

# Roadmap Gas 2050: Inhalte – Kernaussagen – Handlungsempfehlungen

## Deliverable 4.5

**Wolfgang Köppel, Friedemann Mörs**

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des IT, Karlsruhe

**Jens Hüttenrauch**

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig

**Frank Burmeister**

Gas- und Wärme-Institut e.V., Essen

**Herausgeber**

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

Technisch-wissenschaftlicher Verein

Josef-Wirmer-Straße 1-3

53123 Bonn

T +49 228 91885

F +49 228 9188990

[info@dvgw.de](mailto:info@dvgw.de)

[www.dvgw.de](http://www.dvgw.de)

**Roadmap Gas 2050:  
Inhalte – Kernaussagen –  
Handlungsempfehlungen**

**Deliverable 4.5**

Oktober 2023

DVGW-Förderkennzeichen G 201824



## Zusammenfassung

Das vom DVGW e.V. geförderte Forschungsvorhaben untersuchte Transformationspfade zur Erreichung der Klimaschutzziele gemäß Klimaschutzgesetz 2021 mit dem Fokus auf den Einsatz der erneuerbaren Gase Biogas, Methan via Methanisierung und Wasserstoff. Hierbei wurden Fragen auf technischer Ebene zu klimafreundlichen Gasen für die Prozesskette Bereitstellung, Transport, Verteilung und Nutzung beantwortet und in die Betrachtung auf systemischer Ebene integriert.

Roadmap Gas 2050 hat gezeigt, dass die Ziele der Energiewende für 2030 und 2045 mit Fokus auf die regenerativen Gase Methan (Biogas, EE-Methan aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid und Synthetisches Methan aus ligninreicher Biomasse) und Wasserstoff erreicht werden können und Gas weiterhin ein wichtiger Eckpfeiler der Energieversorgung sein kann. Für die Umsetzung dieser Pfade stehen in Europa erneuerbare Gase mit ca. 5.000 TWh in ausreichender Menge und 2050 mit Wasserstoffkosten von 7 - 12 Cent/kWh zu konkurrenzfähigen Kosten zur Verfügung. Die Technologien zur Erzeugung der Gase stehen zum Großteil technisch zur Verfügung. Des Weiteren können die existierenden Infrastrukturen auf die regenerativen Gase mit überschaubaren Kosten von 1,3 - 2,6 Mrd. Euro pro Jahr bis 2045 auf Wasserstoff angepasst werden.

Aus den Ergebnissen ist ableitbar, dass zum einen zügig verlässliche Rahmenbedingungen für die Nutzung regenerativer Gase geschaffen und zum anderen darauf aufbauend die einzusetzenden Technologien etabliert werden müssen, um die Ziele zu erreichen.



# Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung .....	i
<b>1 Einführung Roadmap Gas 2050 .....</b>	<b>1</b>
1.1 Gliederung des Projektes .....	1
1.2 Übersicht zu Ergebnissen und Teilberichten .....	2
<b>2 Kernaussagen Roadmap Gas 2050 .....</b>	<b>6</b>
2.1 Erneuerbare Gase für eine Transformation des Energiesystems .....	6
2.2 Gasinfrastruktur und Anwendungen für die Wasserstoffnutzung .....	8
2.3 Umstellung der Gasinfrastruktur auf klimafreundlichen Wasserstoff.....	9
2.4 Gas, ein wichtiger Energieträger in zukünftigen Energiesystemen .....	12
2.5 Fazit zu den Kernaussagen aus Roadmap Gas 2050 .....	15
<b>3 Handlungsempfehlungen .....</b>	<b>16</b>
3.1 Gasnetzbetreiber .....	16
3.2 Gerätehersteller/Ausrüster.....	16
3.3 DVGW .....	17
3.4 Politik.....	17
<b>4 Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>19</b>
<b>5 Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>20</b>





# 1 Einführung Roadmap Gas 2050

Das DVGW-Forschungsvorhaben Roadmap Gas 2050 wurde durchgeführt, um die systemische Rolle des Gases in der Energiewende technisch-wissenschaftlich begründet darzustellen. Hierbei war das Hauptziel zu zeigen, ob Klimaneutralität mit klimafreundlichen Gasen erreicht werden kann und somit als Alternative zu anderen Transformationspfaden im Kontext des deutschen Energiesystems Bestand hat. Fragestellungen hinsichtlich der Nutzung existierender Infrastrukturen und Nutzer sowie der Bereitstellung wurden beleuchtet. Optionen zur Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem inklusive Bereitstellung, Transport, Verteilung und Nutzung von klimafreundlichen Gasen wurden analysiert, sowohl auf technischer Ebene als auch auf systemischer Ebene.

Dabei beantwortet die technische Ebene Fragen zu Verfügbarkeit und Kosten von Technologien, Gasbereitstellung sowie Infrastrukturen, die als Parameter in die systemische Ebene eingefügt werden. Zudem werden wesentliche Parameter wie Energiebedarfe, Synergieeffekte und Entwicklungsstand der Systemebene beigesteuert.

## 1.1 Gliederung des Projektes

Zur Beantwortung der Fragestellungen wurde das Vorhaben in vier Teilprojekte gegliedert. Im ersten Teilprojekt (TP 1) wurde die Verfügbarkeit sowie die Bereitstellung von klimafreundlichen Gasen untersucht und die in Deutschland nutzbaren Potentiale identifiziert. Das zweite Teilprojekt (TP 2) beschäftigte sich damit, an welchen Stellen und wie die Gasinfrastruktur angepasst werden muss, um klimafreundliche Gase wie Wasserstoff, Biogas und synthetisch erzeugtes Methan zu speichern, zu transportieren und zu verteilen. Wie Gasanwendungstechnologien in den einzelnen Sektoren Haushalt, Gewerbe/Handel/Dienstleistung und Industrie optimal für den Betrieb mit einer geänderten Gasbeschaffenheit verwendet werden können, wurde im dritten Teilprojekt (TP 3) untersucht. Die Ergebnisse aus diesen drei Teilprojekten flossen in das vierte Teilprojekt (TP 4) ein, in dem die sozio-ökonomischen und ökologischen Auswirkungen auf die gesamte Energieversorgung in Deutschland in den Transformationsstufen und dem klimaneutralen Zielsystem in 2045/2050 analysiert wurden.



Quelle: DVGW

Abbildung 1: Teilprojekte von Roadmap Gas 2050 mit den jeweiligen Teilzielen

## 1.2 Übersicht zu Ergebnissen und Teilberichten

Die Ergebnisse der Roadmap Gas 2050 wurden in thematischen Teilberichten detailliert dargestellt und können dort entnommen werden. Die Themen der Einzelberichte können nachstehender Aufstellung entnommen werden.

**Tabelle 1: Kurzbeschreibung der Deliverables aus den einzelnen Teilprojekten von Roadmap Gas 2050**

Teilprojekt / Deliverable (Titel und Inhalte)	Bericht
<b>TP 1 Bereitstellung klimafreundlicher Gase</b>	
<b>D 1.1 Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H<sub>2</sub></b>	
<p>Wasserstoffherzeugung:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Vorstellung verschiedener kommerziell verfügbarer und alternativer Verfahren der Wasserstoffherstellung und Bewertung hinsichtlich Technologiereifegrad</li> <li>▪ Bewertung drei ausgewählter Verfahren hinsichtlich Kosten, Effizienz und Carbon-Footprint: Elektrolyse, Dampfreformierung + Carbon Capture &amp; Storage (CCS), Erdgaspyrolyse</li> </ul> <p>Logistikketten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bereitstellungskosten von grünem H<sub>2</sub> aus Marokko</li> <li>▪ Vergleich der MENA-Importroute über Pipeline-Transport mit dem Schiffstransport von flüssigem H<sub>2</sub> und chemisch gebundenem H<sub>2</sub> (LOHC und Ammoniak)</li> <li>▪ Bereitstellungskosten bei H<sub>2</sub>-Erzeugung über Dampfreformierung + CCS in Deutschland unter Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Transport und -Speicherung</li> <li>• Bereitstellungskosten bei H<sub>2</sub>-Erzeugung über Erdgaspyrolyse in Deutschland</li> </ul>	<p><b>PDF-Download (kostenfrei):</b></p> <p><a href="https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201824-ab-schlussbericht-d1.1-rmg2050-h2-Bereitstellung.pdf">https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201824-ab-schlussbericht-d1.1-rmg2050-h2-Bereitstellung.pdf</a></p>
<b>D1.2 Bewertung der für Deutschland relevanten nationalen &amp; internationalen Produktionsströme und Logistikkonzepte für EE-Gase</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Länderspezifischer Ermittlung der EE-Erzeugungspotenziale in Europa (EU-27 + UK)</li> <li>▪ Ermittlung möglicher Eigenproduktion von verschiedenen biomasse- und strombasierten Gasen und deren Importpotenziale aus Europa (EU-27 + UK) mit Aussagen zu Mengen und Bereitstellungskosten sowie möglicher Transportrouten nach Deutschland.</li> <li>▪ Vergleich des Imports von EE-Methan aus der MENA-Region mit dem Import von grünem H<sub>2</sub> anhand einer technoökonomischen Analyse</li> </ul>	<p><b>Bericht im DVGW-Regelwerk:</b></p> <p><a href="https://www.dvgw-regelwerk.de/plus-technische-regel/dvgw-g-201824-d-1.2/e29fe1">https://www.dvgw-regelwerk.de/plus-technische-regel/dvgw-g-201824-d-1.2/e29fe1</a></p>
<b>D1.3 Technologische und ökonomische Bewertung der lokalen Methanisierung an H<sub>2</sub>-sensiblen Gasinfrastrukturen und -anwendungen</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Entwicklung von Verfahrenskonzepten zur lokalen katalytischen Methanisierung von Wasserstoff bei Wasserstoff-/Methangemischen zum Schutz von H<sub>2</sub>-sensiblen Erdgasverbrauchern und die Abschätzung der Kosten.</li> </ul>	<p><b>Bericht im DVGW-Regelwerk:</b></p> <p><a href="https://www.dvgw-regelwerk.de/plus-technische-regel/dvgw-g-201824-d-1.3/6f817b">https://www.dvgw-regelwerk.de/plus-technische-regel/dvgw-g-201824-d-1.3/6f817b</a></p>

## TP2 Transformation der Gasinfrastruktur

### D 2.1 Regionalisierung der Gasnachfrage

- szenariobasierte, regionalisierte und zeitlich bis zum Jahr 2050 aufgelöste Gasnachfrage in Deutschland
- Aufteilung der Nachfragedeckung in regionale Erzeugungspotenziale und deren Einspeisung in Gasverteilnetze und Bedarfsdeckung aus vorgelagerten Gastransportnetzen
- Exkurs zur Weiterentwicklung von Wärmenetzen und deren Auswirkungen auf die Gasnetze

**Bericht im  
DVGW-Regelwerk:**

<https://www.dvgw-regelwerk.de/plus/-technische-regel/dvgw-g-201824-d-2.1/71f450>

### D 2.2 Entwicklung von Netzstrukturen für erneuerbare Gase

- Regional aufgelöste (stadt-/landkreisscharfe) Nachfrage- und Verfügbarkeitsanalyse für jedes erneuerbare Gas (H<sub>2</sub>, Methan, Biomethan)
- Identifikation von Regionen mit Standortvorteilen für die Implementierung von erneuerbaren Gasen für die Jahre 2030, 2040, 2050.

**PDF-Download  
(kostenfrei):**

<http://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201824-rmg2050-d2.2-netzstrukturen.pdf>

### D 2.3 Transformationspfade zur H<sub>2</sub>-Readiness der bestehenden Gasinfrastrukturen

- Techno-ökonomische Bewertung ausgewählter Szenarien im Betrachtungszeitraum von 2021 bis 2045 zur Transformation der Gasinfrastruktur hin zur H<sub>2</sub>-Infrastruktur unter Berücksichtigung von H<sub>2</sub>/Methangemischen und H<sub>2</sub>
- Identifikation der resultierenden Mehrinvestitionen für die Erhöhung der H<sub>2</sub>-Verträglichkeit von:  
**Gastransportnetz:** Transportnetzleitungen, Leitungsarmaturen, Verdichter, GDRMA  
**Gasspeicher:** Untergrundgasspeicher, Kavernenspeicher, Porenspeicher  
**Gasverteilnetz:** Verteilnetzleitungen, Leitungsarmaturen, GDRMA, Hausanschluss plus Leitungen, Hausinstallation  
**Gasanwendungen:** Gaskraftwerke und KWK-Anlagen, Häusliche Gasgeräte, CNG-Fahrzeuge und -Tankstellen, unberücksichtigt: industrielle Gasanwendungen

**PDF-Download  
(kostenfrei):**

<http://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201824-rmg2050-d2.3-transformationenpfade.pdf>

### D 2.4 Anpassungsbedarf für die Gasnetze

- Einfluss von H<sub>2</sub> auf die Energietransportkapazität, Normvolumenstrom, Fließgeschwindigkeit und Druckverlust in einer Gasleitung
- Netzanpassungsmaßnahmen in Bezug auf Netzkapazität und Netztopologie
- Übersicht zur H<sub>2</sub>-Toleranz von Gasleitungen und Netzkomponenten in Bezug auf Material oder Funktion sowie von Gasanwendungen
- Anpassungsmöglichkeiten des Netzbetriebs bei H<sub>2</sub>-Beimischung mit Diskussion der jeweiligen Vor- und Nachteile sowie Anwendungsgebiete
- Möglichkeiten der Gasabrechnung bei H<sub>2</sub>-Beimischung
- Konzeption eines Umstellprozesses von Erdgas auf H<sub>2</sub> im Verteilnetz anhand eines Beispielverteilnetzes

**Bericht im  
DVGW-Regelwerk:**

<https://www.dvgw-regelwerk.de/plus#technische-regel/dvgw-g-201824-d-2.4/064fd4>

## TP3 H<sub>2</sub>-Readiness Gasanwendungen und Gasinstallationen

### D 3.1 Grundlagen- und Meta-Studien-Paket zum Einfluss von H<sub>2</sub> auf Gasanwendungen und Meta-Studie: H<sub>2</sub>-ready mobile Anwendungen

- Auswirkungen der H<sub>2</sub>-Beimischung auf wesentliche Stoffeigenschaften wie Dichten, Heiz- und Brennwerte, Wobbe-Indizes und andere verbrennungstechnisch relevante Größen
- Auswirkungen der H<sub>2</sub>-Beimischung reaktionskinetische Aspekte in Bezug auf Verbrennungsgeschwindigkeiten und Zündverhalten
- Auswirkungen höherer Wasserstoffgehalte im Erdgas auf konkrete Anwendungen in Haushalt, Industrie und Kraftwerkstechnik
- Extrabericht von D 3.1 „TP 3.4“: Meta-Studie: H<sub>2</sub>-ready mobile Anwendungen (Personen- und Lastverkehr auf der Straße, Schiffe und Schienenfahrzeuge, Luftfahrt)
- Diskussion ökonomisch-ökologischer Aspekte verschiedener Kraftstoffe bzw. Gemische (0–20 Vol.-% und 100 Vol.-%) und Antriebstechnologien

**Bericht im DVGW-Regelwerk:**  
*Teilbericht 1*

<https://www.dvgw-regelwerk.de/plus/#technische-regel/dvgw-abschlussbericht-g-201824-3.0/971fb3>

*Teilbericht 2*

<https://www.dvgw-regelwerk.de/plus/#technische-regel/dvgw-abschlussbericht-g-201824-3.4/9dde3f>

### D 3.2 Bewertungskriterien und Versuchsprogramm zur H<sub>2</sub>-Verträglichkeit von Gasanwendungen

- Repräsentative Abbildung von Brenner- und Regelungstechnologien im Bestand.
- Aspekte des Versuchsprogrammes: Sicherheitskonzepte bzw. Betriebssicherheit der Gasverwendungstechniken bei Wasserstoffbeimischungen, Funktions-, Leistungs- und Effizienzbetrachtungen

**Bericht im DVGW-Regelwerk:**

<https://www.dvgw-regelwerk.de/plus/#technische-regel/dvgw-g-201824-d-3.2/d2fb00>

### D 3.3 Bewertung der H<sub>2</sub>-Verträglichkeit von Gasanwendungen bis zu einer Grenze von 50 Vol.-%

- Theoretische und experimentelle Bewertung von Heizgeräten für Haushalte, industriellen Anwendungen und Gasinstallationen

**Bericht im DVGW-Regelwerk:**

<https://www.dvgw-regelwerk.de/plus#technische-regel/dvgw-g-201824-d-3.3/77cb35>

### D 3.4 Kompensationsstrategien und Anpassungsmaßnahmen für Gasanwendungen und Gasinstallationen bis zu einer H<sub>2</sub>-Grenze von 50 Vol.-%

- Anwendungsbeispielen von Mess- und Regelungskonzepten für den Umgang mit Anwesenheit von H<sub>2</sub> (bis zu 50 Vol.-%) und die mögliche Schwankung des H<sub>2</sub>-Anteils
- Unterscheidung nach Brennersystemen (vorgemischt und nicht vorgemischt) und Anwendungstechniken der Industrie (Brennertechnologien und stoffliche Nutzung) und Haushalte
- Übersicht zu H<sub>2</sub>-Sensorik

**Bericht im DVGW-Regelwerk:**

<https://www.dvgw-regelwerk.de/plus#technische-regel/dvgw-g-201824-d-3.4/9d1d02>

### D 3.5 Kompensationsstrategien und Anpassungsmaßnahmen für Gasanwendungen und Gasinstallationen bis zu einer H<sub>2</sub>-Grenze von 100 Vol.-%

- H<sub>2</sub>-Readiness von Haushaltsgaszählern und Gasströmungswächtern bis 100 Vol.-% H<sub>2</sub> zu folgenden Aspekten:
  - ✓ Wirkung auf Gaszählung/-abrechnung
  - ✓ Dichtigkeit von Bauteilen und Verbindungen (Gewinde, Presssysteme) sowie Leckageraten
  - ✓ Langzeitverhalten von Elastomeren
  - ✓ Funktion sowie innere und äußere Dichtheit von Absperrreinrichtungen
  - ✓ Leitungsdimensionierung nach TRGI

**Bericht im DVGW-Regelwerk:**

<https://www.dvgw-regelwerk.de/plus#technische-regel/dvgw-g-201824-d-3.5/be79d9>

<b>TP4</b> Energiesystemanalyse	
<b>D 4.1</b>	<b>Datengrundlagen und Rahmenbedingungen von gasbasierten Szenarien für die Energieversorgung in Deutschland</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Auswertung bestehender Szenarien zur Gasnachfrage (BDI, BMU, dena I, NEP Gas, BMWI Langfristszenarien I)</li> <li>▪ Modellbeschreibung und Datengrundlage für die Modellierung der Sektoren Verkehr, Gebäude, Industrie, Energieerzeugung</li> <li>▪ Beschreibung der Annahmen für die Leitplankenszenarien „Stromanwendungen“ und „Biomasse- und EE-strombasiertes Methan und 20% Beimischung von H2“</li> </ul>	<p><b>Bericht im DVGW-Regelwerk:</b></p> <p><a href="https://www.dvgw-regelwerk.de/plus#technische-regel/dvgw-g-201824-d-4.1/223a8d">https://www.dvgw-regelwerk.de/plus#technische-regel/dvgw-g-201824-d-4.1/223a8d</a></p>
<b>D 4.2</b>	<b>Ergebnisse der Leitplankenszenarien („Strom“ / „EE-Methan + 20% H2“)</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Beschreibung unterschiedlicher Ausgestaltungsformen des Energiesystems mit 95 % Klimaneutralität durch drei Fokus-Szenarien:</li> <li>▪ Zeitliche Modellierung der Verbreitung klimafreundlicher Technologien und dem Hochlauf deren Energieträger in den Nachfragebereichen Verkehr, Gebäude und Industrie sowie dem Energieangebotssektor</li> <li>▪ (Sanierungs-) Kostenvergleich von Variationen der Szenarien mit unterschiedlichen jährlichen Sanierungsraten von 0,8 %, 1,4 % und 2,0 %</li> </ul>	<p><b>Bericht im DVGW-Regelwerk:</b></p> <p><a href="https://www.dvgw-regelwerk.de/plus#technische-regel/dvgw-g-201824-d-4.2/002e79">https://www.dvgw-regelwerk.de/plus#technische-regel/dvgw-g-201824-d-4.2/002e79</a></p>
<b>D 4.3</b>	<b>Gasnetzmodell zur Kopplung mit einer Energiesystemmodellierung</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Untersuchung zum Aufbau eines Gastransportnetzmodells auf Basis öffentlich verfügbarer Daten</li> </ul>	<p><b>Bericht im DVGW-Regelwerk:</b></p> <p><a href="https://www.dvgw-regelwerk.de/plus#technische-regel/dvgw-g-201824-d-4.3/d6c827">https://www.dvgw-regelwerk.de/plus#technische-regel/dvgw-g-201824-d-4.3/d6c827</a></p>
<b>D 4.4</b>	<b>Ergebnisse des Leitplankenszenarios „Wasserstoffverwendung“</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Beschreibung der Annahmen des Wasserstoffszenarios</li> <li>▪ siehe D 4.2</li> </ul>	<p><b>Bericht im DVGW-Regelwerk:</b></p> <p><a href="https://www.dvgw-regelwerk.de/plus#technische-regel/dvgw-abschlussbericht-g-201824-d-4.4/b952f4">https://www.dvgw-regelwerk.de/plus#technische-regel/dvgw-abschlussbericht-g-201824-d-4.4/b952f4</a></p>
<b>D 4.5</b>	<b>Kernaussagen und Handlungsempfehlungen aus dem Projekt Roadmap Gas 2050</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ableitungen von Kernaussagen, strategischen Leitlinien sowie Handlungsempfehlungen aus den Projektergebnissen für den DVGW, seine Mitgliedsunternehmen, die Gasbranche und die Politik</li> </ul>	<p><b>vorliegendes Dokument</b></p>

Weitere Informationen zur Roadmap Gas 2050 auf [www.roadmap-gas-2050.de](http://www.roadmap-gas-2050.de).

## 2 Kernaussagen Roadmap Gas 2050

In diesem Bericht werden die relevantesten Ergebnisse der 17 Teilberichte (Deliverables) in vier Kernaussagen zusammengefasst. Für jede dieser Aussagen werden die jeweiligen Erkenntnisse, die zu der jeweiligen Schlussfolgerung führen, aufgegriffen. Ebenso finden sich im Text Angaben dazu, in welchem Bericht bzw. Deliverable die jeweiligen Ergebnisse veröffentlicht wurden.

### 2.1 Erneuerbare Gase für eine Transformation des Energiesystems

#### Kernaussage 1:

Erneuerbare Gase können für eine Transformation des Energiesystems in ausreichender Menge und zu konkurrenzfähigen Kosten zur Verfügung gestellt werden.

↳ **Es stehen technisch ausgereifte und zu weiten Teilen kommerziell verfügbare Technologien zur Verfügung, um erneuerbare Gase zu erzeugen und bereitzustellen.**

Im Projekt Roadmap Gas 2050 wurden Technologien zur Bereitstellung von Biomethan in fermentativen Prozessen, synthetisches Methan aus der thermischen Aufbereitung von ligninreicher Biomasse, erneuerbares Methan erzeugt mit grünem Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid hinsichtlich ihres Technologiereifegrades (TRL) bewertet (siehe Deliverable 1.1 und 1.2). Alle betrachteten Verfahren sind bereits im Pilotmaßstab verfügbar oder bereits Stand der Technik (s. Tabelle 2).

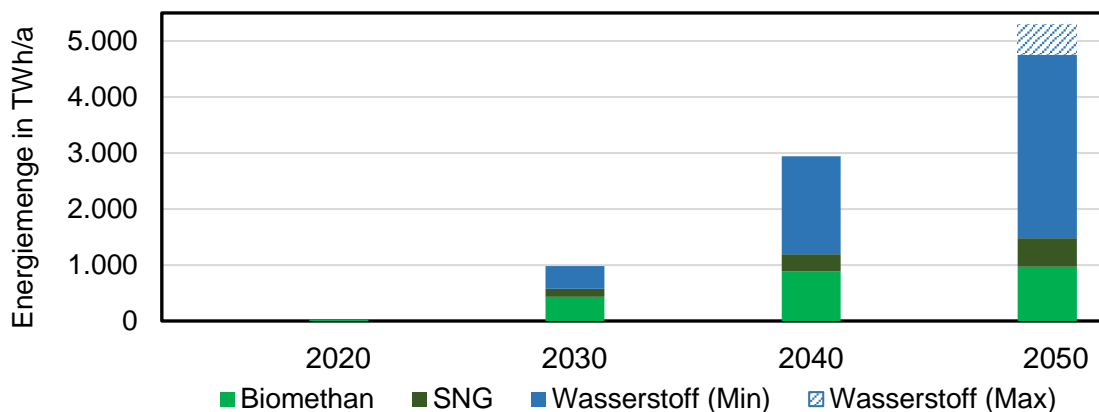
**Tabelle 2: Technologiereifegrad der verfügbaren Erzeugungsverfahren für klimafreundliche Gase**

Energieträger	Verfahren	TRG*
<b>Methanreiche Gase</b>		
<b>Biomethan</b>	Fermentierung von Biomasse und Aufbereitung des entstehenden Biogases	<b>9</b> <i>vielfach eingesetzt und kommerziell verfügbar</i>
<b>Erneuerbares Methan (EE-Methan)</b>	Umwandlung von grünem Wasserstoff zu EE-Methan in einer Methanisierungsanlage	<b>9</b> <i>demonstriert und kommerziell verfügbar</i>
<b>Synthetisches Methan (SNG)</b>	Thermische Aufbereitung von ligninreicher Biomasse	<b>7-8</b> <i>im Demonstrations-/ Pilotmaßstab verfügbar</i>
<b>Wasserstoff</b>		
<b>Grüner Wasserstoff</b>	Wasserelektrolyse betrieben mit erneuerbarem Strom	<b>9</b> <i>Stand der Technik</i>
<b>Blauer Wasserstoff</b>	Dampfpreformierung mit CO <sub>2</sub> -Abtrennung und Speicherung (CCS)	<b>9</b> <i>Stand der Technik</i>
<b>Türkiser Wasserstoff</b>	Aufspaltung von Methan in Wasserstoff und Kohlenstoff mittels Pyrolyse-Technologie	<b>6-7</b> <i>im Demonstrations-/ Pilotmaßstab verfügbar</i>

\* Technologiereifegrad von 9="Stand der Technik", kommerziell verfügbar und einsetzbar bis 0="nicht verfügbar"

- Die Potenziale erneuerbarer Gase in Europa und Deutschland sind ausreichend hoch, um eine Grundversorgung zu sichern. Der zukünftige Bedarf an erneuerbaren Gasen (EE-Gas) in Deutschland von bis zu 940 TWh kann aus heimischen Quellen und durch den Import aus Europa gedeckt werden.**

In einer Potenzialanalyse (siehe Deliverable 1.2) wurden die länderspezifischen Potenziale der Europäischen Union und von Großbritannien (EU 27+UK) für Biomethan, synthetisches Methan (SNG) und Wasserstoff unter Berücksichtigung des technischen Markthochlaufs ermittelt. Schon im Jahr 2030 steht im Raum EU27+UK ein Potenzial von bis zu 1000 TWh zur Verfügung. Bis 2050 steigt dieses auf bis zu 5300 TWh (siehe Abbildung 2).



**Abbildung 2: Länderspezifische EE-Gaspotenziale der EU 27+UK unter Berücksichtigung eines Markthochlaufs der verschiedenen Erzeugungstechnologien ohne EE-Methan**

Um das Importpotenzial von erneuerbaren Gasen aus dem europäischen Ausland nach Deutschland zu ermitteln, wurde auf Basis der energiepolitischen Ziele aller Länder der EU 27+UK das jeweilige länderspezifische Exportpotenzial bestimmt. Daraus ergibt sich für das Jahr 2050 ein Importpotenzial für Deutschland von 600 TWh an methanreichen EE-Gasen. Zusammen mit den heimischen Quellen (355 TWh) können methanreiche EE-Gas in einem Umfang von 955 TWh in 2050 bereitgestellt werden.

- Erneuerbare Gase sind konkurrenzfähig. Denn die Bereitstellungskosten in Deutschland liegen zwischen 7 und 15 ct/kWh<sup>1</sup> bezogen auf den Heizwert.**

In Teilprojekt 1 der Roadmap Gas 2050 wurden Fallbeispiele für die Bereitstellung von erneuerbaren Gasen detailliert analysiert und die jeweiligen potenziellen Kosten bis zum Jahr 2050 ermittelt (siehe Deliverable 1.1 und 1.2). Die berechneten Bereitstellungskosten für den Gasbezug in Deutschland berücksichtigen sowohl Gestehungs- als auch Transportkosten. Für Biomethan und SNG aus Schweden werden Kosten zwischen 10 und 11 ct/kWh erwartet (s. Abbildung 2). Durch die Integration von grünem Wasserstoff über Power-to-Gas können die SNG-Kosten durch die Verringerung der spezifischen Transportkosten gesenkt werden.

Für die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff in der MENA-Region werden perspektivisch geringere Kosten erwartet. Insbesondere die Effizienz der Wasserelektrolyse steigt bei

<sup>1</sup> In 2022 betrug der mittlere Spotmarktpreis 12,6 ct/kWh (BDEW, Erdgasdaten aktuell, 30.01.2023)

gleichzeitig sinkenden Investitionskosten. Dies hat ebenfalls Auswirkungen auf die Bereitstellung von erneuerbarem Methan aus der MENA-Region. Hier zeigt die Bewertung, dass eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten im Vergleich zur Abtrennung aus der Luft ein Kostenoptimierungspotenzial darstellt. Der Vergleich der spezifischen Transportkosten aus der MENA-Region zeigt, dass diese für den pipelinegebundene H<sub>2</sub>-Transport um ca. das Dreifache höher sein werden als der Transport von Methan. Jedoch sind beim Wasserstoff die Bereitstellungskosten in Summe geringer. Grund dafür ist die höhere energetische Effizienz der H<sub>2</sub>-Produktion in der MENA-Region im Vergleich zur Methan-Produktion und den damit verbundenen geringeren Gesteungskosten.

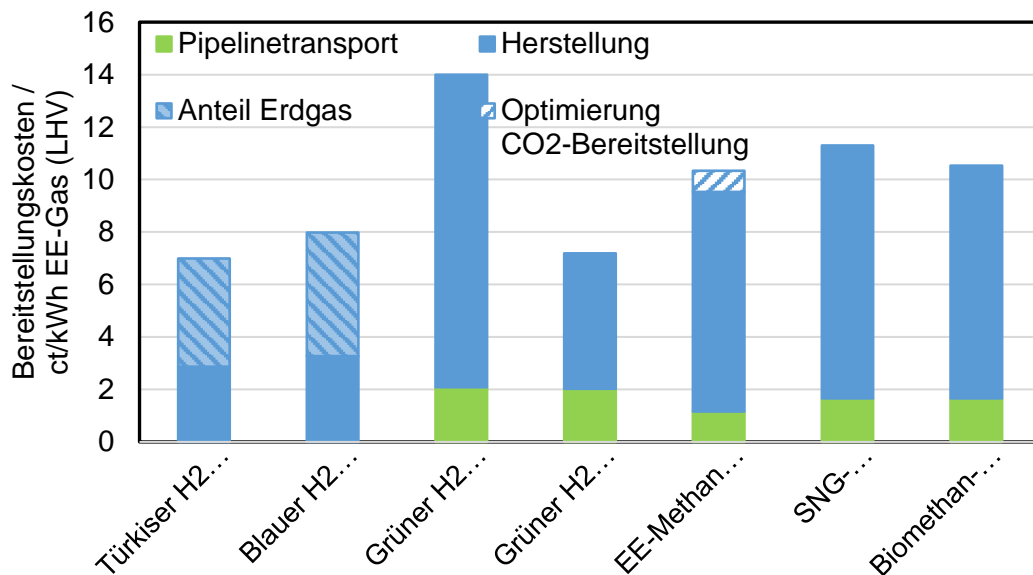


Abbildung 2: Gegenüberstellung der Bereitstellungskosten für grünen, blauen und türkisen Wasserstoff sowie dem Import von SNG und Biomethan aus Schweden.

## 2.2 Gasinfrastruktur und Anwendungen für die Wasserstoffnutzung

### Kernaussage 2:

Die Gasinfrastruktur und die Anwendungen sind auch für ein Energiesystem mit Wasserstoffnutzung in allen Sektoren mit moderaten Anpassungen weiter verwendbar.

- ↘ Für eine Einführung von Wasserstoff im Verteilnetz ist die Beimischung von 20 Vol.-% Wasserstoff zum Erdgas technisch möglich und wird als schnelle Möglichkeit zur Senkung der Treibhausgas(THG)-Emissionen angesehen.**

Zahlreiche Projekte der DVGW-Forschung (Details dazu siehe Deliverable 2.3) haben bereits gezeigt, dass im Bereich der Gasverteilnetze 96 % der Leitungen wasserstofftauglich sind. Somit müssen die Gasleitungen, die den Großteil der Gasnetzinfrastruktur darstellen, weder für die Beimischung von Wasserstoff noch für die Umstellung auf Wasserstoff ausgetauscht werden. Bei einzelnen Komponenten und Bauteilen, wie bspw. Messkomponenten im Verteil-



netz, sind Anpassungen für eine Beimischung von 20 Vol.-% notwendig. Weitere Komponenten sind mit einer Einzelfallprüfung auf Wasserstofftauglichkeit zu prüfen. Somit ist eine Wasserstoffbeimischung in vielen Netzen schon heute umsetzbar.

Im Projekt Roadmap Gas 2050 wurden Industrie- und Haushaltsanwendungen mit unterschiedlichen Gasgemischen auf ihre Wasserstofftauglichkeit hin untersucht (Deliverable 3.3). Darauf basierend lässt sich ableiten, dass bis zu einer technischen Beimischungsquote von 20 Vol.-% Wasserstoff ein sicherer Betrieb der jeweiligen Anwendungen durch verschiedene Anpassungs- und Kompensationsmaßnahmen gewährleistet werden. Auch wurde gezeigt, dass Hausinstallationen mit 20 Vol.-% Wasserstoff sicher betrieben werden können.

↳ **Eine netzseitige Umstellung von Bestandsnetzen inklusive Anwendern auf 100 Vol.-% Wasserstoff ist grundsätzlich technisch machbar. Sie erfordert jedoch die Verfügbarkeit von für Wasserstoff geeigneten „H<sub>2</sub>-ready“ Geräten. Diese sind für die nahe Zukunft von verschiedenen Herstellern angekündigt.**

Die Gasverteilnetzleitungen sind dagegen zu 96 % wasserstofftauglich. Anpassungsbedarf besteht bei den oberirdischen Anlagen im Gasverteilnetz, z.B. bei sicherheitsrelevanten Ventilen, Messtechnik, Filtern und Regelgeräten (siehe Deliverable 2.3).

Der Aufwand für die Umstellung auf Wasserstoff hängt wesentlich davon ab, ob die Anwendungen getauscht oder nur angepasst (Umrüstkit) werden müssen. Einige Hersteller entwickeln bereits Heizungsgeräte für einen Umrüstkit (Deliverable 3.5), sodass im Umstellungsfall nur ein Bauteil in der Therme ausgetauscht werden muss. Es empfiehlt sich daher, so früh wie möglich beim Heizungstausch auf diese umrüstbaren Heizgeräte zu setzen.

## 2.3 Umstellung der Gasinfrastruktur auf klimafreundlichen Wasserstoff

### **Kernaussage 3:**

Die Umstellung der Gasinfrastruktur auf klimafreundlichen Wasserstoff ist im Verhältnis zu den allgemeinen Kosten der Energiewende kosteneffizient möglich und schon heute zu beginnen.

↳ **Die Umstellkosten sind durchschnittlich mit 1,3 – 2,6 Mrd. Euro pro Jahr als moderat zu bezeichnen.**

Die Anpassung der deutschen Gasinfrastruktur hinsichtlich H<sub>2</sub>-Readiness ist der essenzielle Schritt, damit Wasserstoff als Energieträger in Deutschland in großen Mengen eingesetzt werden kann. Es wurden mehrere Szenarien für unterschiedliche Wasserstoffhochläufe betrachtet (Deliverable 2.3). Abbildung 3 zeigt die Investitionen, welche für die Transformation des deutschen Gassektors erforderlich sind, zusätzlich zu den fortlaufenden Erneuerungs- und Instandhaltungskosten. Demnach liegen die Investitionen bis zum Jahr 2045 je nach Szenario zwischen 31 und 59 Mrd. €, das entspricht einer überschaubaren Steigerung von 16 bis 30 % gegenüber den für die reguläre Erneuerung erforderlichen Investitionen im Benchmark-Szenario (gesamt: 194 Mrd. €). Dabei hängt die Höhe der Mehrinvestitionskosten maßgeblich von

der angestrebten Wasserstoffverträglichkeit, der Anzahl an Anpassungsstufen sowie dem Zeitpunkt für die Ertüchtigung der Verteilnetzebene. Die Kosten der Gasanwendungen wurden in dieser Studie nur im Bereich der Haushalte ermittelt, die industriellen Gasanwendungen erfordern eine Einzelfallbetrachtung. Im Vergleich zu den Kosten der Energiewende von 1 - 6 Billion Euro bis 2045<sup>2</sup> sind die Kosten als moderat zu bezeichnen.

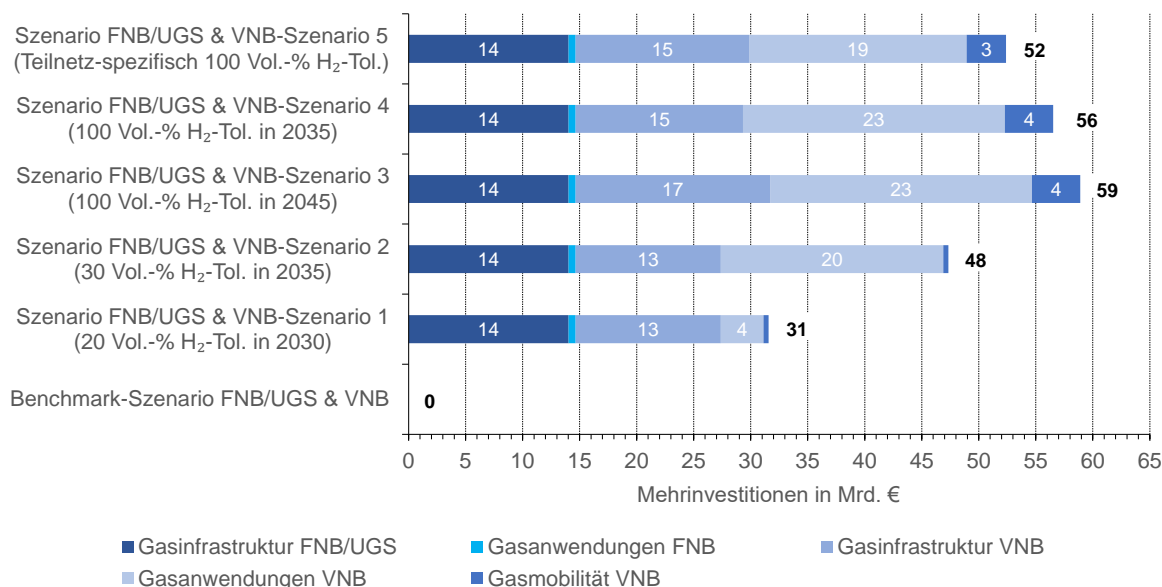


Abbildung 3: Szenarienvergleich: Mehrinvestitionen 2021 – 2045

### ↳ Die Gasnetze werden trotz eines Rückgangs des Gasbedarfs auch 2045 zu einem Großteil noch benötigt werden.

Das Wasserstoffszenario zeigt im Simulationszeitraum von 2020 bis 2045 im Gebäudesektor eine Reduktion des Endenergieverbrauches für Wärme um 46 %. Verantwortlich dafür sind energetische Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle, effizientere Heizungstechnologien sowie die Nutzung anderer Energieträger. Dabei wurde eine moderate jährliche Sanierungsrate von 1,4 %/a unterstellt. In 2030 finden noch 248 TWh gasbasierte Energieträger (Erdgas, Wasserstoff, Biomethan) eine Verwendung im Gebäudesektor (s. Abbildung 4). Bis 2045 geht der Anteil der fossilen Energieträger auf null zurück und es werden noch 101 TWh grüner Wasserstoff und Biomethan genutzt. Dieser Rückgang von ca. 70 % bezogen auf 2020 bzw. knapp 60 % bezogen auf 2030 bei der Energie spiegelt sich nicht in den im Verteilnetz verteilten Gasvolumen wider. Durch die Überführung der Gaswirtschaft von Erdgas auf Wasserstoff gehen die verteilten Gasmengen bezogen auf 2020 bis 2045 um ca. 32 % und bezogen auf 2030 um ca. 19% zurück.

Im Simulationszeitraum werden 16,7 Millionen Gas-/Wasserstoff-Zentralheizungen zugebaut, gefolgt von 8,4 Millionen Wärmepumpen. Gasanschlüsse überwiegen dennoch in dem Szenario (s. Abbildung 4). Insgesamt liegen die Zubauraten der mit über 46,5 % auf einem hohen

<sup>2</sup> Helmcke, S., Huess, R., Hieronimus, S., Engel, H.; Net-Zero Deutschland; McKinsey September 2021  
 Pittel, K., Henning, H.-M.; Was und die Energiewende wirklich kosten wird; <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klimapolitik-energie-wende-erfolgreich-steuern-16280130.html> ; geladen 23.02.2023  
 Statista; <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/899050/umfrage/kosten-der-energie-wende/>; geladen 23.02.2023  
 Burchardt, J., et al.; Klimapfade 2.0, BDI; Oktober 2021  
 Gerbert, P., et al.; Klimapfade für Deutschland; BDI; Januar 2018

Niveau. Dadurch, dass noch Industrie und Gewerbe durch die Gasverteilnetze versorgt werden, kann davon ausgegangen werden, dass die Gasverteilnetze auch 2045 in breiter Fläche benötigt werden.

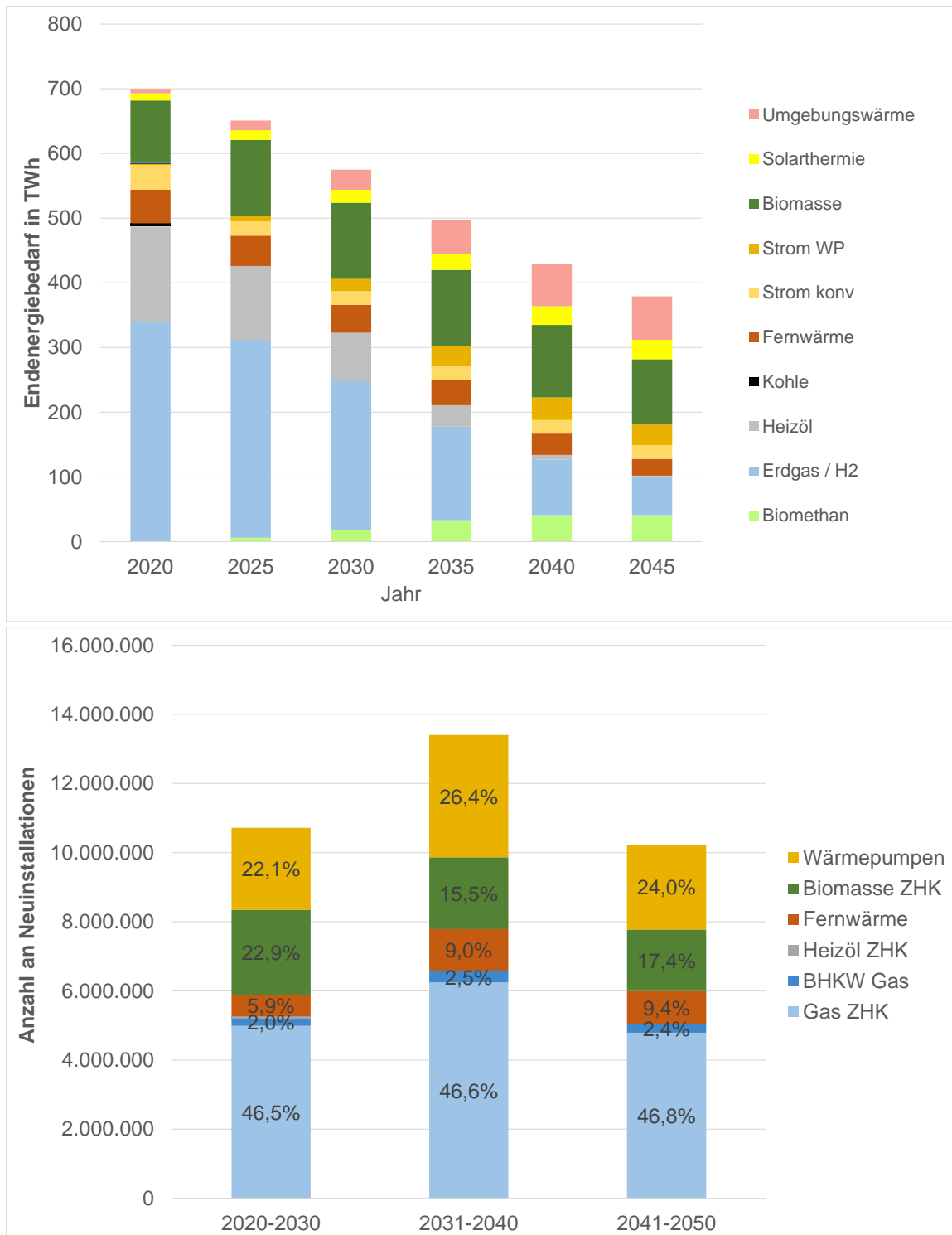


Abbildung 4: Entwicklung des Gebäudesektors im WasserstoffszENARIO

## 2.4 Gas, ein wichtiger Energieträger in zukünftigen Energiesystemen

### Kernaussage 4:

Gas kann ein wichtiger Energieträger in zukünftigen Energiesystemen bleiben.

- ↳ **Erneuerbare Gase Können kurz- und langfristig einen signifikanten Beitrag zur THG-Neutralität Deutschlands und Europas beitragen. Die Szenarien zeigen, dass die Klimaziele auch in Gasszenarien eingehalten werden können.**

In einem klimaneutralen Energiesystem der Zukunft können erneuerbare Gase einen Beitrag leisten und eine zur Elektrifizierung komplementäre Lösung sein. Denn gerade die im Klimaschutzgesetz 2021 festgelegten CO<sub>2</sub>-Minderungsziele bis 2030 können nur erreicht werden, wenn alle schnell umsetzbaren Maßnahmen zum Zuge kommen. Hierzu gehört insbesondere der Einsatz erneuerbarer Gase wie Biomethan, EE-Methan und Wasserstoff. 2030 ergibt sich im Wasserstoffszenario eine Wasserstoffnachfrage von 99 TWh, die bis 2045 deutlich auf 664 TWh ansteigt. Die anderen Gase (Erdgas, Biogas und synthetisches Methan) werden in 2030 mit 519 TWh nachgefragt und in 2045 noch mit 76 TWh. Die sektorale Aufteilung wird in der Abbildung 5 dargestellt.

Die erneuerbaren Gase können über die bestehenden Infrastrukturen den Anwendungen einfach zugeführt werden. Zu erkennen ist deutlich, dass die Nachfrage im Sektor Gebäude/Wärme bis 2045 abnimmt und im Sektor Industrie zunimmt. Somit konnte mit den im Teilprojekt 4 der Roadmap Gas 2050 durchgeführten Modellierungen gezeigt werden, dass in Kombination mit Effizienzverbesserungen und Direkteinsatz von erneuerbarem Strom in allen Sektoren das Energiesystem in Deutschland bis 2045 klimaneutral werden (siehe Deliverable 4.2 und 4.3).

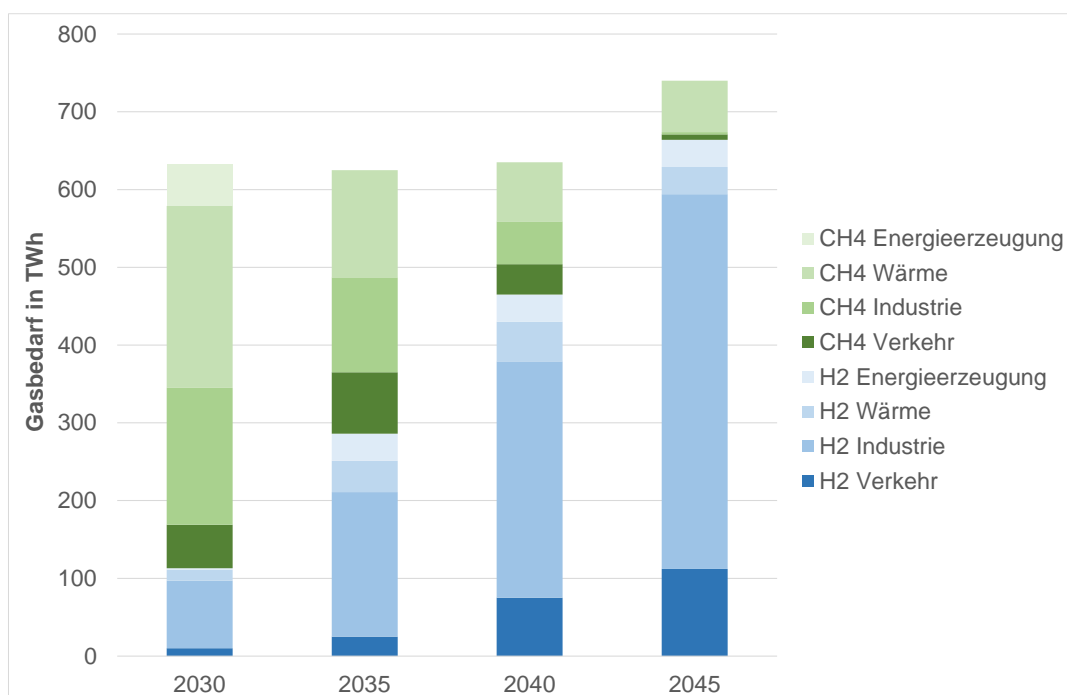


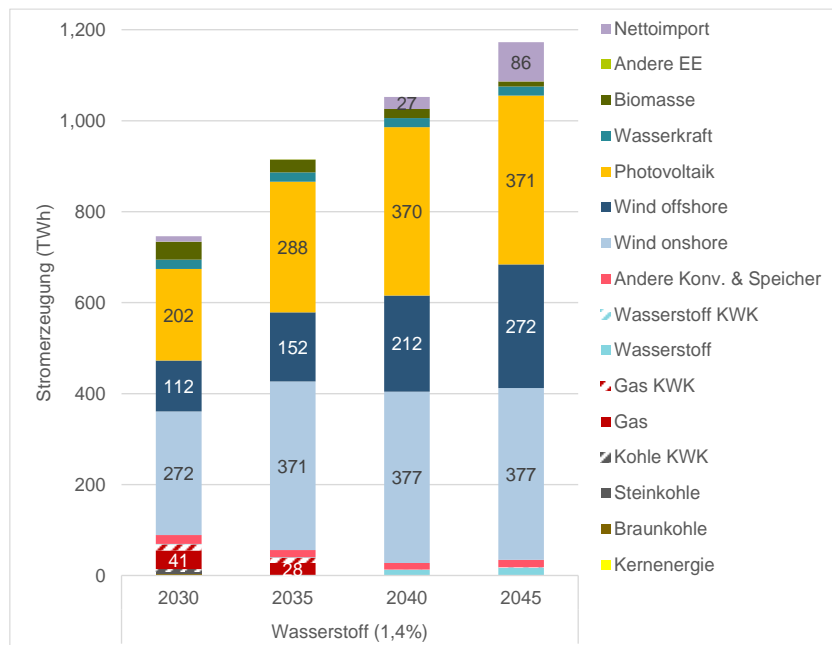
Abbildung 5: Gasnachfrageentwicklung im Wasserstoffszenario

- ↳ Elektrolysekapazitäten und Speicher sind bis 2045 in Deutschland als Flexibilitäts-option im Energiesystem notwendig. Insbesondere Elektrolyseleistungen werden benötigt, um relevante Abschaltungen bei PV und Wind zu vermeiden und ausreichend Wasserstoff zur Speicherung für positive Residuallasten zu erzeugen.**

Bei der systemischen Betrachtung (s. Deliverable 4.3) führen die politischen Vorgaben zum Ausbau von erneuerbaren Energien als Randbedingung der Energiesystemmodellierung zu einer Stromerzeugung in Deutschland von 1172 TWh im Wasserstoffszenario (s. Abbildung 6). Insgesamt werden ca. 87 % davon 2045 durch 631 GW Stromerzeugungsleistung der nicht gesicherten Quellen Wind und PV bereitgestellt. Schon 2030 werden ca. 36 TWh Strom zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt, was ca. 6 % der volatilen Stromerzeugung darstellt. Bis 2045 wächst dieser Anteil auf ca. 38 % (388 TWh) an.

Die Angebotsoptimierung zeigt zudem, dass Wasserstoff als saisonales Speichermedium zur Stromerzeugung bei wetterbedingter Deckung von positiven Residuallasten kosteneffizient ist. In der Optimierung übersteigt das genutzte Arbeitsgasvolumen von 59 TWh das Fassungsvermögen (bezogen auf das Speichervolumen) aktuell genutzter Erdgas-Salzkafernenspeicher. Durch die Speicherfähigkeit von Wasserstoff können mittels Elektrolyse insbesondere hohe Windeinspeisungen in Frühjahr und Herbst beziehungsweise hohe PV-Spitzen im Sommer in Wasserstoff umgesetzt werden. Wasserstoff ist somit ein wichtiger Bestandteil für die Integration von erneuerbaren Stromerzeugern in das Energiesystem.

Dabei zeigt sich, dass Erzeugungsspitzen im Sommer eine Elektrolyseleistung von ca. 111 GW benötigen, um größere Abregelungen zu vermeiden (s. ). Im Winter sind es immerhin noch 73 GW. Somit führen die deutschen Ausbauziele für Erneuerbare Energien zu einem hohen Bedarf an Elektrolysekapazitäten und Speicheraufbau zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und zum Flexibilitätsausgleich.



**Abbildung 6: Stromerzeugung und Außenhandelsbilanz Deutschland im Wasserstoffszenario**

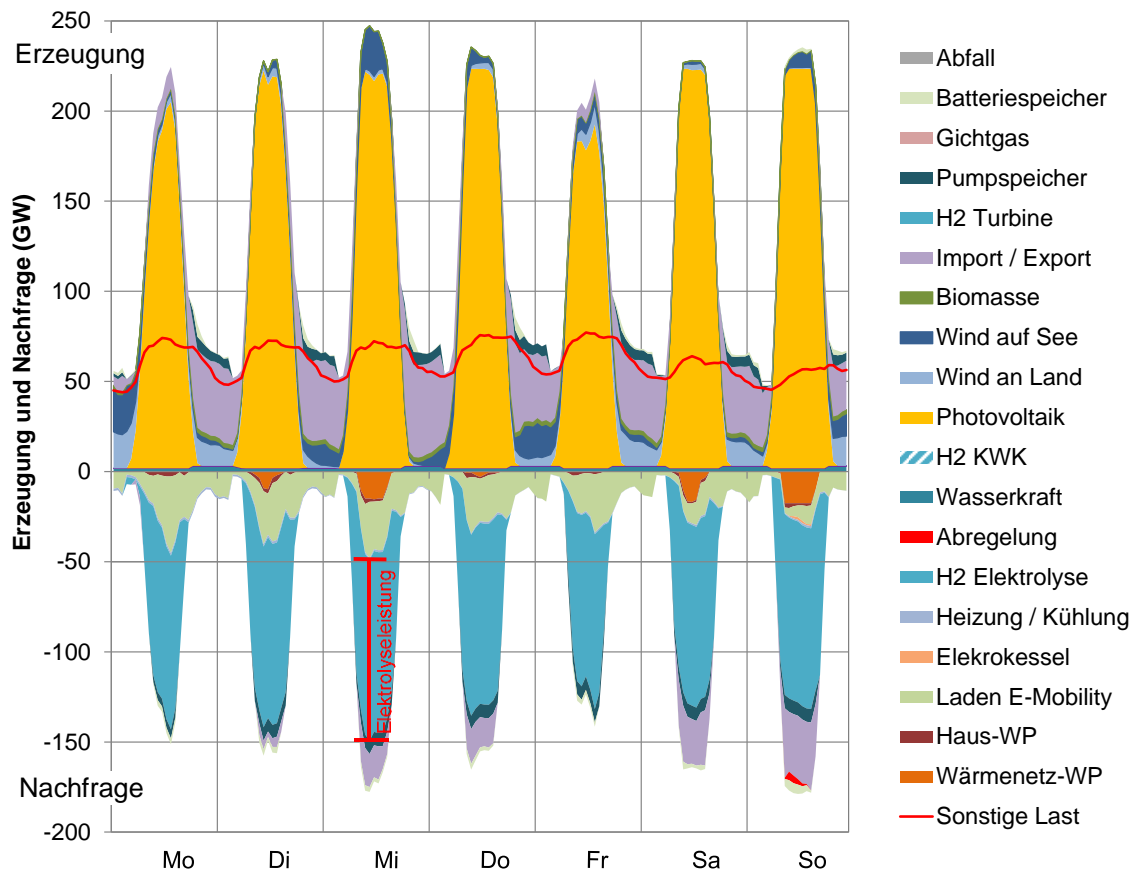


Abbildung 7: Kraftwerkseinsatz Deutschland im WasserstoffszENARIO (2045, Kalenderwoche 24).

↳ Eine technologieoffene Transformation kann zum einen den Hemmungen der Umsetzung begegnen und zum anderen z.B. im Gebäudesektor Kosten minimieren.

Auch wenn eine Elektrifizierung von Anwendungen den Vorteil hat, dass die eingesetzte Energie sehr effizient genutzt werden kann, müssen auch weitere Aspekte wie Umsetzbarkeit, Akzeptanz, Personal- und Ressourcenmangel sowie betriebswirtschaftliche Fragestellungen für die Ausgestaltung eines Energiesystems beachtet werden. So kann eine moderate Elektrifizierung im Gebäudesektor zwar helfen, an anderer Stelle Kosten zu sparen. Hohe Sanierungsraten führen jedoch zu deutlich höheren Systemkosten. In Abbildung 8 ist ein Vergleich der energetischen Sanierungsraten 0,8, 1,4 und 2,0 %/a für das methanbasierte und das strombasierte Szenario dargestellt. Zu erkennen ist, dass die Systemkosten mit zunehmender Sanierung steigen. Dagegen scheinen niedrige Sanierungsraten hohe Betriebskosten zu verursachen. Daher scheint ein Optimum bei moderaten Sanierungsraten und einem höheren Einsatz von Gas für die Wärmeerzeugung zu liegen (s. Deliverable 4.2).

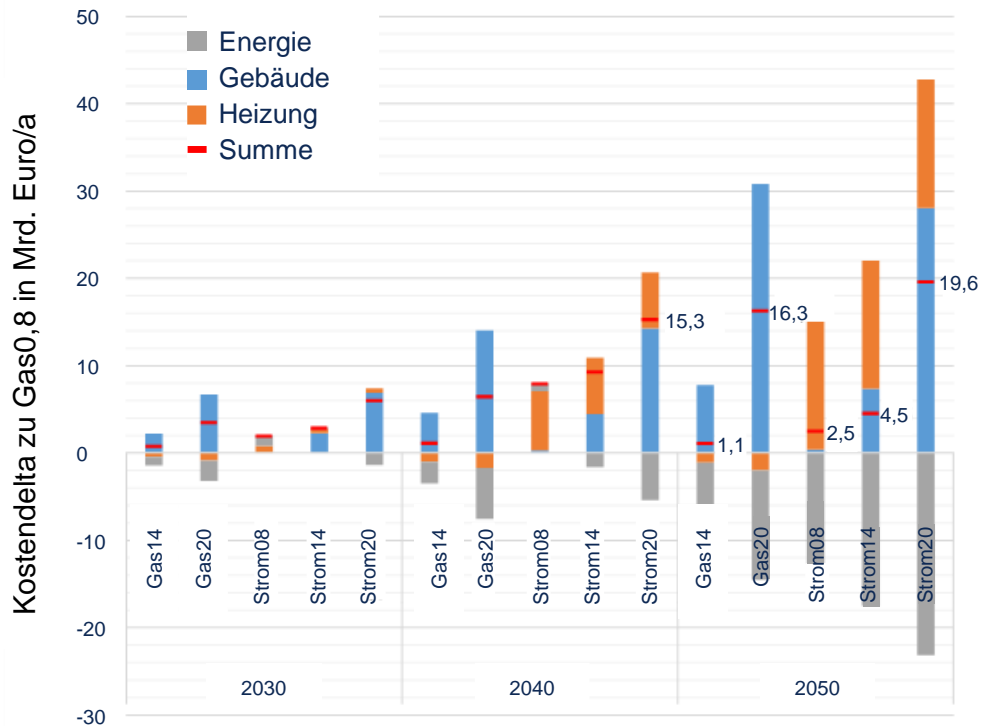


Abbildung 8: Kostenvergleich Leitplankenszenarien Strom und EE-Gas+H2 Gebäudesektor

## 2.5 Fazit zu den Kernaussagen aus Roadmap Gas 2050

Roadmap Gas 2050 hat gezeigt, dass die Ziele der Energiewende für 2030 und 2045 auch mit Fokus auf die regenerativen Gase Methan (EE-Methan, Biogas und SNG) und Wasserstoff erreicht werden können. Hierbei scheint der mögliche schnelle Hochlauf der regenerativen Gase in Kombination mit den existierenden Infrastrukturen ein starker Vorteil zu sein. Dabei ist aber die schnelle Anpassung der Infrastrukturen und der Nutzer an die zukünftigen Anforderungen von essentieller Bedeutung. Zum einen müssen verlässliche Rahmenbedingungen für die Nutzung regenerativer Gase geschaffen werden und zum anderen darauf aufbauend die einzusetzenden Technologien etabliert werden. Somit müssen alle Akteure eine gemeinsame Strategie verfolgen, so dass die Möglichkeiten zur Zielerreichung auch ausgeschöpft werden.

## 3 Handlungsempfehlungen

Die Akteure der Energiebranche und des Gasfachs müssen schon heute aktiv werden und Maßnahmen ergreifen, um die Weichen in Richtung Zielerreichung zu stellen. Hierbei ist zu empfehlen, dass alle Optionen für eine THG-Minderung genutzt werden, um in der verbleibenden Zeit bis 2030 bzw. 2045 die ambitionierten Ziele zu erreichen. Dennoch sind große Risiken zu erkennen, die eine Transformation des Energiesystems stark hemmen oder verändern können. Hier sind u.a. Akzeptanz, Handwerker- und Ressourcenknappheit, betriebswirtschaftliche Überlegungen und geopolitische Situationen zu nennen. Daher ist auch die Politik gefordert die Rahmenbedingungen so zu setzen, dass langfristige Planungen möglich werden. Aus den Ergebnissen der Roadmap Gas 2050 können Handlungsempfehlungen für die betroffenen Akteure abgeleitet werden, die einen Mehrwert und Flexibilität für die Erreichung der Ziele der Energiewende schaffen können.

### 3.1 Gasnetzbetreiber

Die Gasnetzbetreiber haben eine Schlüsselposition bei der Einführung von Wasserstoff und anderen erneuerbaren Gasen. Denn die Gasnetze ermöglichen zum einen Transport und Verteilung erneuerbarer Gase zum Nutzer und somit eine direkte Reduktion der THG-Emissionen in allen Sektoren. Zum anderen ermöglichen sie die Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen in das Energiesystem. Damit die Transformation der Gasinfrastruktur effizient gelingt, sollten folgende Handlungsempfehlungen umgesetzt werden:

- Daten zu Komponenten und Anlagen der Gasnetze sowie zu den Gasanwendungen und Verbrauchern möglichst umfänglich erfassen, um den Umstellungsbedarf auf Wasserstoff zu erfassen und die Umstellung effizient gestalten zu können
- bereits heute schon bei zustands- und alterungsbedingten Erneuerungen wasserstofftaugliche Komponenten einsetzen
- praxisnahe Demonstrationsprojekte für reinen Wasserstoff und Wasserstoffbeimischung umsetzen
- Personal als Sachverständige ausbilden, die für die Umstellung auf Wasserstoff erforderlich sind
- Sowohl Fernleitungsnetzbetreiber als auch Verteilnetzbetreiber sollten weiterhin schnellstmöglich und abgestimmt die Planungen zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur und die Transformation der Netze auf allen Ebenen vorantreiben und umsetzen. Dafür steht mit dem Gasverteilnetztransformationsplan (GTP) ein hilfreiches und unterstützendes Instrument zur Verfügung.

### 3.2 Gerätehersteller/Ausrüster

Der Energiebedarf kann nur mit einer Kombination aus effizienten Technologien und klimafreundlichen Energieträgern gedeckt werden. Neben erneuerbarem Strom und der Elektrifizierung spielen auch Wasserstoff, synthetisches Methan und die dazugehörigen Gastechnologien eine entscheidende Rolle für die Umsetzung der Energiewende in der Fläche. Um parallel zum Hochlauf der Wasserstoffbereitstellung die Nachfrage entwickelt zu können, müssen die



passenden Anwendungstechnologien zur Verfügung stehen. An dieser Stelle sind insbesondere die Hersteller von Geräten gefragt, die mit der Neuentwicklung von technologischen Innovationen, aber auch mit der Umrüstung bestehender Technologien oder Prozesse die Möglichkeit schaffen, Wasserstoff in vielen Anwendungsbereichen flächendeckend zu nutzen.

- Bestandsgeräte für eine schnell umsetzbare Beimischung von 20 Vol.-% Wasserstoff (evtl. mit Ergänzungsprüfungen) prüfen und für den Markt freigeben
- Neugeräte mit Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik zur Kompensation von Gasbeschaffenheitsschwankungen ausrüsten
- Entwicklung und Einführung kostengünstiger H2-Ready-Technologien voranbringen, die schnell auf 100 Vol.-% umgerüstet werden können

### 3.3 DVGW

Der DVGW als gesetzlich anerkannter Regelsetzer setzt die technischen Standards in Deutschland und Europa für das Gasfach fest und schafft somit Sicherheit bei der Versorgung mit Gas. In dieser Funktion muss der DVGW:

- das DVGW-Regelwerk (insbesondere bei der Gasanwendung) an die Beimischung von 20 Vol.-% Wasserstoff weiter anpassen, um eine schnelle und effiziente Einführung von regenerativem Wasserstoff in der Fläche zu ermöglichen
- im Regelwerk flexible Gasbeschaffenheiten wie z.B. das Absenken der Grenze der relativen Dichte auf 0,45 verankern, um kurzfristige Lösungen für die Einführung regenerativer Gase zu ermöglichen
- ein Regelwerk für 100 Vol.-% Wasserstoff bereitstellen, um Wasserstoffnetze zu ermöglichen
- eine deutschlandweite Strategie für die Umstellung der Gasinfrastruktur auf Wasserstoff entwickeln
- Schutzkonzepte für sensible Anwendungen vorschlagen, um die technische Sicherheit auch beim Betrieb mit Wasserstoffgemischen zu gewährleisten

### 3.4 Politik

Die Politik setzt die regulatorischen Rahmenbedingungen bzw. die Grenzen innerhalb derer sich ein Markt entwickeln und bewegen kann. Ziel des Ordnungsrahmens ist es, Planungs- und Investitionssicherheit zu schaffen und somit die Umsetzung energiewirtschaftlicher Vorhaben zu ermöglichen. Die Aufgabe der Politik ist es, hierfür lenkende und zugleich zielgerichtete Vorgaben zu machen. Wesentliche Fragestellungen hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit, dem Verhältnis von Schnelligkeit und Wirkung sowie der gesamtwirtschaftlichen Erlöse zu beachten. Aus diesen Gründen können technologieoffene Rahmenbedingungen, die die Ziele eventuell schneller und mit weniger Widerstand erreichen, eine sehr gute Alternative zu den effizientesten und kostengünstigsten Möglichkeiten sein. Basierend auf den Ergebnissen aus dem Projekt Roadmap Gas 2050 sollte die Politik deshalb folgende Weichen stellen:

- heimische Produktion von klimafreundlichen Gasen fördern, einschließlich der Biogas-erzeugung, der großskaligen H<sub>2</sub>-Erzeugung via Elektrolyse bei Offshore-Windanlagen
- Mittel- und langfristiger Aufbau von dezentralen Elektrolysekapazitäten zur Speicherung von nicht nutzbaren PV-Strom in Verteilnetzen
- Forschungsprogramme für die Entwicklung von Wasserstoffherstellungsverfahren bzw. deren Optimierung etablieren
- Europäisches H<sub>2</sub>-Netz sowie europäische Importoptionen schnellstmöglich aufbauen
- einen geeigneten regulatorischen Rahmen für Rechts- und Planungssicherheit beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur schaffen
- bestehende Regulierungen so anpassen, dass die H<sub>2</sub>-Beimischung als Lösungsoption zur Einführung von Wasserstoff auf Verteilnetzebene einfach möglich ist
- in der Gesetzgebung die zukünftige Nutzung von Gas in allen Sektoren zulassen, um die lokalen Gegebenheiten optimal bedienen zu können
- neben Energieeffizienz und THG-Senkung auf Basis eines technologieoffenen Ansatzes auch die Bewertungskriterien Systemintegration und Transformationsgeschwindigkeit bei der Anpassung/Umstellung von Energieanwendungen heranziehen
- die Betrachtung über alle Sektoren und die Einbeziehung der Infrastruktur sowie die vorgelagerten Netze in der kommunalen Wärmeplanung gesetzlich verankern

## 4 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Teilprojekte von Roadmap Gas 2050 mit den jeweiligen Teilzielen.....	1
Abbildung 2:	Gegenüberstellung der Bereitstellungskoten für grünen, blauen und türkisen Wasserstoff sowie dem Import von SNG und Biomethan aus Schweden. ....	8
Abbildung 3:	Szenarienvergleich: Mehrinvestitionen 2021 – 2045.....	10
Abbildung 4:	Entwicklung Gebäudesektor Wasserstoffszenario .....	11
Abbildung 5:	Gasnachfrageentwicklung im Wasserstoffszenario .....	12
Abbildung 6:	Stromerzeugung und Außenhandelsbilanz Deutschland im Wasserstoffszenario .....	13
Abbildung 7:	Kraftwerkseinsatz Deutschland im Wasserstoffszenario (2045, Kalenderwoche 24). .....	14
Abbildung 8:	Kostenvergleich Leitplankenszenarien Strom und EE-Gas+H2 Gebäudesektor.....	15

## 5 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Kurzbeschreibung der Deliverables aus den einzelnen Teilprojekten von Roadmap Gas 2050.....	2
Tabelle 2:	Technologiereifegrad der verfügbaren Erzeugungsverfahren für klimafreundliche Gase .....	6