

## Positionspapier

Vom 22. Juli 2019 zum Gas 2030-Dialog des BMWi

# Fuel-, Content- & Modal-Switch – Auf dem Weg in die Zwei-Energieträger-Welt

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

**Ansprechpartner**  
**Dr.-Ing. Volker Bartsch**  
Robert-Koch-Platz 4  
10115 Berlin  
Tel.: +49 30 240 83 095  
E-Mail: [bartsch@dvgw.de](mailto:bartsch@dvgw.de)

## Empfehlungen des DVGW für „Gas 2030“ auf einen Blick

### Allgemein

Es bedarf eines grundsätzlichen **Bekennnisses zum Energieträger Gas** und den zugehörigen Infrastrukturen. Für eine bezahlbare Energiewende sind grüne, klimafreundliche Gase unverzichtbar.

Grüne Gase benötigen ein festes Ziel im zukünftigen Energie-Ordnungsrahmen. Ein „**Grüngasziel**“ sollte gesetzlich verankert werden.

Eine breit angelegte **Definition von „erneuerbaren und (teil-) dekarbonisierten Gasen“** sollte im EnWG und damit übergreifend auch im gesamten Ordnungsrahmen verankert werden

### Erzeugung

Der **Technologiehochlauf** zur Erschließung heimischer Potenziale zur Erzeugung erneuerbarer Gase sollte **zeitnah** erfolgen.

Es bedarf einer **zeitnah beginnenden Roadmap im Biogasbereich**, die darauf abzielt, den Anteil von Biomethan im Gassystem zu steigern.

Ein ambitioniertes **Markthochlaufprogramm für PtX-Anlagen** sollte jetzt gestartet werden.

Der Import grüner, klimafreundlicher Gase wird grundsätzlich notwendig bleiben.

### Infrastrukturen

**Gastransport- und Gasverteilnetze werden gleichermaßen bis 2030 und darüber hinaus benötigt.**

Die Infrastrukturen Strom und Gas sollten integrierter geplant werden. Grundlagen für eine **gemeinsame Zielnetzplanung** sollten **auch auf Verteilnetzebene** geschaffen werden.

Überall dort, wo schon heute nach DVGW-Regelwerk die **Beimischung von Wasserstoff in bestehende Gasnetze** unkritisch ist, kann sie sofort die Markteinführung von klimafreundlichen Gasen unterstützen. Insel- bzw. Arealnetze treten als weitere Option hinzu.

## Übergreifende Hinweise zu allen Verwendungssektoren

Es sollte ein **kongruenter Vergleichsmaßstab zur Beurteilung der Lösungsbeiträge von Gas in den Verwendungssektoren** geschaffen werden.

Es bedarf dringend **mehr Anreize für den Einsatz grüner Gase** in allen Sektoren. Besonders effektiv ist der Einsatz im Gebäude-, Industrie- und im Mobilitätssektor.

### Gebäude

Der Einsatz grüner, klimafreundlicher Gase im Gebäudesektor ist die notwendige Ergänzung zum Einsatz effizienter (u.a. direktelektrischer) Technologien und den Bestrebungen zur Verringerung des Energiebedarfes. Damit, insbesondere nach 2030, der positive Trend der CO<sub>2</sub>-Reduzierung im Gebäudesektor fortgeschrieben werden kann, sind bereits heute zwingend **staatliche Förderungen** zur Technologieweiterentwicklung erforderlich.

### Mobilität

Die Berücksichtigung grüner, klimafreundlicher Gase (Kraftstoffe) bei der **Anrechnung auf die Flottenziele** sollte zügig erfolgen. Dies kann den Markthochlauf von PtG stark unterstützen.

### Industrie

Die **bilanzielle Anrechenbarkeit** von über Gasinfrastrukturen bezogenen, grünen, klimafreundlichen Gasen sowohl in der energetischen Verwendung als auch in den stofflichen Prozessen der Industrie sollte ermöglicht werden.

### Stromerzeugung

Die **Empfehlungen der Kommission WSB** für den Stromsektor in Bezug auf Gas sollten zügig umgesetzt werden.

<b>Auf dem Weg in die Zwei-Energieträger-Welt.....</b>	<b>1</b>
<b>Allgemein .....</b>	<b>4</b>
<b>Erzeugung.....</b>	<b>10</b>
<b>Infrastrukturen.....</b>	<b>12</b>
<b>Übergreifende Hinweise zu allen Verwendungssektoren .....</b>	<b>15</b>
<b>Gebäude.....</b>	<b>16</b>
<b>Mobilität .....</b>	<b>17</b>
<b>Industrie.....</b>	<b>18</b>
<b>Stromerzeugung.....</b>	<b>19</b>

## Auf dem Weg in die Zwei-Energieträger-Welt

Der DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. begrüßt den „Gas 2030-Prozess“ des BMWi ausdrücklich. Die folgenden Ausführungen stellen grundsätzliche Anmerkungen dar, welche im finalen Endbericht des Gas 2030-Dialogprozesses abzubilden sind.

Durch die politischen Beschlüsse zum Ausstieg aus Atomkraft und Kohleverstromung befindet sich die Energielandschaft momentan in einem massiven Umbruchprozess, und trotzdem wird Deutschland seine Klimaschutzziele kurz- sowie mittelfristig verfehlen. Hinzu kommt, dass der notwendige Infrastrukturausbau im Stromnetz aufgrund fehlender Akzeptanz stockt und dringend benötigte Energiespeicher fehlen. Die Frage, wie die Energiepreise sozialverträglich und industrieschonend gesichert werden können und dabei die Versorgungssicherheit für das Industrieland Deutschland erhalten bleibt, wird zunehmend drängender. Steigende Belastungen für Verbraucher und Industrie führen bei gleichzeitig ausbleibenden Erfolgen in der Klimaschutzpolitik zu einem zunehmenden Akzeptanzverlust für die Energiewende.

### Lösung Zwei-Energieträger-Welt

Aktuell sind rund 80 Prozent der in Deutschland genutzten Energie „molekular“ in Form von flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen und nur ein Fünftel „elektrisch“. Will man die Energiewende erfolgreich umsetzen, darf man also nicht nur auf einen Energieträger setzen, sondern muss die neue Energielandschaft technologieoffen gestalten.

Denn für den Klimaschutz zählt vor allem, wie sich Emissionen vermeiden lassen und nicht ob eine dafür erforderliche Lösung strom- oder gasbasiert ist. Die Zwei-Energieträger-Welt fußt auf Elektronen und Molekülen (Strom und Gas) als Grundpfeiler einer zunehmend dezentralen und auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung. Mit der Verknüpfung der bestehenden Strom- und Gasinfrastrukturen durch Power-to-Gas-Technologie können klimaneutrale Energien ungestört und bedarfsgerecht über die Netze hinwegfließen und so schneller ausgebaut werden. Erdgas und CO<sub>2</sub>-neutrale Gase wie Wasserstoff, Biogas und synthetisches Methan übernehmen in dieser neuvermessenen Energielandschaft verstärkt die Rolle des Garanten der Versorgungssicherheit.

### Klimaschutz in drei Schritten

Ein gekoppeltes Strom-Gas-System verfügt über die für ein Industrieland notwendige Versorgungssicherheit und Resilienz, Energie jederzeit nachfrageorientiert zur Verfügung zu stellen. Zahlreiche Studien belegen, dass ein vollständiger Klimaschutz in allen Sektoren am kostengünstigsten mit der Nutzung von Erdgas, erneuerbaren Gasen und der bestehenden Gasinfrastrukturen in Kombination mit strombasierten Lösungen erreicht werden kann.

Der Schlüssel hierzu liegt in einem Prozess bestehend aus drei parallel verlaufenden Schritten, die sowohl eine bezahlbare Energieversorgung als auch effizienten Klimaschutz zeitnah ermöglichen. Unter dem Stichwort „Energie-Impuls“ bilden diese drei Schritte ein ganzheitliches Konzept – eine Roadmap zur kostengünstigen Erreichung der Klimaziele mit Gas (Abbildung 1).

Beim **Fuel-Switch** werden die herkömmlichen Energieträger Kohle, Erdöl und Erdölprodukte durch Erdgas ersetzt und schrittweise abgelöst. Im parallel einsetzenden zweiten Schritt, dem **Content-Switch**, wird der Anteil klimaneutraler, grüner Gase im Gasnetz kontinuierlich gesteigert. Der **Modal-Switch** sieht die intersektorale Verknüpfung der bestehenden Strom- und Gasinfrastrukturen vor. Für Metropolregionen mit energieintensiven Industrien stellen Wärmenetze im Rahmen der Sektorenkopplung eine zusätzliche Option dar, um Industrieabwärme wirtschaftlich und klimaschonend in nachhaltige Energie-Infrastrukturen einzubetten.

	<b>Strom</b> 327 Mio. t CO <sub>2</sub> (in 2016) <sup>1</sup>	<b>Wärme</b> 260 Mio. t CO <sub>2</sub> (in 2016) <sup>1</sup>	<b>Mobilität</b> 165 Mio. t CO <sub>2</sub> (in 2016) <sup>1</sup>	<b>CO<sub>2</sub>-Einsparung / Switch</b>
<b>Fuel-Switch</b> Ablösung von Kohle und Öl durch Gas 	<b>Kohle → Erdgas</b> -124 Mio. t CO <sub>2</sub>	<b>Erdöl → Erdgas</b> -25 Mio. t CO <sub>2</sub>	<b>Diesel und Benzin → Erdgas</b> -39 Mio. t CO <sub>2</sub>	-188 Mio. t CO <sub>2</sub>
<b>Content-Switch</b> Steigerung des Anteils grüner Gase* 	<b>Rückverstromung</b> -12 Mio. t CO <sub>2</sub>	<b>Haushalte und Industrie</b> -57 Mio. t CO <sub>2</sub>	<b>Schwerlastverkehr</b> -14 Mio. t CO <sub>2</sub>	-83 Mio. t CO <sub>2</sub>
<b>Modal-Switch</b> Sektorenübergreifende Verbindung der Infrastrukturen und Erhöhung der Energieeffizienz 	<b>Power-to-Gas</b> -114 Mio. t CO <sub>2</sub>	<b>Effizienzsteigerung + Kraftwärmekopplung</b> -91 Mio. t CO <sub>2</sub>	<b>Schwerlastverkehr</b> -58 Mio. t CO <sub>2</sub>	-263 Mio. t CO <sub>2</sub>
<b>CO<sub>2</sub>-Einsparung / Sektor</b> 	<b>-250 Mio. t CO<sub>2</sub></b>	<b>-173 Mio. t CO<sub>2</sub></b>	<b>-111 Mio. t CO<sub>2</sub></b>	<b>-534 Mio. t CO<sub>2</sub></b>

\* 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“

Abbildung 1: DVGW-Energie-Impuls-Matrix

Für den Gas 2030-Dialog lassen sich aus diesem Fahrplan konkrete Handlungsempfehlungen ableiten (Abbildung 2):

	<b>Stromsektor</b>	<b>Wärmesektor</b>	<b>Mobilitätssektor</b>
<b>Fuel-Switch</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Bevorzugter Einsatz von CO<sub>2</sub>-armen Energieträgern in allen Sektoren</li> <li>➤ Natürliche Vorteile und Klimaschutzpotenzial von Gas und seiner Infrastruktur nutzen (Versorgungssicherheit, Flexibilität, EE-Speicher, Sektorkopplung, Bezahlbarkeit)</li> <li>➤ Marktdesign neu und konsequent nach CO<sub>2</sub>-Zielen ausrichten – über alle Sektoren und Lebenszyklen hinweg</li> </ul>		
<b>Content-Switch</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Politisches Ziel für CO<sub>2</sub>-neutrale Gase etablieren und gesetzlich verankern („Grüngas-Ziel“)</li> <li>➤ Politische Roadmaps zur kontinuierlichen Steigerung der Klimafreundlichkeit der zwei Energieträger (Strom und Gas) umsetzen</li> <li>➤ EU-einheitliche Regelung für einen grenzüberschreitenden Grüngashandel</li> <li>➤ Gas-Netze und Gas-Anwendungen fit für Wasserstoff machen, d.h. technische sowie regulatorische Voraussetzungen für höhere Einspeisung schaffen</li> </ul>		
<b>Modal-Switch</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Netze für Gas und Strom integriert planen und Innovationen ermöglichen sowie bestehende Markt-Barrieren zwischen Strom- und Gasnetz abschaffen</li> <li>➤ Power-to-Gas-Technologien durch Markteinführungsprogramme etablieren und regulatorische Hürden reduzieren, um EE-Abschaltungen und Re-Dispatching-Kosten zu vermeiden</li> <li>➤ Gesamtsystemeffizienz statt Einzeleffizienz auf der Verbrauchseite in allen Sektoren zur Maxime machen</li> <li>➤ Anreize schaffen für energieeffiziente Heizungsmodernisierung (z.B. via KfW)</li> <li>➤ CO<sub>2</sub>-neutrale e-fuels in Industrie und Mobilität nutzbar machen und „Well to Wheel“-Betrachtungen</li> </ul>		

Abbildung 2: Übersicht der Handlungsempfehlungen aus dem DVGW-Energie-Impuls

Die Roadmap zur Steigerung des Anteils grüner Gase am Gasgemisch beinhaltet sechs Schritte (Abbildung 3). Der Einstieg in grüne Gase kann besser gelingen, wenn grünes Gas mit Erdgas im Rahmen der technischen Standards des DVGW-Regelwerkes gemischt wird. So können beim Hochlauf die bestehenden Assets (Infrastrukturen und Anwendungen) möglichst effizient genutzt werden. Zusätzlich sollten Insellösungen für Wasserstoffnetze geprüft werden, wo ausreichend Erzeugungspotenziale für Wasserstoff bestehen oder bereits bestehende Wasserstoffinfrastrukturen mitgenutzt werden können. Die gemeinsame Logik liegt in der effizienten Nutzung bereits vorhandener Infrastrukturen. Monopole sollten zum Schutz der Anwender insbesondere bei Insellösungen vermieden werden.

### Entwicklungsschritt

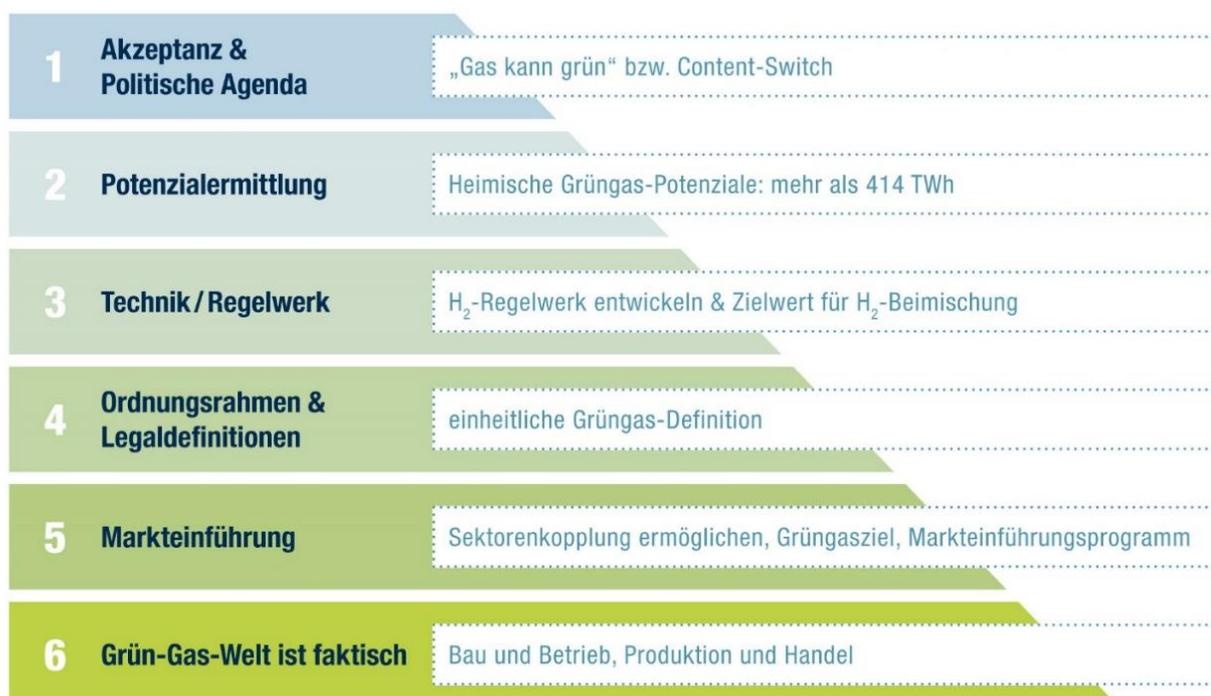


Abbildung 3: Die sechs Schritte zur Steigerung des Anteils grüner Gase am Gasgemisch.

## Allgemein

*„Es bedarf eines grundsätzlichen Bekenntnisses zum Energieträger Gas und den zugehörigen Infrastrukturen. Für eine bezahlbare Energiewende sind grüne, klimafreundliche Gase unverzichtbar.“*

Für die laufende Diskussion zur Ausrichtung und Gestaltung der nächsten Phase der Energiewende in Deutschland wurden von zahlreichen Forschungseinrichtungen, Unternehmen und Verbänden diverse Studien zum zukünftigen Energiesystem erstellt. Im Mittelpunkt stand dabei die Frage, auf welchem Technologiepfad die politisch gesetzten Ziele erreicht werden und zu welchen Kosten.

Eine Metaanalyse von zehn führenden Sektorkopplungsstudien aus den Jahren 2016-2018 (dena, BDI u.a.) ergibt deutlich: **Für eine bezahlbare Energiewende sind grüne, klimafreundliche Gase unverzichtbar.**

Sollen auch ehrgeizige Ziele im Klimaschutz verfolgt werden, so sind auch erneuerbare Gase (erneuerbarer Wasserstoff und methanisierter Wasserstoff aus Power-to-Gas, Biomethan) unverzichtbar – insbesondere, wenn diese Ziele sozialverträglich erreicht werden sollen. Eine Zielerreichung unter einer politischen Vorgabe bezüglich der Technologien (z. B. eine vornehmlich elektrisch getriebene Strategie) führt dagegen nach Ergebnissen der untersuchten Studien regelmäßig zu Ineffizienzen und damit zu Mehrkosten gegenüber einem technologieneutralen Pfad. Bei einem gesetzten Ziel von 80 Prozent CO<sub>2</sub>-Minderung wird auch Erdgas weiterhin eine wichtige Rolle spielen. Bei ambitionierteren CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen werden grüne Gase entsprechend höhere Anteile einnehmen.

Die Gasnachfrage (fossil und grün) in den kostenoptimalen Szenarien der Studien bleibt auf einem signifikant hohen Niveau.

Die kumulierten Kostenvorteile durch die Nutzung von erneuerbaren Gasen und den zugehörigen Gasinfrastrukturen reichen bis zu rund 400 Milliarden Euro. Fast alle untersuchten Studien schreiben der Erdgasinfrastruktur eine wesentliche Rolle bei der Speicherung von erneuerbarem Strom zu.

Das Gasnetz und die Gasttechnologien bilden dabei einen erheblichen Teil der notwendigen Flexibilität für die zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. So können nicht nur bestehende effiziente Gasanwendungen im Wärmemarkt weiter genutzt werden, sondern auch im Bereich Mobilität ergeben sich neue Anwendungsfelder.

*„Grüne Gase benötigen ein festes Ziel im zukünftigen Energie-Ordnungsrahmen. Ein ‚Grüngasziel‘ sollte gesetzlich verankert werden.“*

Das politische Bekenntnis zu grünen Gasen sollte zeitnah auch mit einem „Grüngas-Ziel“ gesetzlich verankert werden, damit der Content Switch – der kontinuierliche sowie zeitnahe Hochlauf grüner Gase – gelingen kann und die notwendige Planungssicherheit für alle Akteure hergestellt werden kann. Das Ziel ist mit konkreten Ausbaumengen für Referenzjahre, vergleichbar mit den Zielen im Stromsektor, zu hinterlegen. Die bisherige alleinige Festlegung von grünen Zielen für Strom und Fernwärme diskriminiert den Energieträger Gas.

Die Debatte um die richtigen Instrumente zur Erreichung der politischen Zielvorgaben ist noch zu führen. Beispielsweise (nicht abschließend) kommen THG-Minderungsziele, Grüngasquoten, eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung oder auch die Kombination mehrerer Instrumente in Frage.

*„Eine breit angelegte Definition von ‚erneuerbaren und (teil-) dekarbonisierten Gasen‘ sollte im EnWG und damit übergreifend auch im gesamten Ordnungsrahmen verankert werden.“*

Nach der Darstellung der technischen Machbarkeit, der Potenzialermittlung sowie der Darstellung der volkswirtschaftlichen Vorteile grüner Gase u.a. durch die dena-Leitstudie ist nun zügig die Schaffung eines geeigneten und einheitlichen Rechtsrahmens für grüne, klimafreundliche Gase vorzunehmen. Alle Varianten der grünen Gase haben heimische Erzeugungs- und Import-Potenziale (s.u.). Zum Erreichen der Klimaziele erscheint es sinnvoll, dass zum derzeitigen Zeitpunkt für alle bzw. möglichst viele dieser Potenziale mit der Erschließung begonnen wird. Derzeit sollten keine Potenziale ausgeschlossen werden.

Hauptthemmnis für grüne Gase im Ordnungsrahmen ist zunächst die große Heterogenität der Begrifflichkeiten im bestehenden Ordnungsrahmen. Mit seinen Vorschlägen verfolgt der DVGW daher das Ziel, Einheitlichkeit zu erzeugen. Die Bestandsaufnahme zeigt:

- Es existieren unterschiedliche Begrifflichkeiten im nationalen und europäischen Rechtsrahmen für erneuerbare Gase, die nicht aufeinander abgestimmt sind.
- Aufgrund des unterschiedlichen Rechtsrahmens kommt es zu einer starken Segmentierung des Marktes für erneuerbare Gase.
- Dekarbonisierte und teildekarbonisierte Gase werden unter dem aktuellen Rechtsrahmen nicht anerkannt.
- Nachweisanforderungen für grüne Gase sind impraktikabel und erschweren Erzeugung, Transport und Vermarktung erneuerbarer Gase.
- Aktueller Rechtsrahmen bietet weder ausreichende Investitionssicherheit noch ausreichende Investitionsattraktivität.
- Aktueller Rechtsrahmen ermöglicht keinen grenzüberschreitenden Handel und Transport von erneuerbaren Gasen.

Eine breit angelegte Definition von „erneuerbaren und (teil-) dekarbonisierten Gasen“ ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und damit übergreifend auch im gesamten Ordnungsrahmen zu verankern.

Die Grundlagen für eine Legaldefinition grüner, klimafreundlicher Gase sind der folgenden Grafik zu entnehmen. Sie beschreibt detailliert die Quellen und Prozesse zur Erzeugung. Dem Oberbegriff der Familie der grünen, klimafreundlichen Gase sind drei Gruppen von Gasen zugeordnet: Erneuerbare Gase, Dekarbonisierte Gase und Teildekarbonisierte Gase (Abbildung 4). Erste konkrete Vorschläge für Legaldefinitionen in der Gruppe der erneuerbaren Gase liefert auch das DVGW-Forschungsprojekt [SMARAGD](#).



In den geltenden Definitionen von erneuerbaren Gasen lassen sich insbesondere folgende fünf Kriterien zur Beschreibung erneuerbarer Gase ausfindig machen (Abbildung 5):

1. Herkömmlicherweise werden die erneuerbaren Gase in erster Linie anhand der eingesetzten Inputmaterialien definiert. Dies gilt u.a. für den Biomethanbegriff des EEG, in dessen Rahmen es auf die Biomasse-Definition der Biomasse ankommt. In der gesetzgeberischen Entwicklung sind die an die Inputmaterialien anknüpfenden Gas-Definitionen u.a. zu Beginn der Umweltenergiegesetzgebung verwendet worden. Derartige Definitionen von erneuerbarem Gas sind vergleichsweise einfach gestaltet (auch wenn der Biomasse-Begriff durchaus komplex geregelt sein kann).
2. Später haben sich – insbesondere zur Verhinderung sog. Indirekter Landnutzungsänderungen („ILUC“) – wesentlich komplexere Begrifflichkeiten erneuerbarer Gase herausgebildet, indem der Begriff zusätzlich durch sog. Nachhaltigkeitskriterien eingeschränkt worden ist. Beispiel hierfür sind die gasförmigen Biokraftstoffe, die nur dann nach den §§ 37a ff. BImSchG im Rahmen der THG-Quote förderfähig sind, wenn sie diverse Nachhaltigkeitskriterien erfüllen.
3. Teilweise werden die erneuerbaren Gase anhand der eingesetzten Herstellungstechnologie definiert. Dies gilt insbesondere für die sog. strombasierten Kraftstoffe im Anwendungsbereich der 37. BImSchV. Nach dieser Regelung gilt EE-SNG nur dann als erneuerbares Gas, wenn es im Sabatier-Prozess erzeugt wurde.
4. Teilweise kommt es auch auf das Emissionsminderungspotential der erneuerbaren Gase an (THG-Kriterium). Das gilt insbesondere im Kraftstoffsektor, wo erneuerbare Gase nur dann anerkennungsfähig sind, wenn sie eine Mindest-THG-Minderung von 50 % erreichen. Aber auch im EEG findet sich die Anforderung, dass bei der Aufbereitung von Biogas auf Biomethan maximal 0,2 % Methanschlupf entstehen darf.
5. Schließlich unterscheiden sich die Begriffsbestimmungen nach der Form der Nachweisführung. Während im ungeforderten sog. Beimischmarkt eine reine Zertifikate-Lösung oftmals ausreichend ist, verlangen moderne Begriffsbestimmungen eine Nachweisführung über die Massenbilanzierung. Im Detail unterscheiden sich die jeweils anwendbaren Massenbilanzierungsmethoden allerdings, wobei im Biokraftstoffrecht strengere Anforderungen gelten als im EEG.

Begriffsbestimmung	Input-Kriterium	Nachhaltigkeitskriterium	Technologie-Kriterium	THG-Kriterium	Nachweiskriterium
<b>Biomethan i.S.d. EEG / EEWärmeG</b>	<b>+</b> Pflanzen · Abfälle und Nebenprodukte pflanzlicher / tierischer Herkunft · Bioabfälle; u. a. (vgl. BiomasseV)	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-/+</b> max. 0,2 % Emissionen bei der Biogasaufbereitung	<b>+</b> Massenbilanz, insbesondere über Biogasregister der dena
<b>Biogas i.S.d. EnWG</b>	<b>+</b> Biomasse · Deponiegas · Klärgas · Grubengas · Wasserstoff und SNG, sofern Strom und CO <sub>2</sub> aus erneuerbarer Energie i.S.d. RED				<b>-/+</b> Nämlichkeit bis Einspeisung
<b>Gasförmiger Biokraftstoff i.S.d. BImSchG</b>	<b>+</b> Biomasse i.S.d. BiomasseV ohne tierische Fette / Öle	<b>+</b>		<b>+</b>	<b>+</b>
<b>Fortschrittlicher gasförmiger Biokraftstoff</b>	<b>+</b> Algen; „Biotonne“ · Bioabfall aus Industrie und Landwirtschaft · Stroh · Gülle · Klärschlamm · Tallölpech · entkernte Maiskolben · u. a.	Schutz natürlicher Lebensräume / nachhaltige Bewirtschaftung		mind. 50 % THG-Minderung · THG-basierte Wertigkeit	Massenbilanz über Nabisy · im übrigen Nämlichkeit
<b>Konventioneller gasförmiger Biokraftstoff</b>	<b>+</b> Getreide · stärkehaltige Kulturpflanzen; „Energiepflanzen“				
<b>Strombasierter gasförmiger Kraftstoff</b>	<b>+</b> SNG / H <sub>2</sub> aus erneuerbarem Strom	<b>-</b>	<b>+</b> ausschließlich H <sub>2</sub> oder SNG aus Sabatier-Prozess	<b>-</b>	<b>+/-</b> Massenbilanz, insbesondere über Biogasregister der dena

Abbildung 5: Kriterien der Definition erneuerbarer Gase

Die sog. „Input-Kriterien“ (Quelle, Prozess) sind auch heute schon vielfach Bestandteil der Definitionen von Gasen im Ordnungsrahmen und bieten sich als Basis für eine Legaldefinition an. Sie können um weitere Kriterien ergänzt werden, beispielsweise ein THG-Minderungskriterium bzw. Nachhaltigkeitskriterien. Diese sind häufig auf der „Förderseite“ im Ordnungsrahmen anzutreffen.

Für das THG-Kriterium bietet sich das Prinzip eines sog. flexiblen „Schiebereglers“ an (Abbildung 6).

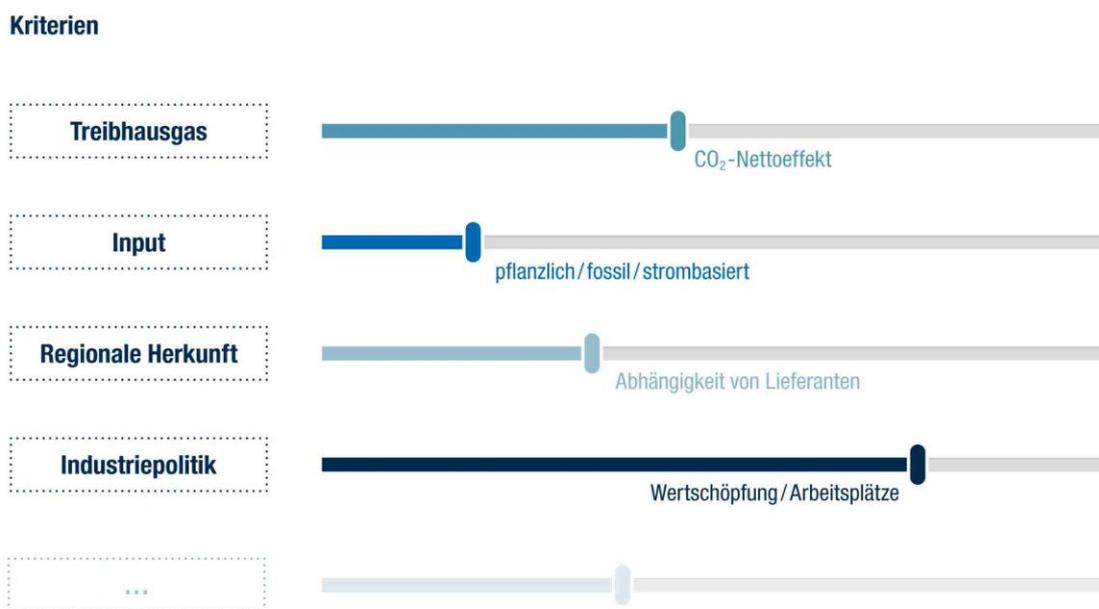


Abbildung 6: Schieberegler zur Akzentuierung bzw. Auswahl grüner Gase

Über die Schieberegler können die politischen bzw. regulatorischen Gewichtungen der unterschiedlichen grünen Gase vorgenommen werden. So kann beispielsweise eine stärkere Akzentuierung industriepolitischer Aspekte über die inländische Wertschöpfung in der Konsequenz zu einer höheren Gewichtung heimischer Gase im Energiesystem führen.

Prinzipiell kann jede Art von Gas mit seinen charakteristischen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionswerten und CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten hergestellt und vermarktet werden. Es ist dann aus dem Produktportfolio auszuwählen. Da Erdgas als CO<sub>2</sub>-Benchmark aller Gase gilt, existiert ein Produktportfolio grüner Gase, welche emissionsfreundlicher als Erdgas sind und mit einem spezifischen Preisschild versehen sind. Im ersten Schritt sind alle diese Gase als „grün“ zu definieren und am Markt anzubieten. In einem zweiten Schritt sollte der Markt auf Basis eines „Level Playing Fields“ grüner Gase entscheiden, auf welches Produkt zurückgegriffen werden soll. Dekarbonisierte und teildekarbonisierte Gase können ein Wegbereiter sein, um schnell in die Wasserstoffwirtschaft einzusteigen und auch THG Emissionen schnell zu reduzieren. Es ist eine hohe Nachfrage nach Wasserstoff erforderlich, um Kostenreduzierungen in der Erzeugung von grünem Wasserstoff, den Infrastrukturausbau und Verbrauchertechnologieentwicklung voranzutreiben.

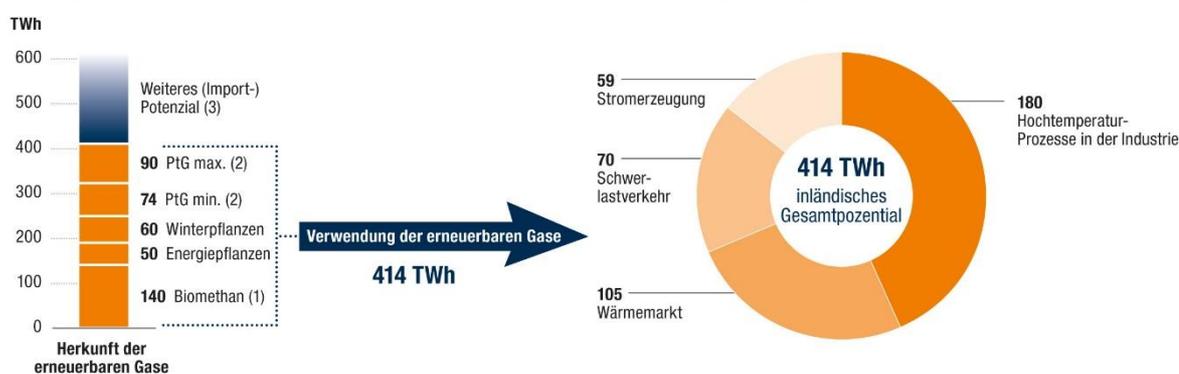
## Erzeugung

*„Der Technologiehochlauf zur Erschließung heimischer Potenziale zur Erzeugung erneuerbarer Gase sollte zeitnah erfolgen.“*

Es sind mehr als ausreichend heimische Potenziale zur Erzeugung erneuerbarer Gase vorhanden, um mit dem Technologiehochlauf in allen Bereichen zu beginnen. Alle Varianten der erneuerbaren Gase haben heimische Erzeugungs- und Import-Potenziale. Zum Erreichen der Klimaziele erscheint es sinnvoll, dass zum derzeitigen Zeitpunkt für alle bzw. möglichst viele dieser Potenziale mit der Erschließung begonnen wird. Derzeit sollten keine Potenziale ausgeschlossen werden.

Im Jahr 2050 können bis zu 414 TWh aus der heimischen Produktion erzeugter erneuerbarer Gase zur Verfügung stehen, wenn die entsprechenden Maßnahmen umgesetzt werden.

### Gesamtpotenzial der erneuerbaren Gase im Jahr 2050 in Deutschland (in TWh)



Quelle: Navigant/Ecofys

(1) Biomethan aus biologischen Abfall- und Reststoffen; (2) PtG min. = Basisleistung, PtG max. bei maximaler installierter Leistung der Anlagen; (3) Weiteres Potenzial: Grüngas-Importe und „blauer“ Wasserstoff aus Erdgas durch Abspaltung an der Quelle.

Abbildung 7: Gesamtpotenzial erneuerbarer Gase in Deutschland (2050)

Vom Gesamtpotenzial stammen bis zu 250 TWh pro Jahr aus der Produktion von Biogas. 140 TWh können durch die anaerobe Vergärung oder thermische Umwandlung in Gas von biologischen Abfall- und Reststoffen wie zum Beispiel Speiseabfällen, Ernteresten, Gülle oder Abfallholz gewonnen werden.

Hinzu kommen die geschätzten Erträge von Energie- und Winterpflanzen. Energiepflanzen liefern unter Anwendung strenger Nachhaltigkeitskriterien weitere 50 TWh. Pflanzen, die im Winterhalbjahr auf Flächen der Nahrungsmittelproduktion wachsen, können 60 TWh pro Jahr beisteuern.

Power-to-Gas-Technologien können den Strom aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen nutzen und so synthetische Kraftstoffe wie Wasserstoff oder Methan erzeugen. Diese synthetisch erzeugten e-Gase erreichen bei der Methanisierung von Wasserstoff und einem Gesamtwirkungsgrad der Anlagen von 60 Prozent ein Potenzial von 74 bis 164 TWh, je nach installierter Leistung der EE-Strom-Anlagen. Das Potenzial erhöht sich weiter, wenn man von einer direkten Einspeisung des Wasserstoffs ausgeht.

Aus Sicht des DVGW sind insbesondere die Grüngastechnologien zwingend auch in Deutschland in größerem Maßstab zu demonstrieren und anzuwenden, weil es sich um Schlüsseltechnologien für dekarbonisierte Energiesysteme weltweit handelt. Dies kann die deutsche Industrie auch dazu unterstützen, beim Export dieser Technologien eine führende Rolle im globalen Wettbewerb einzunehmen.

*„Es bedarf einer zeitnah beginnenden Roadmap im Biogasbereich, die darauf abzielt, den Anteil von Biomethan im Gassystem zu steigern.“*

Bereits heute speisen über 200 Anlagen Biomethan in die Gasnetze ein. Das Einspeisevolumen entspricht etwa 1 Prozent der in Deutschland verwendeten Gasmenge. Einzelne Gasverteilnetze sind bereits heute zu 100 Prozent mit Biomethan gefüllt.

Diese Anlagen gilt es zu erhalten und anhand der ermittelten Potenziale weiter (umweltverträglich) auszubauen. Zusätzlich fallen in den kommenden Jahren viele Biogasanlagen im Bereich der Vor-Ort-Direktverstromung aus der EEG-Förderung. Dieses Potenzial sollte grundsätzlich gesichert werden. Überall, wo möglich und sinnvoll, sollten diese Potenziale zu Biomethanpotenzialen weiterentwickelt werden und über die Einspeisung in das Gasnetz die Erhöhung des Anteils grüner Gase weiter unterstützen. Da dieses Potenzial bereits heute besteht, ist es eines der ersten, welches im zeitlichen Verlauf genutzt werden kann.

Neben der Umrüstung von Einzelanlagen sind auch die Bündelung von Anlagen über Sammelleitungen sowie die Kombination von Biogaserzeugung mit dem Power-to-Gas-Prozess als Bestandteile der Biomethanroadmap zu etablieren. Die so erschließbaren Potenziale sind in die oben genannten heimischen Potenziale für erneuerbare Gase eingeflossen.

*„Ein ambitioniertes Markthochlaufprogramm für PtX-Anlagen sollte jetzt gestartet werden.“*

Der DVGW ist Partner der [PtX-Allianz](#), deren Vorschläge zur schnellen Einführung eines Markteinführungsprogramms er vollständig teilt (Eckdaten: 5 GW in 5 Jahren, je zu drei Tranchen, 12 Jahre Förderdauer). Das vorgelegte Markteinführungsprogramm soll dafür sorgen, die gewaltigen Skalierungseffekte der PtX-Technologien zu heben und damit deren Klimaschutz- und Exportpotenziale zu immer geringeren Kosten nutzen zu können.

Deutsche Unternehmen sind heute mit einem Weltmarktanteil von knapp 20 Prozent Technologieführer im Kontext der Entwicklung, der Produktion und der Betriebsführung von Elektrolyse-, Methanisierungs- und Verflüssigungsanlagen sowie dazugehöriger Ingenieursdienstleistungen. Dieser Technologievorsprung wird auch durch die mehr als 65 Demonstrationsprojekte (abgeschlossen, in Betrieb, konkret geplant) eindrucksvoll verdeutlicht. Es bedarf dabei sowohl großtechnischer Anlagen (>100 MW), als auch kleiner Anlagen (<10MW).

*„Der Import grüner, klimafreundlicher Gase wird grundsätzlich notwendig bleiben.“*

Das heimische Erzeugungspotenzial erneuerbarer Gase liegt mit rund 414 TWh etwa bei der Hälfte des heutigen Erdgasabsatzes in Deutschland. Bereits daraus wird deutlich, dass der Import von grünen, klimafreundlichen Gasen grundsätzlich notwendig und zielführend bleiben wird. Darunter fallen insbesondere auch (teil-) dekarbonisierte Gase aus Erdgas. Zusätzlich ist auch das heimische Potenzial der Erzeugung von (teil-) dekarbonisierten Gasen zu ermitteln. Die Gasversorgung in Deutschland ist Teil des europäischen Gasmarktes. Dieser ist in Nordwesteuropa (NWE) äußerst liquide, wettbewerbsfähig und diversifiziert. Verschiedene Quellen versorgen den Markt mit Gas, sowohl (und überwiegend) über Pipelines, als auch mit Schiffen (LNG). Sie tragen damit maßgeblich zu Versorgungssicherheit und Diversifizierung bei.

## Infrastrukturen

*„Gastransport- und Gasverteilnetze werden gleichermaßen bis 2030 und darüber hinaus benötigt.“*

Insbesondere die in Deutschland verlegten Gastransportleitungen stellen auch für Europa das Rückgrat der Gasversorgung dar. Deutschland hat sich zur „Gasdrehscheibe“ entwickelt. Dazu zählt explizit auch die Gasspeicherinfrastruktur.

Der deutlich überwiegende Teil der Verbraucher und insbesondere auch der industriellen Verbraucher ist jedoch an die regionalen Verteilnetze (VNB) angebunden, die in jedem Fall bis 16 aber durchaus auch bis 25 bar betrieben werden. Gewerbliche und häusliche Verbraucher findet man in Verteilnetzen mit geringeren Drücken. An die Transportnetze (FNB) sind lediglich die „sehr großen“ Verbraucher (sehr große Gaskraftwerke, sehr große Einzelunternehmen) angeschlossen.

Diese Situation wird durch den Monitoringbericht der BNetzA (2018) – Zeitraum 2017 bestätigt:

Verteilung der Letztverbraucher:

- Anzahl Industrielle und gewerbliche Letztverbraucher an FNB: 497; an VNB: 1.772.134
- Anzahl Gaskraftwerke (mindestens 10 MW) an FNB: 48; an VNB: 165

Ausspeisemengen an Letztverbraucher:

- FNB: 183,3 TWh; VNB: 752,4 TWh.

Die Dekarbonisierung der Industrie, des Gebäudesektors und des bereits an das Gasnetz angeschlossenen Mobilitätssektors über grüne Gase benötigt daher zwingend die Verteilnetze, um die grünen Gase in diese Sektoren effizient und bedarfsgerecht bringen zu können.

Veränderungen der Bedarfe in den einzelnen Verwendungssektoren können zu regional unterschiedlichen Bedarfen an Gasinfrastrukturen (Verteilnetzen) führen. Grundsätzlich bedarf es jedoch sowohl der Fernleitungs- als auch der Verteilnetze in gleichem Maße. Umso wichtiger ist vor diesem Hintergrund die Umsetzung einer Roadmap zur Steigerung des Anteils grüner, klimafreundlicher Gas in den Infrastrukturen. Infrastruktureinsatz folgt immer auch dem Bedarf. Dies ist die Aufgabe der regionalen, und überregionalen Planer von Infrastrukturen (siehe folgender Abschnitt).

*„Die Infrastrukturen Strom und Gas sollten integrierter geplant werden. Grundlagen für eine gemeinsame Zielnetzplanung sollten auch auf Verteilnetzebene geschaffen werden.“<sup>1</sup>*

Für ein optimiertes Energiesystem sollten Strom- und Gasnetze abgestimmt aufeinander geplant werden. Bei der Bildung von Szenarien für die gemeinsame Planung sollte die Power-to-Gas-Technologie als zentrale Technologie zur Kopplung der Strom- und Gasnetze berücksichtigt werden. Dies gilt sowohl für die Verzahnung der Netzentwicklungspläne Strom und Gas auf Transportebene, als auch für die Strom- und Gasverteilnetze.

Die Gasverteilnetze bieten im gesamten Bundesgebiet die technische Möglichkeit, erneuerbare Gase aufzunehmen. Ausgehend von einer Power-to-Gas-Anlage pro Gemeinde mit mindestens 500 kW elektrischer Leistung ergibt sich im Fall der Methanisierung ein gesamtes Einspeisepotenzial von fast 40 GW im Jahr 2030. Dieses ist je nach Gasbedarf der Gemeinden regional verteilt. Mittlere und große Anlagen sind insbesondere in urbanen und industriellen Gemeinden mit hohem Gasvolumenstrom möglich. In ländlichen Regionen ist das Potenzial

---

<sup>1</sup> Vgl. DVGW-Studie PtG in Verteilnetzen (2019)

entsprechend geringer. Bei einer maximalen Beimischung von 15 Vol.-% ins Verteilnetz und einer Mindestanlagengröße von 10 kW entspricht die Einspeisung von Wasserstoff rund 1,6 GW.

Der Aufbau von Power-to-Gas-Kapazitäten kann stromseitige Ausbaurkosten auf der Mittelspannungsebene reduzieren. Frühere Studien des DVGW haben gezeigt, dass damit auch der Ausbaubedarf auf den übergelagerten Netzebenen und die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen gesteigert werden kann. Einsparungsmöglichkeiten gibt es vor allem dort, wo die Einspeisung erneuerbarer Energien mit dem Gasabsatz korreliert und ein hoher Bedarf an Stromnetzausbau besteht. Dies betrifft etwa die Hälfte der über 11.000 berücksichtigten Gemeinden. Relevante Einsparungen sind unter den gesetzten Randbedingungen über den Schritt der Methanisierung möglich und können im Jahr 2030 rund 640 Mio. Euro erreichen.

In den meisten Netzstrukturen existieren monetäre Erlösmöglichkeiten durch den Absatz von erneuerbaren Gasen durch eine Vermarktung der Power-to-Gas-Anlage am Strom-Spotmarkt. In Ballungsgebieten sind diese aufgrund des höheren Gasabsatzes weitaus größer als in ländlichen Regionen. Durch Einspeisung von synthetischem Methan könnten im Jahr 2030 Erlöse in Höhe von rund 1,3 Mrd. Euro jährlich erwirtschaftet werden. Unter den angenommenen Randbedingungen erreichen die Erlöse für Wasserstoff 116 Mio. Euro pro Jahr. Bei einer weiteren, signifikanten Erhöhung der Wasserstoffanteile über 15.Volumenprozent steigt auch das technische und wirtschaftliche Potenzial dieser Anlagen.

Power-to-Gas-Anlagen, die Wasserstoff erzeugen, haben gegenüber der Methanisierung zwar wirtschaftliche Vorteile – aufgrund höherer Wirkungsgrade, geringerem Strombezug und niedrigerer Kosten. Diese kommen aber erst bei hohen Anteilen an Wasserstoff im Netz zum Tragen. Ist die Beimischung so wie in der Studie auf 15 Volumenprozent Wasserstoff begrenzt, kann Power-to-Gas vor allem in Großstädten die Kosten der Sektorenkopplung senken. Die Fähigkeit der Gasinfrastruktur, Wasserstoff zu großen Anteilen aufzunehmen, ist damit ein wichtiger Faktor zur Kostensenkung eines zukunftsfähigen Energiesystems.

Verteilnetzbetreiber sollten daher eine integrierte Zielnetzplanung für die Versorgungsnetze von Strom und Gas anstreben. Nur so können die entscheidenden Kopplungspunkte der Infrastrukturen entsprechend zueinander positioniert und Power-to-Gas-Anlagen wirtschaftlich betrieben werden.

Verteilnetzbetreiber sollten bei der Identifikation optimaler Kopplungspunkte über Gemeindegrenzen hinweg kooperieren können, um so die gemeinsamen Einspeise- und Erlöspotenziale der synthetischen Gase zu erhöhen.

Die zulässigen Wasserstoffkonzentrationen im Gasnetz sollen deutlich erhöht werden, weshalb Gasnetzbetreiber schon jetzt ihre Netze für größere Anteile an Wasserstoff ertüchtigen sollten. Denn nur so kann das Potenzial von Power-to-Gas voll umfänglich zum Einsatz kommen.

*„Überall dort, wo schon heute nach DVGW-Regelwerk die Beimischung von Wasserstoff in bestehende Gasnetze unkritisch ist, kann sie sofort die Markteinführung von klimafreundlichen Gasen unterstützen. Insel- bzw. Arealnetze treten als weitere Option hinzu.“*

Der DVGW hat das Startsignal gegeben für die gebündelte und umfassende Weiterentwicklung technischer Regeln für Erzeugung, Einspeisung, Beimischung, Transport, Verteilung und Speicherung von Wasserstoff in der Erdgas-Infrastruktur. Ziel ist es, die bestehende Gasinfrastruktur für eine schrittweise Erhöhung des Wasserstoffanteils in einem klimafreundlichen Energiesystem fit zu machen. Denn Wasserstoff hat den erheblichen Vorteil, dass bei seiner energetischen Nutzung keine CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen. Zudem lässt er sich erneuerbar herstellen und kann in Industrie, Wärmeversorgung und Mobilität vielseitig genutzt werden. Die Regelwerks-Weiterentwicklung schafft in der Praxis der Gasversorgung eine wichtige

Voraussetzung, um den klimaschonenden Energieträger Wasserstoff technisch sicher und effizient in das vorhandene Leitungssystem zu integrieren.

Das künftige Regelwerk soll zunächst eine Zielgröße von etwa 20 Volumenprozent Wasserstoffeinspeisung anpeilen. Das bestehende DVGW-Regelwerk ermöglicht bereits heute überall dort, wo es keine Einschränkungen durch spezifische Anwendungen gibt, Beimischungen von knapp zehn Prozent in das vorhandene Gasnetz. Bis zum Jahr 2030 soll dieser Wert von zehn Prozent ohne Einschränkungen regelwerksseitig verbindlich gelten. Das Ziel liegt jedoch deutlich höher. 20 Prozent erscheinen dem DVGW nach heutigem Kenntnisstand technisch machbar. In einigen Netzteilen wird voraussichtlich sogar mehr möglich sein. Jedoch müssen auch immer die jeweiligen Endanwendungen im Blick behalten werden.

Steigende Wasserstoffanteile erfordern netz- und geräteseitige Anpassungen. Aufgrund der spezifischen Eigenschaften müssen bei höheren Wasserstoffbeimischungen z.B. andere Werkstoffe in Verdichtern, Heizkesseln oder Fahrzeugtanks zum Einsatz kommen. Wird Wasserstoff in einem weiteren Prozessschritt in synthetisches Methan umgewandelt, ist sogar eine unbegrenzte Beimischung ohne Geräteanpassung möglich. Dennoch ist es absolut sinnvoll, die Erdgasinfrastrukturen zunächst auch für die Wasserstoffbeimischung zu öffnen und zu ertüchtigen. Dadurch werden weitere Umwandlungsverluste durch die Methanisierung vermieden und Effizienzen gesteigert. Hierfür sind anwendungstechnische Weiterentwicklungen, insbesondere für die Jahre nach 2030, erforderlich. Diese sollten durch staatliche Förderungen unterstützt werden.

Der DVGW arbeitet bereits seit mehreren Jahren aktiv an der Ausrichtung des bestehenden Regelwerkes für Gasinfrastrukturen und Gasanwendungen auf höhere Wasserstoffanteile. Damit bald ein zukunftsweisendes System technischer Regeln für die gesamte Power-to-Gas-Prozesskette zur Verfügung steht, soll langfristig das bestehende Regelwerk um ein neues für 100 Prozent Wasserstoff ergänzt werden. Hierfür werden die zukünftigen Forschungsergebnisse des DVGW und seiner Institute als Grundlage dienen. Diese zweite Regelwerkslinie bildet die Grundlage für die ebenfalls aufzubauenden Insellösungen.

Der Einstieg in grüne Gase kann aus Sicht des DVGW auf Basis der DVGW-Forschung besser gelingen, wenn grünes Gas (Wasserstoff) mit bestehendem Erdgas im Rahmen der technischen Restriktionen des DVGW-Regelwerkes gemischt werden. So können beim Hochlauf die bestehenden Assets (Infrastrukturen und Anwendungen) möglichst effizient genutzt werden.

## Übergreifende Hinweise zu allen Verwendungssektoren

*„Es sollte ein kongruenter Vergleichsmaßstab zur Beurteilung der Lösungsbeiträge von Gas in den Verwendungssektoren geschaffen werden.“*

Zunächst ist es wichtig im Rahmen der 2030-Gas-Strategie Kriterien festzulegen, die den Vergleich der verschiedenen Lösungsoptionen ermöglichen. Dazu gehören zwingend:

- Potenzial zur Vermeidung von THG-Emissionen (Life-cycle)
- CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten im Gesamtsystem
- Auswirkungen auf die Gesamtsystemkosten
- Volumenpotenziale
- Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit
- Spitzenlastfähigkeit der Techniken
- Speicherbarkeit der Energieträger
- Akzeptanz der Lösungsoptionen im Hinblick auf die (Weiter-) Nutzung bestehender Strukturen
- Technologiekomplexität – Wertschöpfungspotenziale für die heimische Wirtschaft
- die Fähigkeit der Technologien, Negativ-Emissionen zu erzeugen

Die Gesamtsystemeffizienz statt wie bisher die Einzeleffizienz sollte als zentrales Bemessungskriterium herangezogen werden, um negative Auswirkungen und hohe Kosten für die Energieversorgungsinfrastrukturen zu vermeiden.

*„Es bedarf dringend mehr Anreize für den Einsatz grüner Gase in allen Sektoren. Besonders effektiv ist der Einsatz im Gebäude- und im Mobilitätssektor.“*

Bislang fehlt es in nahezu allen Anwendungssektoren an Anreizen zum Einsatz grüner, klimafreundlicher Gase. Die Kosten des Markthochlaufes können reduziert werden, wenn frühzeitig Anreize in allen bisherigen und zukünftigen Gasanwendungssektoren geschaffen werden. Auf Basis der zu erwartenden THG-Einsparungen und gemessen an Akzeptanz und Kostenminderungspotenzialen durch die Weiternutzung bestehender Assets bieten sich besonders der Gebäude-, der Industrie- und der Mobilitätssektor als Unterstützer im Markthochlauf an.

## Gebäude

*„Der Einsatz grüner, klimafreundlicher Gase im Gebäudesektor ist die notwendige Ergänzung zum Einsatz effizienter Technologien und den Bestrebungen zur Verringerung des Energiebedarfes.“*

Ungefähr ein Drittel des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland von insgesamt 2.466 Terawattstunden im Jahr 2015 entfällt auf das Heizen und Klimatisieren von Gebäuden sowie auf die Warmwasserbereitung. Den weitaus größten Anteil hat daran der Haushaltssektor mit seinen insgesamt 18 Millionen Wohngebäuden, gefolgt von gewerblich genutzten Immobilien und Industriegebäuden. Heute sind ca. 16,5 Mio. Geräte basierend auf Erdgas (62 Prozent) bzw. Öl (38 Prozent) im Gebäudesektor im Einsatz. Der Gebäudesektor verbraucht aber nicht nur viel Energie: Sein Energiemix weist darüber hinaus auch noch erhebliche Anteile treibhausgasintensiver Brennstoffe auf. So stehen Erdöl und Kohle zusammengenommen immer noch für mehr als ein Viertel des Endenergieverbrauchs. Mit Blick auf die in Paris vereinbarten Klimaschutzziele wird der Gebäudesektor im Jahr 2050 weitestgehend klimaneutral sein müssen. Um klimafreundliches Wohnen jedoch für alle zeitnah und kosteneffizient zu ermöglichen, müssen verschiedene Maßnahmen ebenso zeitnah eingeleitet und umgesetzt werden. Im Verwendungszweck Gebäude sind bezogen auf das Jahr 1990 schon große CO<sub>2</sub>-Reduzierungen erzielt worden. Durch kontinuierliche Fortschreibung der heutigen Programme mit staatlicher Unterstützung sind ohne große Verwerfungen über 90% des gesetzten CO<sub>2</sub>-Zieles erreichbar (geea-Report 2019). Durch effizientere „Smarte Gerätetechniken“ mit grünem Gas und weitere Fortschreibung der Gebäudesanierung wird man sich Schritt für Schritt den gesetzten Zielen des Jahres 2050 annähern können.

Zunächst sollten der ideale Mix aus einem Fuel-Switch, also der Ablösung von Kohle und Erdöl durch Gase als Energieträger der Wärmebereitstellung, und die Durchführung von Modernisierungsmaßnahmen im Vordergrund stehen. Die Ablösung von Erdöl und Kohle durch Gase ist der erste Schritt und ermöglicht ein schnell zu realisierendes erhebliches Plus an Klimaschutz zu minimalen volkswirtschaftlichen Kosten. Darauf folgend ist die Erhöhung der Umwandlungseffizienz durch die flächendeckende Nutzung moderner Heiztechnologie vonnöten. Als zweiter Schritt ist langfristig die signifikante Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Gasmix, also der Content-Switch zur überwiegenden Nutzung grüner Gase, unverzichtbar anzugehen. Hierzu sind allerdings noch weitere Geräteweiterentwicklungen unter Einbindung aller Marktpartner erforderlich.

Dies ermöglicht insbesondere für stark verdichtete Räume mit hohem Altbaubestand und den hier typischerweise begrenzten Potenzialen für die Absenkung des Wärmebedarfs und für die direkte Einkopplung erneuerbaren Stroms weiterreichende Lösungen. Hier bieten grüne Gase aus Power-to-Gas- oder Biogasanlagen in Verbindung mit moderner Mikro-KWK-Technik die Möglichkeit der vollständigen Erreichbarkeit der Klimaneutralität. Damit werden besonders auch für großstädtische Regionen und Strukturen die Chance und das Potenzial eröffnet, durch die Schaffung und Nutzung dezentraler smarter Strukturen, wie z.B. die Nutzung grüner Gase in Mikro-KWK-Anlagen, aktiv zum Erfolg der Energiewende beizutragen. Ein hoher Anteil dieser sogenannten stromerzeugenden Heizungen bietet die Möglichkeit, durch die Bereitstellung von über 70 Prozent der Residuallast im Jahr 2050 die Gebäude zum aktiven Teil des zukünftigen Energiesystems zu entwickeln (Modal-Switch).

Um die Vorteile von Gas im Gebäudesektor heben zu können bedarf es aus Sicht des DVGW:

- eines ordnungsrechtlichen Rahmens, der die Neuinstallationen von emissionsintensiven Heiztechniken zeitnah beendet und damit einen klaren Rahmen für den einzuleitenden Fuel-Switch vorgibt.
- effektiver Anreizmechanismen durch Förderprogramme für Bestandsgebäude, um einen Umstieg auf moderne und klimafreundliche Heizungstechnik und Hybridtechnologien voranzubringen.

- der Entwicklung des Gebäudesektors hin zu einem aktiven Bestandteil des Energiesystems (stromerzeugende Heizungen) durch die Ausnutzung der Potenziale zur Bereitstellung von Residuallast, hierzu sollte das System der Primärenergiefaktoren zu einem „System-Energie-Faktor“ weiterentwickelt.
- der Schaffung langfristiger Planungssicherheit und einer klaren politischen Agenda dazu, wie grüne Gase und damit neue Technologien im Wärmesektor eingesetzt und forciert werden sollen.

Darüber hinaus rückt insbesondere das Thema Wasserstoffverträglichkeit in den Fokus. Der Heizgerätebestand ist bereits heute vergleichsweise tolerant gegenüber höheren (auch fluktuierenden) Beimischungen von Wasserstoff. Im Wärmemarkt ist nach Einschätzung von BDH, figawa und DVGW eine Wasserstoffbeimischung von bis zu 10 Prozent (Volumen) bereits im heutigen Gerätebestand machbar. Dies legen Untersuchungen und Feldtests nahe. Die nächste Stufe wird die Gaswirtschaft durch Feldtests mit 20 Prozent Beimischungen von Wasserstoff zeitnah in Angriff nehmen. Geräte für reinen Wasserstoff sind bereits vorhanden (Brennstoffzellen), in der Optimierung (motorische BHKWs), sowie in der Entwicklung (klassische Thermen). Die Gerätehersteller benötigen jetzt ein verlässliches Signal, mit dem sie die Entwicklung der Geräte weiter vorantreiben können.

Der Gebäudesektor bietet darüber hinaus erhebliche Potenziale, im Rahmen einer umfassenden Sektorenkopplung Synergien und Klimaschutzbeitrag zu erhöhen. Betrachtet man im Rahmen einer integrativen Netzplanung die Verzahnung der Sektoren Strom, Wärme/Kälte und industrielle Prozesse, so ergeben sich vor allem in Metropolen zusätzliche Ansätze wie die Nutzung von Abwärme (z.B. aus der Stahlindustrie) über Wärmenetze als integratives Element der Sektorenkopplung. Netzstrukturen in Metropolen können so einen besonderen Beitrag für die die energietechnische und -wirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen leisten.

## Mobilität

*„Die Berücksichtigung grüner, klimafreundlicher Gase (Kraftstoffe) bei der Anrechnung auf die Flottenziele sollte zügig erfolgen. Dies kann den Markthochlauf von PtG stark unterstützen.“*

Damit der Verkehrssektor die Klimaschutz- und Treibhausgasreduktionsziele für 2030 und 2050 noch erreichen kann, müssen die CO<sub>2</sub>-Emissionen rasch und deutlich reduziert werden. Die Potenziale, den Energieverbrauch abzusenken, sind begrenzt. Dies macht die kurzfristige, systematische und signifikante Reduktion der Treibhausgasemissionen der verschiedenen Verkehrsträger umso wichtiger.

Derzeit fahren über 90.000 Fahrzeuge mit Erdgas (Compressed Natural Gas = CNG) auf Deutschlands Straßen. Sie können bundesweit an rund 900 CNG-Tankstellen tanken. Dadurch werden jedes Jahr etwa 323.000 Tonnen klimaschädliches CO<sub>2</sub> eingespart. Durch eine höhere Beimischung von Biomethan ließen sich bereits kurzfristig weitere CO<sub>2</sub>-Einsparpotenziale heben.

Im Schwerlast- und Langstreckenverkehr ermöglicht der Einsatz von innovativen Gastechnologien eine deutliche und kosteneffiziente Reduktion von Treibhausgasen – und senkt auch die Emissionen von Feinstaub und Stickoxiden in signifikanter Weise. Der Einsatz von Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas = LNG) stellt insbesondere dort, wo schwere Lasten über weite Strecken transportiert werden müssen – beispielsweise im Bereich des bundesweiten oder transeuropäischen Lkw-Verkehrs – eine kosteneffiziente Lösung und zugleich ausgereifte Technologie zur effizienten Treibhausgasreduktion dar. Ähnliches gilt auch für den öffentlichen

Personennahverkehr mit Bussen gerade im ländlichen Raum, deren Emissionen durch den Einsatz von LNG deutlich verringert werden können.

Durch diesen Fuel-Switch, also den Ersatz von Diesel durch Biomethan, CNG und LNG, lassen sich erhebliche Klimaschutzeffekte realisieren. Im von der EU-Kommission geförderten „LNG Blue Corridor“-Projekt konnte im Bereich des Schwerlast-Lkw-Verkehrs gezeigt werden, dass sich hier durch den Einsatz von LNG rund 15 Prozent CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zu herkömmlichen Diesel-Lastkraftwagen einsparen lassen.

Mit Biomethan, Erdgas bzw. LNG betriebene Pkw und Lkw stoßen etwa 70 Prozent weniger Stickoxide als Dieselfahrzeuge sowie nahezu keinen Feinstaub aus. Dieses Treibhausgasreduktionspotenzial verdeutlicht die sogenannte Well-to-Wheel-Betrachtung in der Abbildung. LNG-Motoren erfüllen demnach die Vorgaben der geltenden Euro-VI-Abgasnorm. Auch die Lärmbelastung wird durch den Einsatz von Gastechologie bei Lkw im Vergleich zum Diesel-Lkw halbiert, sodass sie insbesondere auch nachts Güter und Waren in die städtischen Zentren liefern können.

Aus Sicht des DVGW bedarf es im Mobilitätssektor:

- einer Berücksichtigung CO<sub>2</sub>-armer Kraftstoffe bei der Anrechnung auf die Flottenziele (Umsetzung der RED II). Dabei sind mindestens Well-to-Wheel-Betrachtungen vorzunehmen.
- weiterer legislativer und ordnungspolitischer Anreize zum Umstieg von konventionellen Antrieben auf Gastechnologien.
- der Unterstützung und Selbstverpflichtung der Wirtschaft zum weiteren und beschleunigten Ausbau der LNG-Infrastruktur.
- der weiteren Unterstützung der Markteinführung: Pilotflotten von LNG-Lkw

## Industrie

*„Die bilanzielle Anrechenbarkeit von über Gasinfrastrukturen bezogenen, grünen, klimafreundlichen Gasen sowohl in der energetischen Verwendung als auch in den stofflichen Prozessen der Industrie sollte ermöglicht werden.“*

Der Industriesektor weist unter allen Sektoren den größten Energieverbrauch auf. Gleichzeitig trägt er ganz wesentlich zur Wertschöpfung in Deutschland bei. Daher sind Lösungen zur Treibhausgasminderung gefragt, die weder die Produktionsbedingungen und die internationale Wettbewerbsfähigkeit einschränken noch die Gefahr bergen, die Klimaschutzziele zu verfehlen. Die umfangreiche Nutzung von Gasen spielt eine große Rolle, wenn es darum geht, beiden Herausforderungen gerecht zu werden.

Allein für energetische jährliche Prozesse, also die Erzeugung von Strom und Wärme, beläuft sich der Verbrauch im Industriesektor auf 933 Terawattstunden. Besonders die Aluminium-, Zement-, Stahl- oder Papierherstellungen benötigen für ihre sensiblen Verfahren und Produktionsprozesse optimale und kontinuierlich sehr hohe Temperaturen und befeuern dafür auch mit Kohle und Erdöl. Vor diesem Hintergrund müssen dringend Lösungen für klimafreundlichere Produktions- und Verarbeitungsprozesse in der Industrie gefunden werden, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung für den Industriesektor erreichen zu können.

Diese sehen eine Reduktion der Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 um fast 50 Prozent vor – ohne hierbei die Wertschöpfungspotenziale und die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie einzuschränken. Da sie den größten Teil des Energieverbrauchs ausmachen, muss der Fokus für Maßnahmen zur Treibhausgasminderung auf

den energetischen Prozessen der Industrie liegen, ohne sie zu erschweren oder deutliche Kostensteigerungen auszulösen. Darüber hinaus kann und wird Gas auch stofflich verwendet. Hierbei sind zukünftig sowohl Bedarfe an CH<sub>4</sub>-Molekülen als auch an H<sub>2</sub>-Molekülen erkennbar. Diese Moleküle können über die Gasinfrastrukturen bedarfsgerecht bereitgestellt werden.

Als erster Schritt ermöglicht die Substitution von Kohle und Erdöl durch Erdgas eine zügige und signifikante Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Gasen im Industriesektor. Anschließend kann die stetige Steigerung des Anteils grüner Gase, insbesondere bei Prozessenergie, zur sukzessiven Absenkung des Energieverbrauchs und Treibhausgasausstoßes führen.

In einem zweiten Schritt sollte die bilanzielle Nutzung der grünen, klimafreundlichen Gase in Betracht gezogen werden. Die Erzeugungsanlagen könnten so an den besonders wirtschaftlichen und systemdienlichen Schnittstellen zwischen Strom- und Gasnetzen stehen. Zukünftig sind auch Insellösungen zu etablieren, welche die direkte, physische Nutzung der grünen Moleküle ermöglicht.

Um Deutschland als wirtschaftlich starken und klimafreundlichen Industriestandort zu etablieren, bedarf es aus Sicht des DVGW:

- der bilanziellen Anrechenbarkeit von grünen Gasen sowohl in der energetischen Verwendung als auch in den stofflichen Prozessen der Industrie.
- einer Festlegung von Emissionspfaden mit Sicherung von THG-Emissionen-Budgets für die Industrie sowie einer energie- und industriepolitischen Innovationsagenda für eine weitgehend klimaneutrale Industrie in Deutschland.
- einer Treibhausgassteuer mit einer positiven Anrechnung der anfallenden Treibhausgaseinsparungen durch die Nutzung von klimafreundlichen Gasen als Brennstoff und als Grundstoff auf das Emissionskonto der jeweiligen Unternehmen.
- der politischen Implementierung eines „Phasing-out“ für den Betrieb von kohle- und erdölbefeuerten Anlagen der industriellen Eigenversorgung.
- Marktentwicklungsprogrammen für technologieoffene Pilot- und Demonstrationsprojekte, um wegweisend die Nutzung und den Einsatz von Biogas, Biomethan sowie grünem Wasserstoff in industriellen Anwendungen voranzutreiben.

## Stromerzeugung

*„Die Empfehlungen der Kommission WSB für den Stromsektor in Bezug auf Gas sollten zügig umgesetzt werden.“*

Bei einem Fuel Switch von Braunkohle hin zu Erdgas in Deutschland bis 2020

- kann die Netzsicherheit unter Berücksichtigung einer weiterhin zu bildenden Netzreserve gewährleistet werden. Die bestehenden Gaskraftwerke stehen „an den richtigen Stellen“ im Stromsystem.
- wird der Bedarf an Einspeisemanagement von 3,34 auf 2,13 TWh/a reduziert. So kann frühzeitig mehr EE-Strom genutzt werden.
- werden ca. 70 Mio. t CO<sub>2</sub> zusätzlich jährlich eingespart.
- verursacht diese Brennstoffablösung Mehrkosten von ca. 3,5 Mrd. EUR pro Jahr, da derzeit noch die Braunkohle in der Merit Order vor Erdgas liegt. Diese Mehrkosten sind äquivalent zu CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von ca. 53 €/t.CO<sub>2</sub>

Diese Gründe sprechen für eine schnelle und konsequente Umsetzung der in der WSB-Kommission gefassten Beschlüsse zum „Fuel-Switch“ im Stromsektor (Kohle zu Gas).

Kohle- und Atomausstieg benötigen verlässliche Kapazitäten. Hier spielen gasförmige Energieträger eine wesentliche Rolle. Erdgas zusammen mit grünen Gasen wird den Kohleausstieg bis 2038 ermöglichen, um die die CO<sub>2</sub>Emissionen der Stromerzeugung drastisch zu reduzieren.

Investitionen in Gaskraftwerke oder Umbau von Steinkohlekraftwerken in Gaskraftwerken werden notwendig sein. Hierzu benötigen Investoren jedoch eine Perspektive für den Energieträger Gas, die über 2030 hinausgeht. Grundlage dafür ist, dass diese Kraftwerke grünen Gasen auch in einer THG neutralen Welt nutzbar sind. In diesem Zusammenhang ist die Ankündigung des europäischen Branchenverbandes EUTurbines, bis 2020 eine 20%ige und bis 2030 eine 100%ige Wasserstoffverträglichkeit der angebotenen Gasturbinen zu gewährleisten, ein wichtiges Signal.<sup>2</sup> Darüber hinaus werden Gaskraftwerke (auch in Form von KWK-Anlagen aller Größen) das vorrangige und einzige Back-up für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen darstellen. Die Studienlandschaft zeigt in puncto benötigter Kapazitäten eine große Bandbreite bis zu 110 GW installierter Leistung.

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

---

<sup>2</sup> <https://www.euturbines.eu/publications/spotlight-on/spotlight-on-turbines-and-renewable-gases.htm> /