

4.5 Klimafreundliche Gase – eine wichtige Säule der zukünftigen Energieversorgung

- **Power-to-X und erneuerbare Gase können den Ausstoß von Treibhausgasen in allen Sektoren reduzieren**
- **In einer „Zwei-Energieträger-Welt“ fließen Elektronen (Strom) und Moleküle (Gase) über Systemgrenzen hinweg**
- **Wasserstoff ist ein tragendes Element der zukünftigen Energielandschaft**

Um den Ausstoß von Treibhausgasen nachhaltig und in großem Maßstab zu senken, sind fundamentale Änderungen der Energielandschaft notwendig. Neue Konzepte müssen gefunden und technologieoffen gestaltet werden. Doch wie können Energiebedarf und Versorgung auch weiterhin im Einklang stehen? Breiter Konsens besteht inzwischen darin, dass nur eine Kombination aus Elektronen und Molekülen sicher zum Klimaziel führen kann. Denn ein Großteil der in Deutschland genutzten Energie sind „molekular“, das heißt in Form von flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen.

Nach Angaben der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ kann die Energiewende nur gelingen, wenn sie auf drei Säulen basiert: Energieeffizienz, direkter Nutzung von erneuerbarem Strom und synthetischen, erneuerbaren Energieträgern. Ein ausgewogener Technologiemix sollte demnach dafür sorgen, dass das System robuster und flexibler werde. Denn ein solches Szenario baut stärker auf bestehende Infrastrukturen und wird eher von der Gesellschaft akzeptiert und mitgetragen. Transformationspfade mit einem breiten Technologie- und Energieträgermix bis 2050 sind zudem kostengünstiger als solche, die sich auf strombasierte Anwendungen konzentrieren. Power-to-X-Technologien und die daraus resultierenden erneuerbaren Energieträger spielen in jedem Fall eine wesentliche Rolle.

Diese Erkenntnis spiegelt sich inzwischen auch in aktuellen politischen Prozessen wider. So kam der von der Bundesregierung geführte Dialogprozess „Gas 2030“ im vergangenen Jahr zu dem Schluss, dass Gase – und somit auch die dazugehörige Infrastruktur – essenziell für die Energieversorgung sind und zukünftig sein werden. Denn gasförmige Energieträger können gleichzeitig Emissionen vermeiden und die Versorgungssicherheit am Industriestandort Deutschland erhalten.

Elektronen und Moleküle verbinden

Eine Zwei-Energieträger-Welt bestehend aus Elektronen und Molekülen, oder aus Strom und Gas, ist somit der Grundpfeiler einer zunehmend dezentralen und auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung. Die bestehenden Strom- und Gasinfrastrukturen können mit Power-to-Gas-Technologien verknüpft werden. Klimaneutrale Energien können so ungestört und bedarfsgerecht über die Strom- und Gasnetze hinwegfließen.

Erdgas und klimafreundliche Gase wie Wasserstoff, Biogas und synthetisches Methan garantieren in dieser Energielandschaft die Versorgungssicherheit. Zudem kann Power-to-Gas die bisher fossilen und nicht zu elektrifizierenden Anwendungen, zum Beispiel in der Schifffahrt, Industrie oder im Schwerlastverkehr, CO₂-neutral energetisch versorgen.

Die Zwei-Energieträger-Welt verbindet Elektronen und Moleküle und koppelt Strom- und Gasnetze

Ein gekoppeltes Strom-Gas-System ist somit in der Lage, Energie nachfrageorientiert zur Verfügung zu stellen. Zahlreiche Studien belegen, dass ein vollständiger Klimaschutz in allen Sektoren am kostengünstigsten mit der Nutzung von Gasen und der bestehenden Gasinfrastruktur erreicht werden kann. Der Schlüssel hierzu liegt in einem Prozess bestehend aus drei parallel verlaufenden Schritten: Beim Fuel-Switch werden die herkömmlichen Energieträger Kohle, Erdöl und Erdölprodukte durch Erdgas ersetzt und schrittweise abgelöst. Die Ablösung von Kohle- durch Gaskraftwerke ist schnell umsetzbar und birgt enorme Klimaschutzpotenziale zu geringen Kosten. Durch einen Fuel-Switch können sektorübergreifend über 180 Mio. Tonnen CO₂ eingespart werden.

Klimafreundliche Gase reduzieren CO₂-Emissionen – in allen Sektoren

Im parallel einsetzenden zweiten Schritt, dem Content-Switch, wird der Anteil klimafreundlicher Gase im Gasnetz kontinuierlich gesteigert. Dies würde die Treibhausgasemissionen um rund 80 Mt CO₂ reduzieren. Der Modal-Switch sieht die intersektorale Verknüpfung der bestehenden Strom- und Gasinfrastrukturen vor und trägt zusätzlich mit einer Einsparung von 260 Mt Emissionen zum Klimaschutz bei.

Abbildung 4.21: Klimaschutz in drei Schritten: CO₂-Reduktionspotenziale in allen Anwendungssektoren durch gasförmige Energieträger

CO₂-Emissionen in allen Sektoren effizient, bezahlbar und sicher reduzieren

	Strom 327 Mt CO ₂ (in 2016) ¹	Wärme 260 Mt CO ₂ (in 2016) ¹	Mobilität 165 Mt CO ₂ (in 2016) ¹	CO ₂ -Einsparung / Switch
Fuel-Switch Ablösung von Kohle und Öl durch Gas 	Kohle → Erdgas -124 Mt CO ₂	Erdöl → Erdgas -25 Mt CO ₂	Diesel und Benzin → Erdgas -39 Mt CO ₂	-188 Mt CO ₂
Content-Switch Steigerung des Anteils grüner Gase ² 	Verstromung grüner Gase -12 Mt CO ₂	Grüne Gase -57 Mt CO ₂	Grüne Gase im Schwerlastverkehr -14 Mt CO ₂	-83 Mt CO ₂
Modal-Switch Sektorenübergreifende Verbindung der Infra- strukturen und Erhöhung der Energieeffizienz 	Strom- und Gasnetze verbinden mit Power-to-Gas -114 Mt CO ₂	Energieeffizienz in Gebäuden steigern und Kraft-Wärme- Kopplung nutzen -91 Mt CO ₂	Synthetische Kraftstoffe im Schwerlastverkehr nutzen -58 Mt CO ₂	-263 Mt CO ₂
CO₂-Einsparung / Sektor 	-250 Mt CO ₂	-173 Mt CO ₂	-111 Mt CO ₂	-534 Mt CO ₂

¹ Quelle: Umweltbundesamt

² Das Gesamtpotenzial der grünen Gase aus heimischer Produktion lässt sich durch den Import aus sonnenreichen Regionen zusätzlich erhöhen.
Vgl. DVGW-Forschungsbericht G201802 „Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem“

Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.

Gas kann grün

Die Dringlichkeit von Klimaschutz und Dekarbonisierung hat bereits zu einem Umdenken in den Branchen der fossilen Brennstoffe geführt. Die Gaswirtschaft setzt bereits seit einigen Jahren auf die Entwicklung im Bereich der klimafreundlichen Gase. Schon heute können gasförmige Energieträger entweder aus biologischen Quellen oder über Power-to-Gas-Prozesse erneuerbar erzeugt werden. Zudem ist es möglich, teilweise dekarbonisierten oder blauen Wasserstoff aus Erdgas herzustellen und das entstehende CO₂ bzw. den Kohlenstoff zu verwerten oder einzulagern. Somit steht eine ganze Reihe von Gasen zur Verfügung. Dem Oberbegriff der Familie der klimafreundlichen Gase sind drei Gruppen zugeordnet:

1. Erneuerbare Gase
2. Dekarbonisierte Gase
3. Teildekarbonisierte Gase

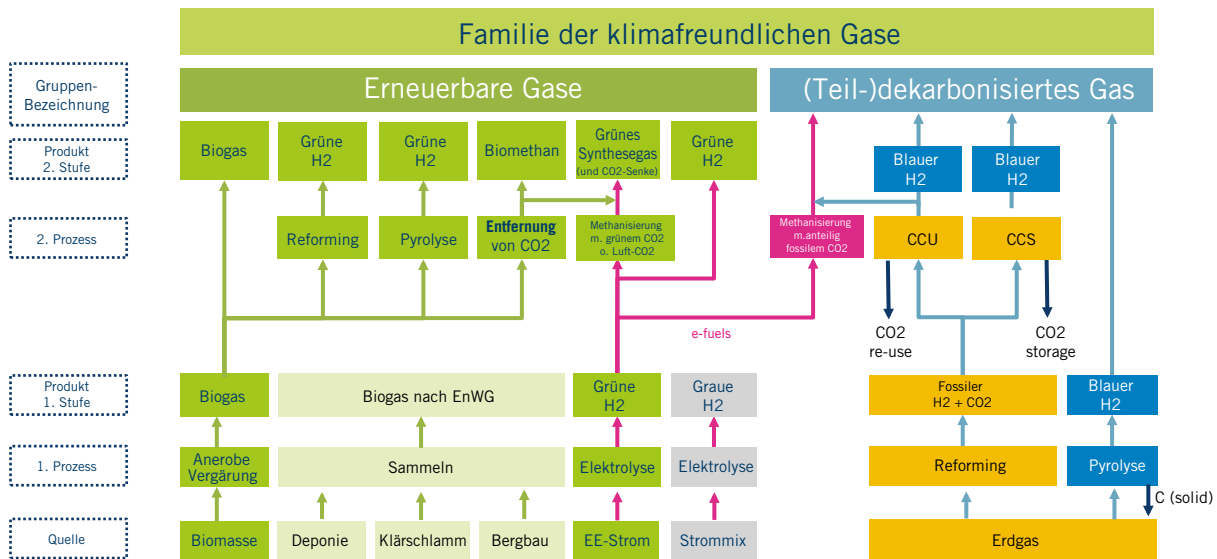
Die Zuordnung erfolgt über die Herkunft der Materialien und über die Technologien, mit denen das Gas erzeugt wird. So gehören Wasserstoff und Methan zu den erneuerbaren Gasen, wenn diese aus Biomasse und/oder mit grünem Strom plus Power-to-Gas-Prozessen erzeugt werden.

erbaren Gasen, wenn diese aus Biomasse und/oder mit grünem Strom plus Power-to-Gas-Prozessen erzeugt werden.

Die Hälfte des Gasbedarfs in Deutschland könnte über heimisch produzierte grüne Gase gedeckt werden

Eine vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW) beauftragte Studie des Unternehmens Navigant schätzte das Potenzial der grünen Gase in Deutschland auf knapp über 400 Terawattstunden (TWh) bis zum Jahr 2050. Das entspricht ungefähr der Hälfte des aktuellen Gasbedarfs in Deutschland. Die Produktion von Biogas kann hierzu 250 TWh pro Jahr beitragen. 140 TWh könnten demnach durch die anaerobe Vergärung oder thermische Umwandlung von biologischen Abfall- und Reststoffen wie zum Beispiel Speiseabfällen, Ernteresten, Gülle oder Abfallholz gewonnen werden. Mit Power-to-Gas-Technologien erzeugte Kraftstoffe errei-

Abbildung 4.22: Die Familie der klimafreundlichen Gase



Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.

chen ein Potenzial von 74 bis 164 TWh, je nachdem wieviel installierte Leistung an erneuerbarem Strom vorhanden sein wird. Speist man Wasserstoff direkt ins Gasnetz ein, erhöht sich diese Zahl weiter. Damit das Grün-gas-Potenzial zukünftig zur Verfügung steht, müssen jedoch zügig Erzeugungskapazitäten in großem Maßstab aufgebaut werden.

Energie aus Biomasse

In Deutschland werden derzeit fast 9.500 Biogasanlagen betrieben. Das erzeugte Biogas wird zum Großteil vor Ort zur Stromerzeugung genutzt. Die elektrische Leistung dieser Anlagen beträgt insgesamt rund 4.840 Megawatt. Ein Teil des erzeugten Biogases wird auf Erdgasqualität aufbereitet und fließt direkt in das Erdgasnetz. Speisten im Jahr 2006 lediglich zwei Anlagen Biogas in das deutsche Erdgasnetz ein, so tun dies inzwischen 190 Anlagen. Laut Monitoring-Bericht 2019 der Bundesnetzagentur lag die eingespeiste Biogasmenge im Jahr 2017 bei 853 Mio. Kubikmeter, was einer Energiemenge von 9,2 TWh entspricht. Mit diesem Anteil von etwa einem % Biogasen im Netz ist Deutschland inzwischen weltweit führend.

Neben der bisher genutzten Biomasse können auch holzartige Reststoffe aus Gewerbe und Industrie, kommunale Abfälle sowie Hölzer und Stroh aus Land- und Forstwirtschaft zu Methan umgewandelt werden. Be-

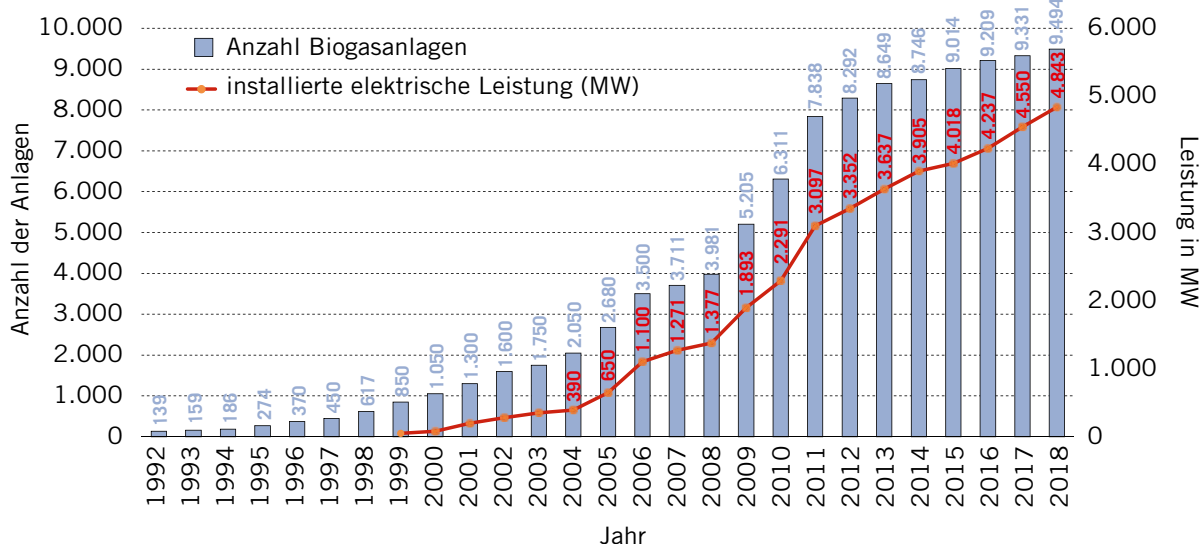
rechnungen der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) ergaben ein nachhaltiges Potenzial an synthetisch erzeugtem Erdgas von fast 10 Mrd. Kubikmeter pro Jahr. Damit ließen sich aktuell etwa zehn % der Erdgasnachfrage in Deutschland decken. In Kombination mit Power-to-Gas-Verfahren lässt sich dieses Potenzial innerhalb der nächsten 30 Jahre sogar auf knapp 17 Mrd. Kubikmeter jährlich erhöhen.

Deutschland ist weltführend bei der Einspeisung von Biogas ins Netz

Nach einer Potenzialstudie des DVGW e.V. zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan stehen zwei Pfade für den Bestand der Biogasanlagen bereit:

1. Die Bündelung mehrerer Biogasanlagen über Rohbiogassammelleitungen und der zentralen Aufbereitung und Einspeisung in das Gasnetz.
2. Die Kopplung der Biogas- und Power-to-Gas-Prozesse zur Umwandlung des im Biogas enthaltenen CO₂ in Methan und anschließender Einspeisung in das Gasnetz.

Abbildung 4.23: Entwicklung des Bestands der Biogasanlagen in Deutschland



Quelle: Fachverband Biogas e. V.

Die meisten Power-to-Gas-Anlagen weltweit befinden sich in Deutschland

Beide Wege sind wirtschaftlich lukrativ, weil insgesamt größere Einheiten entstehen. Die Gestehungskosten für Biomethan können auf diesem Weg um rund 25 % gesenkt werden. Hinzu kommen weitere Kostensenkungspotenziale durch Repowering- und Effizienzmaßnahmen.

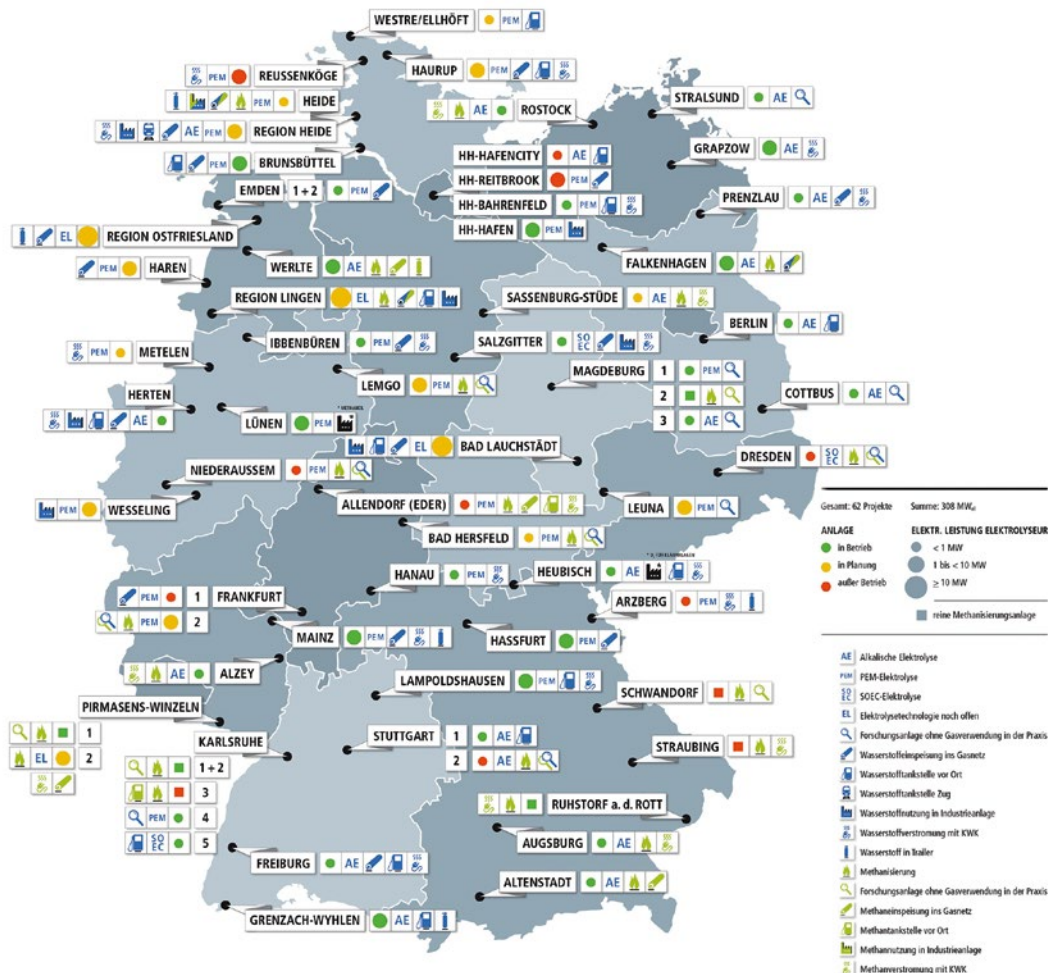
Synthetische Gase

Deutschland ist mit aktuell 34 Power-to-Gas-Anlagen und einer Gesamtleistung von rund 30 Megawatt (MW) in Betrieb das Land mit den weltweit meisten Projekten dieser Art. Die meisten von ihnen sind zwar Pilot- oder Demonstrationsprojekte in kleinem Maßstab mit jeweils bis zu 1 MW und dienen zu Forschungszwecken. Bei den etwa 20 geplanten Projekten zeigt sich jedoch eine deutliche Tendenz zu höherer Leistung: Rund ein Drittel der geplanten Anlagen soll größer als 10 MW werden; für zwei davon ist sogar eine Leistung von 100 MW geplant. Ihre Gesamtleistung wird mit 273 MW dann das Neunfache der heute installierten Anlagen erreichen. Dass sich die Technologie langsam aber sicher im Energiesystem etabliert, zeigt auch der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030.

Hierbei betrachten die Fernleitungsnetzbetreiber zum ersten Mal auch die Auswirkungen geplanter Grün gas-Projekte auf die Netzinfrastruktur. Projekte zu Wasserstoff und synthetischem Methan sollen berücksichtigt und der mögliche Ausbaubedarf unter anderem von Elektrolyse- bzw. Power-to-Gas-Kapazitäten ermittelt werden. Neben der Speicherung von Energie durch die Produktion von Wasserstoff oder klimaneutralem, synthetischem Methan kann Power-to-Gas auch den Bedarf für den kostspieligen Ausbau des europäischen Stromnetzes verringern. Das hat das europäische Forschungsprojekt STORE&GO gezeigt.

Während der vierjährigen Laufzeit haben die 27 Projektpartner das Potenzial von Power-to-Gas-Anwendungen im europäischen Energienetz untersucht und dabei auch wirtschaftliche und regulatorische Aspekte in den Blick genommen. Dazu wurden an drei verschiedenen Standorten Demonstrationsanlagen betrieben, die aus erneuerbarem Strom synthetisches Methan erzeugt und direkt in die bestehenden Gasnetze eingespeist haben. Auf diese Weise konnten die Vorteile der Technologie in verschiedenen Umgebungen analysiert, verglichen und belegt werden. Allerdings müssten nun die regulativen Stellschrauben so gedreht werden, dass Power-to-Gas-Anlagen nicht nur im Pilotmaßstab, sondern auch in großem Maßstab wirtschaftlich betrieben werden können.

Abbildung 4.24: Übersichtskarte der Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland (Stand April 2019)



Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.

Die Gestehungskosten für synthetisches Methan werden bis 2030 erheblich sinken

Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Gestehungskosten für Wasserstoff in den kommenden Jahren und bei entsprechendem Anlagenbau in der notwendigen Größenordnung deutlich verringern. Modellierungen ergaben weiterhin, dass sich durch Skaleneffekte und das Durchlaufen der Lernkurve die Investitionsausgaben für Elektrolyse- und Methanisierungskapazitäten bis zum Jahr 2030 um mehr als die Hälfte reduzieren können. Die Gesamtgestehungskosten für synthetisches Methan aus Elektrolyse und Methanisierung können – bei einer Ein-

speisung ins Netz und einem Nutzungsgrad der Anlage von 4000 Volllaststunden – bis zum Jahr 2030 auf 10 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) absinken. Zum Vergleich: Der Endkundenpreis für Erdgas beträgt aktuell zwischen 5 und 6 ct/kWh. Aufgrund von steigenden CO₂-Preisen bzw. -Steuern wird sich dieser perspektivisch jedoch erhöhen. Die Kosten von Erdgas und synthetischem Methan werden sich somit gestehungsseitig und endverbraucherseitig annähern und erneuerbares Gas wird wettbewerbsfähig.

Durch die jahrelange Erfahrung mit Power-to-Gas und den zahlreichen Forschungsarbeiten ist Deutschland prädestiniert dafür, bei dieser Schlüsseltechnologie eine weltweit führende Rolle einzunehmen. Schon heute sind

deutsche Unternehmen mit einem Weltmarktanteil von knapp 20 % führend bei der Entwicklung, der Produktion und der Betriebsführung von Elektrolyse-, Methanisierungs- und Verflüssigungsanlagen sowie den dazugehörigen Ingenieursdienstleistungen.

Klimafreundliche Gase im Wärmesektor

Die Kosten für grüne Gase werden voraussichtlich deutlich sinken. Gleichzeitig wird auf Basis des steigenden CO₂-Preises der Wert für fossiles Methan steigen. Der Einsatz von grünen Gasen kann zukünftig also nicht nur ökologisch, sondern auch wirtschaftlich sinnvoll sein. Neben Industrie, Verkehr und Stromwirtschaft kann dies insbesondere im Wärme- und Gebäudesektor zu hohen CO₂-Einsparungen führen. Denn dieser Bereich ist der größte Endenergieverbraucher in Deutschland. Im Jahr 2015 betrug der Anteil an fossiler Energie im Gebäudebereich etwa 80 Prozent. Eine Minderung der Treibhausgasemissionen in diesem Sektor könnte also wesentlich zum Erreichen der klimapolitischen Ziele beitragen.

Durch ihre direkte Einspeisung ins Gasnetz bieten erneuerbare Gase die Möglichkeit, einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten – insbesondere in städtischen Wohngebäuden oder in Quartieren, die schon heute mit gasbasierten Technologien ihren Wärmebedarf decken. Grüne Gase in Form von synthetischem Methan können dabei unbegrenzt im Gebäudebestand eingesetzt werden. Aber auch Wasserstoff kann zu mindestens 10 Vol.-% vom Großteil der Bestandsgeräte toleriert werden. Dennoch bedarf es der Sanierung von Heizungsanlagen. Besonderes Augenmerk sollte dabei auf Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gelegt werden, die sowohl Wärme als auch Strom erzeugen. Diese ist insbesondere in urbanen Mehrfamilienhäusern und Gewerbebauten oder in Regionen mit geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vorteilhaft. Denn dort ist die KWK zur Bereitstellung von Residualstromerzeugung besonders dienlich. Hierdurch kann auch in Gebäuden, die nicht oder nur mit sehr hohen Kosten durch Wärmedämmung zu sanieren sind, eine Klimaneutralität erreicht werden.

Grüne Gase und KWK im Gebäudebestand haben 10-fach niedrigere CO₂-Vermeidungskosten

Durch den Einsatz hocheffizienter Technologien mit geringer Leistung (Mikro-KWK) kann auch auf einen Teil der kostenintensiven Gebäudedämmung verzichtet werden, und auch dann Energie eingespart werden, wenn eine weitere Gebäudedämmung nicht möglich ist. Gerade für Bestandsgebäude und Altbauten eröffnet sich hiermit eine technische und wirtschaftliche Option, den Verbrauch an Primärenergie zu senken ohne eine übermäßige Dämmung vorzunehmen. Nach Berechnungen des Forschungszentrums Jülich lassen sich durch kombinierte Strategien aus Teildämmung, Heizungserneuerung und KWK mit gasförmigen Energieträgern rund 600 Mt CO₂ bis zum Jahr 2050 einsparen. Die kumulierten Kosten zur Erreichung dieses Potenzials bis 2050 betragen rund 7 Mrd. €. Das entspricht einem Zehntel der Kosten von 80 Mrd. €, die mit den bislang für den Wohngebäudebereich vorgesehenen Maßnahmen zu erwarten sind. Der Anteil grüner Gase im Gebäudesektor muss dafür bis 2030 auf rund 20 % und bis 2050 auf rund 50 % angestiegen sein. Die weiteren Treibhausgas-Einsparungen werden in dieser Betrachtung über Effizienzsteigerungen und Dämmung erzielt. Mit hohem KWK-Anteil und einer geeigneten regionalen Verteilung können sogar neue Großkraftwerke vermieden sowie der Stromnetzausbau reduziert werden.

Gastechnologien im Neubau können deutlich niedrigere CO₂-Emissionen als strombasierte Systeme erreichen

Beim Neubau hingegen soll ab dem Jahr 2021 das sogenannte Niedrigstenergiehaus zum europaweiten Standard werden und einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Hierbei handelt es sich um energieeffiziente Gebäude mit sehr hoher Dämmung und einem maximalen Energieverbrauch von 30 bis 40 kWh/m², je nach Standort. Für eine ausreichende Reduktion des Energiebedarfs und der CO₂-Emissionen ist ein Technologiemix von Vorteil. Auch hier können Gastechnologien eine wichtige Rolle spielen. Exemplarisch zeigt sich dies an Betrachtungen für ein Einfamilienhaus. Gastechnologien sind im Neubau eine vorteilhafte Option und erreichen bei dem aktuellen Strommix in Deutschland deutlich niedrigere CO₂-Emissionen als strombasierte Systeme – wie Berechnungen des DBI-Gastechnologischen Institut gGmbH Freiberg und des Gas- und Wärme-Instituts Essen e.V. im Rahmen eines DVGW-Forschungsprojektes ergaben.

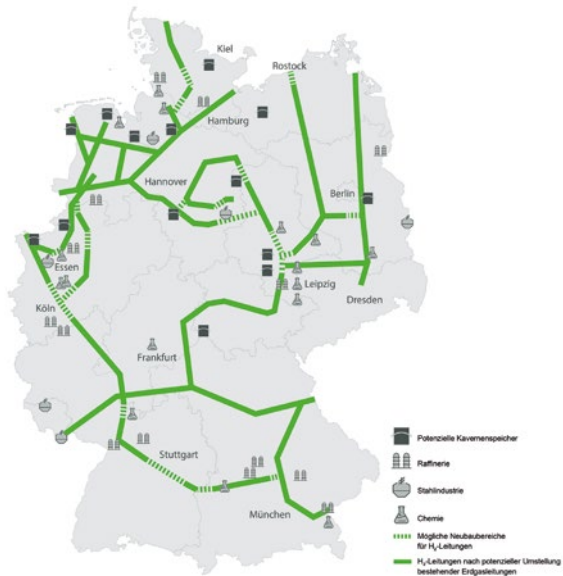
Neue Rolle von Wasserstoff

Sowohl in Deutschland als auch auf der internationalen Bühne steht Wasserstoff derzeit hoch auf der Agenda. Er wird als eines der vielversprechendsten Gase gesehen, mit dem sich vergleichsweise rasch CO₂-Emissionen mindern lassen – und zwar überall dort, wo Energie benötigt wird. Mit Hilfe der vorhandenen Gasinfrastruktur lässt sich dieses Gas speichern, transportieren und verteilen. Bereits heute ist es möglich, bis zu zehn Volumenprozent Wasserstoff in das bestehende Gasnetz in Deutschland einzuspeisen. In einem nächsten Schritt soll diese Grenze auf 20 % erhöht werden. Perspektivisch können Teilabschnitte technisch sogar auf den Transport von reinem Wasserstoff umgestellt werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben hierzu bereits eine erste deutschlandweite Wasserstoffinfrastruktur entworfen. Das anvisierte Transportsystem basiert zu über 90 % auf dem bereits bestehenden Erdgasnetz und beinhaltet Leitungen mit einer Gesamtlänge von etwa 5.900 Kilometern.

Um den Weg für Wasserstoffnutzung frei zu machen, hat die Bundesregierung eine Nationale Wasserstoff-Strategie entwickelt. Diese sieht vor, dass Wasserstoff künftig eine zentrale Rolle in der deutschen Energieversorgung einnehmen soll – von der Produktion „grünen“ Wasserstoffes bis hin zu dessen Anwendung im Industrie-, Mobilitäts- und Wärmesektor. Investitions- und Forschungszuschüsse in Milliardenhöhe sollen nicht nur einen zügigen Markthochlauf ermöglichen, sondern Deutschland als Vorreiter im Wasserstoffbereich etablieren. Dies setzt nach den Plänen der Bundesregierung sowohl den Aufbau einer neuen und grenzüberschreitenden Infrastruktur, als auch die Transformation des bestehenden Gasnetzes für die Wasserstoffeinspeisung voraus.

Inwieweit Wasserstoff auch über die innereuropäischen Grenzen hinweg in Aktion treten kann, wird derzeit in zahlreichen Forschungs Kooperationen untersucht, wie zum Beispiel im deutsch-niederländischen Projekt HY3. Fokus dieses Vorhabens ist eine Machbarkeitsstudie zur Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Offshore-Windanlagen in der Nordsee und dem anschließenden Gastransport über freiwerdende Gasleitungen in der Region Groningen zu industriellen Großkunden in Nordrhein-Westfalen. Ebenso haben sich bereits Fernleitungsnetzbetreiber aus Frankreich und Deutschland zusammengeschlossen, um gemeinsam an Geschäftsmodellen für den Transport von Wasserstoff in ihren Netzen zu forschen. Von Interesse für die Unternehmen sind auch die Möglichkeiten, bestehende Netze für den grenzüberschreitenden Transport grüner Gase zu nutzen.

Abbildung 4.25: Schematische Darstellung eines möglichen Transportnetzes für Wasserstoff



Disclaimer: Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

Quelle: FNB10

Wasserstoff ist ein tragendes Element der zukünftigen Energielandschaft

Passend dazu hat der Ölkonzern Shell im Februar 2020 angekündigt, gemeinsam mit dem niederländischen Gasnetzbetreiber Gasunie und dem Hafen Groningen Seaports das bisher größte Wasserstoff-Projekt in Europa umzusetzen. Im sogenannten NorthH2-Vorhaben soll in den kommenden zehn Jahren vor der Küste Hollands ein großer Windpark mit einer Leistung zwischen drei und vier Gigawatt entstehen. Mit diesem erneuerbaren Strom soll ein Elektrolyseur in Eemshaven dann grünen Wasserstoff produzieren, der wiederum über das Gasleitungsnetz von Gasunie verteilt wird.

Eines steht fest: Über Power-to-Gas erzeugter Wasserstoff kann – mit einer entsprechenden Systemanpassung – direkt in die Gasnetze eingespeist und bedarfsgerecht in den verschiedenen Sektoren weiterverwendet werden. Er ist damit ein tragendes Element der zukünftigen „Zwei-Energieträger-Welt“ und der europäischen Energiewende.