele zeigen: Die Industrie kann nicht auf Gase verzichten, aber durch den zunehmenden Einsatz erneuerbarer Gase lassen sich die Klimaschutzziele nachhaltig erreichen. Damit hat Deutschland gleichzeitig das Potenzial, sich als wirtschaftlich starker und klimafreundlicher Industriestandort zu positionieren – und diejenigen Zukunftstechnologien zu entwickeln, die deutsche Unternehmen anschließend erfolgreich exportieren können.



Top-10 Industriebranchen mit dem höchsten Energieverbrauch (einschließlich nichtenergetischen Verbrauch)

Quelle: DVGW



## LNG-Logistik für netzferne Industrie- und Gewerbebetriebe

von **Torsten Seybold**, Key Account Manager bei der Gas Natural Fenosa, Köln

**Erdgas ist nicht nur für Privathaushalte**, sondern auch für Industrie- und Gewerbebetriebe eine attraktive Lösung: Als Ersatz für Kohle und Öl kann der Energieträger u. a. eine effiziente und umweltverträgliche Energie- und Wärmeversorgung sicherstellen. Ein Zugang zum weitverzweigten Erdgasnetz ist dabei keine Voraussetzung: Mithilfe von verflüssigtem Erdgas (engl.: Liquefied Natural Gas, LNG) können Industrie und Gewerbe auch ohne Netzanschluss von den Vorteilen von Erdgas profitieren.

**Auch in einem Land wie Deutschland**, in dem das Erdgasnetz sehr gut ausgebaut ist, gibt es Industrie- und Gewerbebetriebe, die keinen Zugang zum Netz haben. Diese Betriebe können jedoch trotzdem von den Vorteilen des Energieträgers Erdgas profitieren und ihre bisherigen Energieträger (z. B. Kohle und Öl) ablösen – mithilfe von LNG (Liquefied Natural Gas): Bei LNG handelt es sich um Erdgas, das durch Kondensation bei  $-162\text{ °C}$  in einen flüssigen Zustand versetzt wird. Dabei wird das ursprüngliche Volumen des Gases um das 600-Fache reduziert. In diesem komprimierten Zustand können große Energiemengen LNG in kryogenen Behältern gelagert und an abseits des Gasnetzes gelegene Industrie- und Gewerbebetriebe transportiert werden. Dort sorgt eine LNG-Anlage durch Wärmetauscher für eine Rückvergasung des LNG zu Erdgas, es kann dann wie üblich eingesetzt werden.

### Die Wertschöpfungskette von LNG

Vom Gasfeld der erdgasfördernden Länder wird der Rohstoff üblicherweise per Rohrleitung zu einem LNG-Terminal transportiert. In der Aufbereitung werden unerwünschte Bestandteile des Erdgases (wie z. B. Stickstoffverbindungen, Kohlenwasserstoffe, gasförmige Schwefelkomponenten und Schwermetalle) entfernt, um die hohen Qualitätsanforderungen zu erfüllen und um Komplikationen wie z. B. Verfestigungen während des Verflüssigungsvorganges zu vermeiden. Das so aufbereitete gasförmige und hochreine Erdgas besteht nun im Wesentlichen aus Methan und wird der Verflüssigung zugeführt, wo es über mehrere Stufen auf  $-162\text{ °C}$  abgekühlt wird. Das jetzt flüssige Erdgas (LNG) wird dann in Speichertanks am Terminal geleitet. Der Prozess der Verflüssigung verursacht ungefähr 60 Prozent der Kosten des LNG.



LNG-Tankwagen befüllt den Tank einer LNG-Anlage beim Endverbraucher



Quelle: Gas Natural Fenosa



LNG-Anlage beim Endverbraucher, links atmosphärische Verdampfer

Durch das komprimierte Volumen ist ein Seetransport mit speziellen LNG-Tankern wirtschaftlich möglich. Diese Tanker sind besonders isoliert, um das LNG auf Temperaturniveau zu halten und bringen das flüssige Gas auf dem Seeweg von den Verflüssigungs- zu den Importterminals. Dort findet ein Umtransport in Lagertanks des Importterminals statt. Der Transport des LNG vom Verflüssigungsterminal zum Importterminal mit einem LNG-Tanker macht ca. 20 Prozent der Kosten des LNG aus.

Vom Importterminal aus wird das LNG an die Verbraucher verteilt, z. B. in speziellen LNG-Tankwagen. Diese verfügen über einen kryogenen Tank, welcher es ermöglicht das LNG für bis zu 7 Tage auf Temperatur zu halten. Für den Transport auf Straße und Schiene stehen darüber hinaus spezielle LNG-ISO-Tankcontainer und LNG-Kesselwagen zur Verfügung. Die meisten Lieferungen zum Endkunden erfolgen jedoch mit einem LNG-Tankwagen über die Straße. Mit einer Kapazität von ca. 18 t LNG können auf diese Weise mit einer Lieferung bis zu 270 Megawattstunden (MWh) an Energie zum Endkunden transportiert werden. Dort angekommen, wird das LNG in vakuumisolierte, doppelwandige Tanks gepumpt. In diesen kann das LNG über mehrere Wochen hinweg auf Temperatur gehalten und dann über einen Warmwasser- oder atmosphärischen Verdampfer rückvergast werden. Das nun wieder gasförmige und hochreine Erdgas kann dann im Industrie- und Gewerbebetrieb, z. B. in Blockheizkraftwerken oder im Heizkessel wie gewöhnliches Erdgas aus dem Netz genutzt werden.

### Nutzung beim Endverbraucher

Bis zur Verdampfung an der LNG-Anlage beim Endkunden wird das LNG nur einmal, und zwar direkt an der Verflüssigungsanlage am Gasfeld, abgekühlt. Auf dem gesamten restlichen Transportweg wird im Normalfall nur eine Erwärmung des LNG mittels speziell isolierter Tanks

unterbunden. Allerdings kommt es – trotz guter Wärmeisolierung – zur Verdampfung von LNG (Boil-off Gas); diese erhöht den Druck im Tank. In diesem Fall kann das Gas sofort verbraucht oder durch Rückverflüssigung wieder in den Tank geführt werden.

Der LNG-Tank beim Endverbraucher wird über eine Telemetrie und am Tank angebrachte Sensoren in Echtzeit überwacht. So lassen sich neben der Regelung der LNG-Zufuhr bei Bedarf auch automatisch neue LNG-Bestellungen auslösen. Der netzferne Endverbraucher kann das Erdgas genauso komfortabel wie aus dem Netz nutzen und profitiert von den bekannten Vorteilen von Erdgas, wie z. B. den im Vergleich zu Kohle und Heizöl signifikant geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Die Gas Natural Fenosa betreibt seit mehreren Jahrzehnten LNG-Anlagen und verfügt über eine große Erfahrung im Umgang mit dem flüssigen Gas. Die LNG-Logistik hat sich dabei bewährt und funktioniert einwandfrei. LNG ermöglicht auch netzfernen Gewerbe- und Industriebetrieben CO<sub>2</sub> und andere schädliche Emissionen einzusparen und hilft dadurch, die Klimaschutzziele zu erreichen. Der Einsatz von Bio-LNG ermöglicht darüber hinaus eine regenerative Energieversorgung.

#### Kontakt:

Torsten Seybold  
 Gas Natural Fenosa  
 Kaiser-Wilhelm-Ring 27–29  
 50672 Köln  
 Tel.: 0221 5694-178  
 E-Mail: tseybold@gasnaturalfenosa.com  
 Internet: www.unternehmen.gasnaturalfenosa.de



LNG-Tankschiff entlädt am Importterminal

Quelle: Gas Natural Fenosa



## ***Strombasierte technische Gase und Kraftstoffe für die Energiewende***

von **Nils Aldag**, Chief Commercial Officer bei der Sunfire GmbH, Dresden

**Die Dampf-Elektrolyse-Technologie der Sunfire GmbH** mit einem Wirkungsgrad von bis zu 80 Prozent ist ein entscheidender Baustein, um die Sektoren Wärme, Chemie und Mobilität mit regenerativen Energien versorgen zu können. Sowohl technische Gase (e-Hydrogen oder e-Gas) als auch Kraftstoffe (e-Fuels, e-Hydrogen) oder Moleküle (e-Molecules) können mit der Sunfire-HyLink genannten Lösung effizient und kostengünstig produziert werden. So gelingt die bessere Ausnutzung erneuerbarer Energien – ein entscheidender Vorteil.



**Strombasierte technische Gase und Kraftstoffe** haben das Ziel, die fossilen Energieträger von gestern durch erneuerbare zu ersetzen, ohne dabei die dazugehörige Infrastruktur neu erfinden oder das Verhalten der Kunden ändern zu müssen. Die Sunfire GmbH bietet in diesem Zusammenhang einen flexiblen Technologiebaukasten, mit dem es möglich ist, Elektrizität aus erneuerbaren Energien im Rahmen der Sektorenkopplung auch in die Sektoren Wärme, Chemie und Mobilität zu überführen, damit auch die Bereiche, die bislang vom Erdöl dominiert sind, sauber und erneuerbar werden. Beispielsweise kann grüner Wasserstoff in bestehenden Raffinerien verwendet werden, die damit ihre Beimischungsquoten erfüllen. So können strombasierte Gase ohne zusätzliche Kosten für die Gesellschaft bereits heute Emissionen im Verkehr deutlich reduzieren. Ein weiterer Anwendungsbereich wird aktuell im Projekt GrInHy erforscht, bei dem Sunfire zusammen mit sieben weiteren Partnern ein Elektrolysemodul in die Prozesse der Salzgitter Flachstahl GmbH integriert.

e-Hydrogen, also grüner Wasserstoff, ist dabei eine Art Vehikel zwischen der Welt der Elektrizität und der Welt der Kohlenwasserstoffe – er überführt die Energie aus dem Elektrizitätssektor in die anderen Sektoren, die bislang schwierig zu elektrifizieren sind. Der mit der Elektrolyse hergestellte, grüne Wasserstoff lässt sich in alle, bisher aus fossilem Wasserstoff versorgte Prozesse einbinden. Industrien und Raffinerien können damit ihre bestehenden Anlagen und Infrastrukturen weiterhin ohne Einschränkungen nutzen und gleichzeitig erneuerbar und sauber werden. Ein Rückbau bestehender Infrastrukturen ist damit nicht nötig – sogenannte „Stranded Assets“ werden vermieden.

### Kostengünstige Rohstoffe als Basis

Die Technologie fußt stets auf dem Herzstück aus Keramik, Glas und Stahl – dem Solid Oxide Power Core. Die Dampf-Elektrolyse arbeitet bei hohen Temperaturen (> 800 °C). Anders als bei den PEM- und Alkali-Elektrolyseuren spaltet die Sunfire-Elektrolyse Wasserdampf statt flüssigem Wasser in seine Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff; dies gelingt mit einem elektrischen Wirkungsgrad von über 80 Prozent. Eine weitere Besonderheit der Dampf-Elektrolyse ist, dass hierbei nicht die Wasserstoff-, sondern die Sauerstoff-Moleküle extrahiert werden. Dies ist von erheblicher Bedeutung: Das Prinzip kann auch eingesetzt werden, um Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) zu Kohlenmonoxid (CO) zu reduzieren. Diese Reaktion geschieht parallel zur Erzeugung von

Wasserstoff, sodass Synthesegas (CO + H<sub>2</sub>) entsteht, das wiederum als Basis für alle langkettigen Kohlenwasserstoffe dient.

### Anwendungsbereich Industrie: das GrInHy-Projekt

Seit Juli 2017 ist bei der Salzgitter Flachstahl GmbH das weltweit leistungsfähigste Dampf-Elektrolyse-Modul (SOEC) im Betrieb. Das Modul der Sunfire GmbH wurde im Rahmen des Horizon 2020-Projekts „Green Industrial Hydrogen via reversible high-temperature electrolysis“ (GrInHy) an die Salzgitter Flachstahl GmbH ausgeliefert. Mit einer Eingangsleistung von 150 kWel erzeugt es 40 Nm<sup>3</sup> Wasserstoff pro Stunde. Das Modul kann auch reversibel als Brennstoffzelle mit einer Ausgangsleistung von 30 kWel eingesetzt werden.

Eine Besonderheit der Sunfire-Technologie ist der hohe elektrische Wirkungsgrad von mehr als 80 Prozent bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff, da nicht flüssiges, sondern gasförmiges Wasser – also Wasserdampf – gespalten wird. Der benötigte Dampf steht als Abwärme aus den Prozessen des integrierten Hüttenwerks der Salzgitter Flachstahl GmbH bereit und wird in die Dampf-Elektrolyse eingebracht.

Im Demobetrieb wird u. a. untersucht, inwiefern die Anlage zur Erbringung von Netzdienstleistungen (Regelleistung, Lastmanagement) beitragen kann. Der Roh-Wasserstoff wird nach der Aufreinigung direkt in die lokale H<sub>2</sub>-Pipeline eingespeist. Wasserstoff wird im integrierten Hüttenwerk zur Erzeugung einer Schutzgas-Atmosphäre, d. h. zum Abschluss von Sauerstoff, verwendet und verhindert die Oxidation des Stahls während des Glühprozesses. Der Einsatz von grünem Wasserstoff verbessert die Umweltbilanz des Endproduktes (Product Carbon Footprint).

### Die Mär vom hohen Strombedarf

Kernkritikpunkt an strombasierten Gasen und Kraftstoffen ist die geringere Effizienz gegenüber der direkten Nutzung von Strom. Dabei wird unterschlagen, dass Elektrolyseure ihren Betrieb flexibel an der aktuellen Verfügbarkeit von Wind und Sonne ausrichten können, während für Batterie-Mobilität der Strom gleichverteilt über das gesamte Jahr verfügbar sein muss. Im Winter sind jedoch weniger als 20 Prozent der installierten Leistung aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen verfügbar. Um jederzeit ausreichend Strom zu erhalten, müsste daher etwa eine fünffache Überinstallation von erneuerbaren Energieanlagen erfolgen. Das ist in etwa die gleiche Menge wie für die Herstellung strom-





Seit Juli 2017 ist bei der Salzgitter Flachstahl GmbH das Dampf-Elektrolyse-Model (SOEC) in Betrieb.

basierter Gase und Kraftstoffe. Der wesentliche Unterschied ist jedoch, dass strombasierte Gase und Kraftstoffe die bestehende Transportinfrastruktur nutzen und damit dort produziert werden können, wo der erneuerbare Strom auch in großen Mengen verfügbar ist.

Selbst im Fall einer zukünftigen Vollelektrisierung im Nahverkehr können strombasierte Gase und Kraftstoffe auch in andere Anwendungen, z. B. in den Langstrecken-Transport sowie in den LKW- und Flugverkehr umgeleitet werden; es handelt sich also um „no-regret“-Investitionen.

### An den politischen Rahmenbedingungen drehen

Um all diese Vorteile für die Energiewende in Deutschland und das dezentrale Energiesystem der Zukunft nutzen zu können, müssen Hemmnisse, die der Machbarkeit der Sektorenkopplung bislang entgegenstehen, abgebaut werden. Hierzu zählt, dass strombasierte Kraftstoffe auch dann als fortschrittliche Kraftstoffe anerkannt werden, wenn die Produktionsanlage an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist und nachweist, dass sie Strom über einen Vertrag von einer erneuerbaren Erzeugungsanlage bezieht – so wie es auch für ein batterieelektrisches Fahrzeug möglich ist. Nur so kann eine echte Kopplung bestehender Sektoren erreicht werden.

Weiterhin muss aus unserer Sicht „grüner Wasserstoff“ zur Nutzung in Raffinerien auf EU-Ebene in der Überarbeitung der sogenannten Rene-

wable Energy Directive (Recast) zur Erfüllung der erneuerbaren Energiequoten angerechnet werden. So entsteht unmittelbar die Möglichkeit, die jährlichen erneuerbaren Energiequoten von bis zu drei Prozent zu erfüllen.

Wenn erneuerbare Energien verstärkt in den Markt gebracht und Elektrolyseure systemdienlich am Stromnetz betrieben werden sollen, dürfen sie nicht länger – wie bisher im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgeschrieben – als „Letztverbraucher“ deklariert und damit mit hohen Abgaben belastet werden. Denn durch die enorme Flexibilität von Elektrolyseuren ließen sich Abschaltzeiten von Windkraftanlagen und „Redispatch“-Kosten für die Allgemeinheit deutlich verringern. Diese betragen für das Jahr 2017 bereits rund 400 Mio. Euro und erhöhen die von allen Stromverbrauchern zu tragenden EEG-Umlagen. Zudem bezahlen die Elektrolyseure bei der Direktvermarktung bereits die vollen Kosten für die erneuerbare Stromerzeugung – eine zusätzliche Zahlung der EEG-Umlage wäre damit eine Doppelbelastung.

### Kontakt:

Nils Aldag  
Sunfire GmbH  
Gasanstaltstr. 2  
01237 Dresden  
Tel.: 0351 896797-0  
E-Mail: [info@sunfire.de](mailto:info@sunfire.de)  
Internet: [www.sunfire.de](http://www.sunfire.de)



**30** Erneuerbarer Wasserstoff durch Power-to-Gas in Unterfranken



**Haßfurt**

**Trier**



**26** Effektive Vernetzung von Biogasanlagen

**Ettlingen**



**16** Sektorenkopplung mit Bio-LNG

**54** Nordschwarzwaldleitung stellt Gasversorgung sicher



**Stuttgart**

**28** (Bio-)Erdgas für den Wärmemarkt



**Augsburg**

**Solothurn**



**34** STORE&GO erprobt biologische Methanisierung

-  **SEKTORENKOPPLUNG**
-  **GRÜNE GASE**
-  **SYSTEMFUNKTIONEN**
-  **GASNETZE**
-  **GASKRAFTWERKE & KOHLEAUSSTIEG**
-  **WÄRMEMARKT**
-  **MOBILITÄT**
-  **INDUSTRIE**



**München**



**18** Großspeicherlösungen mit Wasserstoff

**46** Das Projekt „Underground Sun Conversion“



**Wien**

**44** Die Rolle von Erdgasspeichern in der Energiewende



**Wien**





**energieimpuls**  
www.energie-wasser-praxis.de  
konkret

**[www.dvgw-energie-impuls.de](http://www.dvgw-energie-impuls.de)**

# Best-Practice-Beispiele für die Energiewende mit Gas

## **Impressum**

### **Herausgeber:**

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. –  
Technisch-wissenschaftlicher Verein  
Josef-Wirmer-Straße 1-3, 53123 Bonn  
Tel.: 0228 9188-5, Fax: 0228 9188-990  
E-Mail: info@dvgw.de, Internet: www.dvgw.de

### **Verlag und Vertrieb:**

wvgw Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft  
Gas und Wasser mbH  
Geschäftsführer: Stephan Maul, M.A.  
Josef-Wirmer-Straße 3, 53123 Bonn  
Tel.: 0228 9191-40, Fax: 0228 9191-498  
E-Mail: info@wvgw.de, Internet: www.wvgw.de

### **Schriftleiter:**

Prof. Dr. Gerald Linke

### **Chefredaktion:**

Dipl.-Geogr. Heike Gruber (verantwortlich)  
Tel.: 0228 9191-419

### **Redaktion:**

Martin Schramm, Stephan Maul

### **Redaktionsassistentz:**

Alexandra Thies, Tel.: 0228 9191-443

Gezeichnete Artikel stellen die Ansicht des Verfassers dar, nicht unbedingt die der Schriftleitung und der Redaktion. Industrieberichte unterliegen nicht der Verantwortung der Redaktion. Für unverlangt eingesandte Manuskripte wird keine Gewähr übernommen.

Alle Rechte, auch die des Nachdrucks, des auszugsweisen Nachdrucks, der fototechnischen Wiedergabe und der Übersetzung, liegen beim Verlag.

### **Gestaltung und Satz:**

Angela Gösele, wvgw

### **Druck:**

Siebel Druck & Grafik, Lindlar

### **Bildnachweise:**

archiwiz (Ausklappseiten, S. 5, S. 52) – fotolia.com,  
bubaone – istock.com (Ausklappseiten, S. 5, S. 62),  
emer – fotolia.com (S. 1), jacartoon – fotolia.com  
(Ausklappseiten, S. 5, S. 62), kartoxjm – fotolia.com  
(Kartensymbole Deutschland/Schweiz/Österreich),  
liquidplanet (S. 46) – istock.com