

# DVGW-Leitprojekt „Roadmap Gas 2050“

– Teil 3: Potenziale und Bereitstellungsoptionen für erneuerbare Gase

Damit die Gasversorgung einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten kann, müssen mittelfristig große Mengen an klimafreundlichen Gasen bereitgestellt werden. Im Projekt „Roadmap Gas 2050“ wurden hierzu umfangreiche Analysen durchgeführt. Der vorliegende Beitrag stellt die europäischen Erzeugungs- und Importpotenziale für Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Energien vor und geht zudem auf die Bereitstellungspfade für EE-Methan aus Biomasse und Power-to-Gas (PtG) ein.

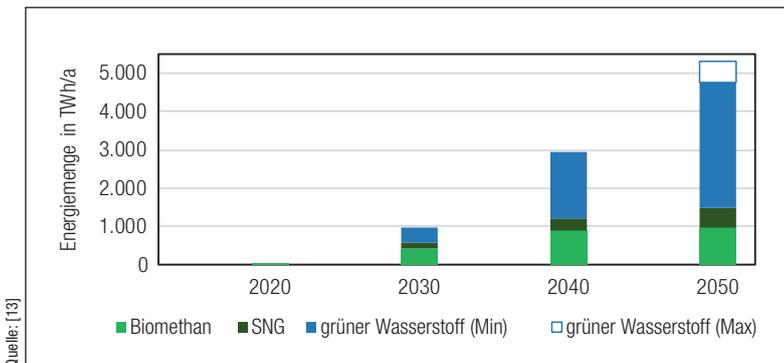
von: Friedemann Mörs, Katharina Bär, Janina Leiblein, Dr. Frank Graf (alle: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut), Florian Lehnert (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH) & Miriam Bäuerle (Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.)

Um die gesteckten Klimaziele bis zum Jahr 2050<sup>1</sup> zu erreichen, müssen die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland in allen Sektoren schnell und drastisch gesenkt werden. Dazu gilt es, fossile Energieträger durch erneuerbare Energieträger zu ersetzen. Aktuell deckt Erdgas im Industriesektor, bei privaten Haushalten sowie im Sektor für Gewerbe, Handel und Dienstleistung jeweils ca. ein Drittel des Endenergiebedarfs [2]; in Summe hat Deutschland einen jährlichen Gasbedarf von rund 955 Terawattstunden (TWh), bezogen auf den Brennwert [3]. Hierbei nehmen Gase aus erneuerbaren Quellen mit ca. 10 TWh bislang nur eine untergeordnete Rolle bei der Gasversorgung ein [4]. Um die aktuellen Klimaziele bis 2030 zu erreichen, muss der Anteil an erneuerbaren Gasen in den nächsten Jahren massiv gesteigert werden [1]. Die Ergebnisse des DVGW-Projekts „Gesamtpotenzial

EE-Gase“ zeigen, dass jährlich ca. 355 TWh erneuerbare Gase in Deutschland im Jahr 2050 erzeugt werden können [5]. Diese Erzeugungskapazität wird bei Ausschöpfung aller wirtschaftlich zur Verfügung stehenden Potenziale an Biomethan (fermentativ erzeugt), synthetischem Methan (SNG, thermochemisch erzeugt), Wasserstoff sowie EE-Methan aus Power-to-Gas erreicht. Dieses Potenzial muss jedoch um zusätzliche Importe ergänzt werden, um den aktuellen deutschen Gasbedarf über klimafreundliche Gase zu decken.

Ausgehend von dieser zukünftigen Versorgungslücke an erneuerbaren Gasen haben die beteiligten Akteure im DVGW-Leitprojekt „Roadmap Gas 2050“ neben der heimischen Bereitstellung auch den Import von Gasen aus erneuerbaren Quellen evaluiert. Zunächst wurde dabei die Bereitstellung von biomasse- und strombasierten Gasen aus der Europäischen Union (EU) betrachtet. Dazu zählen fermentativ erzeugtes Biomethan, thermochemisch erzeugtes synthetisches Methan (SNG) und grüner Wasserstoff, der per Wasserelektrolyse aus erneuerbarem Strom (EE-Strom) erzeugt wird. Für die Bereitstellungspfade wurden die technisch verfügbaren Potenziale, die technologischen Rahmenbedingungen sowie die Bereitstellungskosten evaluiert. Diese enthalten die Erzeugung und den Transport noch Deutschland. Zusätzlich

Abb. 1: Länderspezifische Erzeugungspotenziale für EE-Gas der EU27 + UK unter Berücksichtigung eines technisch umsetzbaren Markthochlaufs der verschiedenen Erzeugungstechnologien ohne EE-Methan über Power-to-Gas



<sup>1</sup> Die Arbeiten wurden vor Verschärfung der Klimaziele durchgeführt [1].

wurde die Produktion von grünem Wasserstoff sowie EE-Methan über PtG-Verfahren in der Region Mittlerer Osten und Nordafrika (engl.: Middle East & North Africa, kurz: MENA) analysiert.

### Europäische Erzeugungspotenziale für erneuerbare Gase

In der **Abbildung 1** ist das gesamte europäische Erzeugungspotenzial für EE-Gase unter Berücksichtigung eines technisch umsetzbaren Markthochlaufs der verschiedenen Erzeugungstechnologien abgebildet. Die europäischen Erzeugungspotenziale für Biomethan und SNG wurden auf Basis von Biomassepotenzialen länderspezifisch ermittelt und ein technisch umsetzbarer Markthochlauf der Erzeugungstechnologien definiert. Das gezeigte Wasserstoffpotenzial wurde aus einer Literaturstudie bestimmt.

Die Ermittlung der länderspezifischen Erzeugungspotenziale für Biomethan aus fermentierbarer Biomasse ergibt für die insgesamt 27 Mitgliedsstaaten der Europäischen Union und Großbritannien (EU27 + UK) im Jahr 2050 ein Gesamt-Biomethanpotenzial von 972 TWh. Unter Berücksichtigung eines technisch umsetzbaren Markthochlaufs für Biomethan steht das gesamte europäische Biomethanpotenzial jedoch erst ab 2050 zur Verfügung. Im Hinblick auf die mittlerweile verschärften Klimaziele der Bundesregierung können bereits im Jahr 2045 mehr als 95 Prozent der in dieser Studie ermittelten Potenziale sowie des modellierten Markthochlaufs realisiert werden.

Das SNG-Potenzial aus holzartiger Biomasse wurde unter Berücksichtigung der Holznutzung in anderen Wirtschaftszweigen sowie eines Markthochlaufs von Holzvergasungsanlagen ermittelt. Die Analyse ergibt für die EU27 + UK ein SNG-Potenzial von rund 500 TWh im Jahr 2050. Anders als bei der Ausnutzung der Biomethanpotenziale hat die Verschärfung der Klimaziele bis 2045 zur Folge, dass der Markthochlauf der Holzvergasungstechnologie deutlich schneller erfol-

gen müsste, um das besagte Potenzial von 500 TWh auszuschöpfen.

Berücksichtigt man alle europäischen Strompotenziale (Wind & Fotovoltaik), so beträgt das grüne Wasserstoffpotenzial abzüglich des länderspezifischen Strom- und Wasserstoffbedarfs im Jahr 2050 je nach Studie zwischen 3.286 und 3.880 TWh H<sub>2</sub> in der EU27 + UK [6–8].

### Exportpotenziale erneuerbarer Gase nach Deutschland

Ausgehend von den EE-Gas-Erzeugungspotenzialen wurden im Projekt

„Roadmap Gas 2050“ länderspezifisch Exportpotenziale erhoben. Zur Ermittlung der entsprechenden Potenziale der EE-Gase sind dabei die energiepolitischen Ziele sowie der Eigenbedarf der Erzeugungs- und Transitländer ermittelt und mögliche EE-Gas-Exportmengen ausgewiesen worden. **Abbildung 2** zeigt die erhobenen Exportpotenziale für den Raum EU27 + UK. In grün eingefärbten Ländern existiert ein Exportpotenzial; grau eingefärbte Länder besitzen kein Exportpotenzial, da der Eigenbedarf das Erzeugungspotenzial von EE-Gasen (Biomethan und SNG) übersteigt. Ausgehend von den länderspezifischen Exportpotenzialen

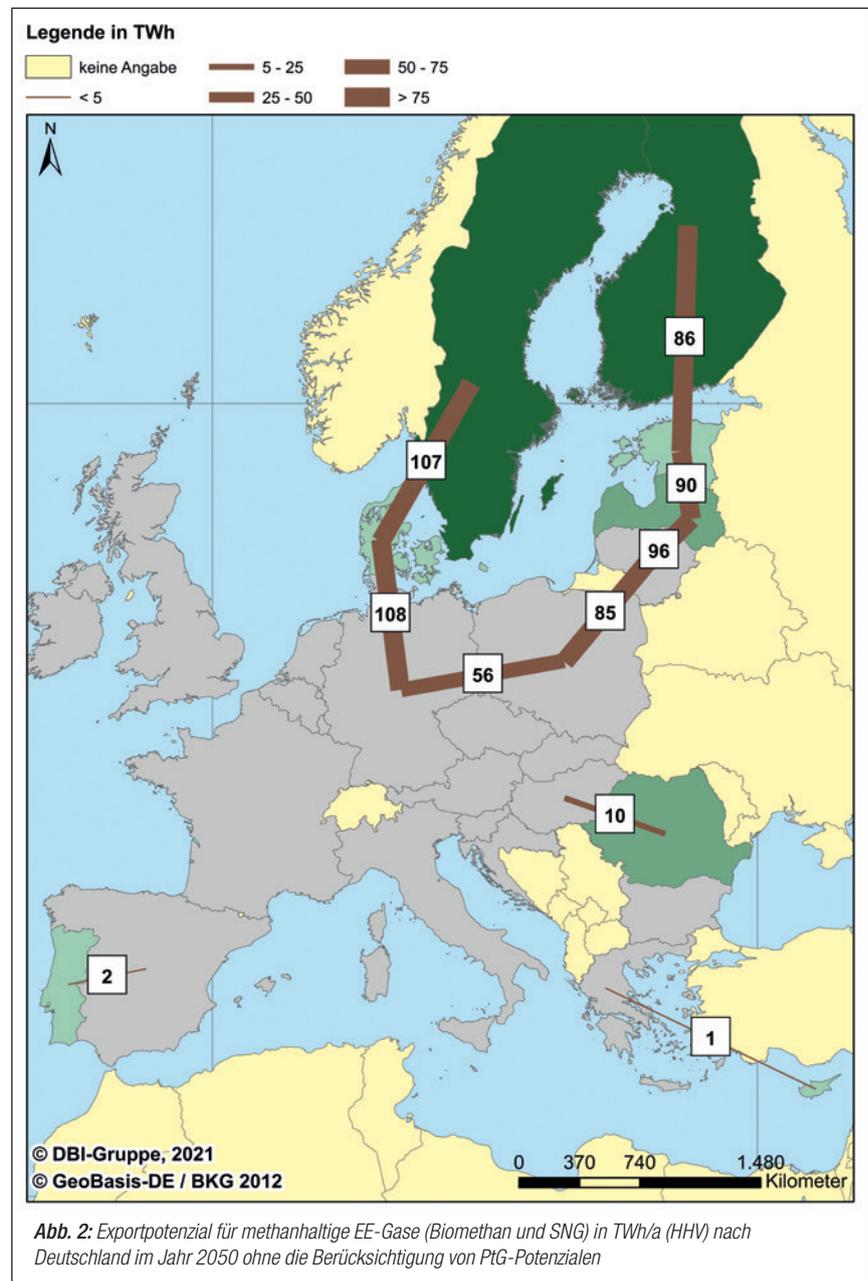


Abb. 2: Exportpotenzial für methanhaltige EE-Gase (Biomethan und SNG) in TWh/a (HHV) nach Deutschland im Jahr 2050 ohne die Berücksichtigung von PtG-Potenzialen

Quelle: DBI-Datenbank 2021

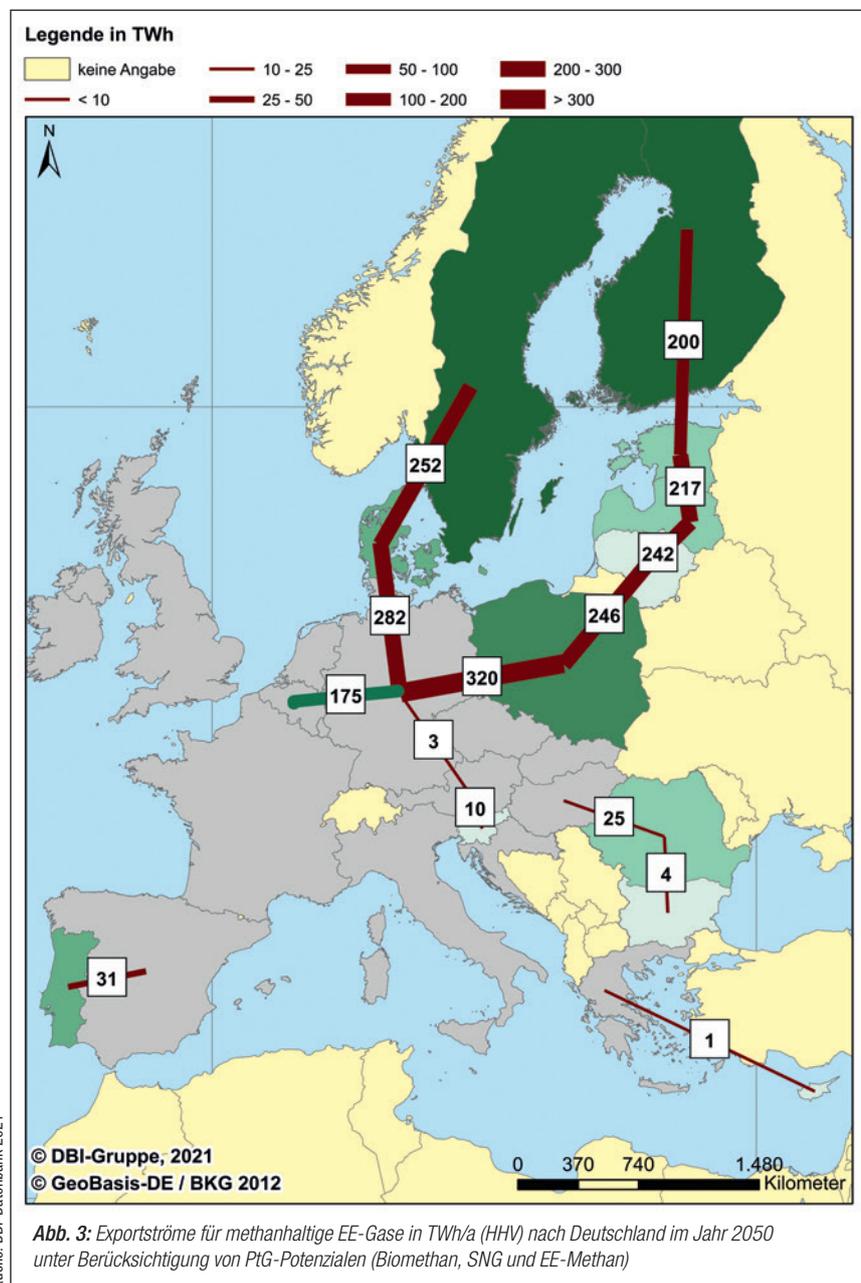
wurde ein Gesamtimportpotenzial nach Deutschland ermittelt. Grau eingefärbte Transitländer verringern das Importpotenzial um die entsprechende Versorgungslücke (Differenz zwischen Eigenbedarf und Erzeugungspotenzial).

Ohne die Berücksichtigung von PtG (Abb. 2) ergeben sich aus den ermittelten länderspezifischen Eigenbedarfsmengen die maximal möglichen Exportpotenziale für methanreiche EE-Gase aus Biomasse (Biomethan und SNG). Wie Abbildung 2 zeigt, stehen große Mengen an Biomethan und SNG aus den skandinavischen und balti-

schen Ländern für einen Import nach Deutschland zur Verfügung. Exportpotenziale weit entfernter Länder (z. B. Portugal) werden von deren direkten Nachbarn genutzt. Auf Basis der zugrunde liegenden Datenlage ergibt sich im Jahr 2050 für Biomethan und SNG ein Importpotenzial aus dem europäischen Ausland nach Deutschland in Höhe von 164 TWh. Davon werden 108 TWh aus Schweden und 56 TWh aus Finnland und dem Baltikum bereitgestellt. Wenn auch die heimischen Potenziale (176 TWh) berücksichtigt werden, stehen in Deutschland bis 2050 potenziell 340 TWh methanbasierte EE-Gase aus Biomasse zur Verfügung.

Im Szenario mit PtG-Potenzial wird basierend auf der Methode in „Roadmap Gas 2050“ ein theoretisch maximales Methanpotenzial für EU27 + UK ermittelt. Die länderspezifischen Exportpotenziale an methanreichen EE-Gasen können deutlich erhöht werden, wenn das bei den Erzeugungsprozessen entstehende grüne CO<sub>2</sub> mithilfe von grünem Wasserstoff zu EE-Methan umgesetzt wird. Im Verbundraum der EU27 + UK stehen demnach bis 2050 rund 130 Mrd. m<sup>3</sup> Kohlenstoffdioxid aus biogenen Quellen für eine Methanisierung zur Verfügung. Zur vollständigen Methanisierung dieser biogenen CO<sub>2</sub>-Potenziale ist ein H<sub>2</sub>-Bedarf von rund 1.800 TWh Wasserstoff notwendig. Wie aktuelle Studien zeigen, können die meisten europäischen Länder den länderspezifischen H<sub>2</sub>-Bedarf decken. Demnach steht im Raum EU27 + UK je nach Studie zwischen 3.286 und 3.880 TWh H<sub>2</sub> für den Export oder eine Methanisierung zur Verfügung. Im Szenario mit PtG-Potenzial verringert sich das Exportpotenzial von Wasserstoff um insgesamt 1.800 TWh, da das zur Verfügung stehende biogene Kohlenstoffdioxidpotenzial vollständig methanisiert wird.

Bei der Methanisierung des biogenen CO<sub>2</sub>, das innerhalb von Deutschland produziert wird, stehen zusätzlich 164 TWh in Form von EE-Methan zur Verfügung. Im Szenario mit PtG erhöht sich für Deutschland das Importpotenzial für methanreiche EE-Gase (SNG, Biomethan und EE-Methan) bis zum Jahr 2050 auf mehr als 600 TWh (Abb. 3). Insgesamt stehen somit in Deutschland 942 TWh methanreiche EE-Gase zu Verfügung. Dies übersteigt den für 2050 prognostizierten Methanbedarf in Deutschland um rund 175 TWh. Methanreiche EE-Gase können damit auch in Nachbarländer exportiert werden (siehe grüner EE-Gas Strom in Abb. 3). Bei vollständiger Methanisierung des vorhandenen grünen CO<sub>2</sub> stehen je nach Studie europaweit weitere 1.486 bis 2.080 TWh H<sub>2</sub> für den Export zur Verfügung. Das Wasserstoffpotenzial wurde im Projekt „Roadmap Gas 2050“ nur übergreifend für



den Raum EU27 + UK betrachtet; länderspezifische Analysen erfolgten hingegen nicht.

Die im Projekt „Roadmap Gas 2050“ analysierten energiepolitischen Ziele der Export- sowie Transitländer stehen zwar nicht im Widerspruch zu den hier ermittelten Potenzialen, jedoch sind die Beschlüsse und Ziele nach einem Regierungswechsel in den meisten betrachteten Ländern im Rahmen der EU-Vorgabe zur Klimaneutralität 2050 nicht absehbar. Generell wollen alle betrachteten Länder ihre Importabhängigkeiten reduzieren und die EE-Gas-Erzeugung ausbauen.

Um die bestehenden Exportpotenziale ausnutzen zu können, muss die Gasinfrastruktur in Europa die notwendigen Kapazitäten ausweisen. Ausgehend vom Netzentwicklungsplan der ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas), weisen die aktuellen Netze eine ausreichende Resilienz auf [9]. Somit ist der zukünftige Transport von EE-Gasen innerhalb von Europa gesichert. Um die Resilienz zu erhöhen, sind für alte Gasleitungsnetze oder Netze von sehr geringer Kapazität Neubauten, Umstellungen oder Kapazitätserweiterungen in Planung oder bereits im Bau. Beispielsweise wurden durch den Bau der Gasleitung „Balticconnector“ die Länder Finnland und Estland miteinander verbunden und gleichzeitig besser an das europäische Netz angebunden, wodurch sich u. a. mögliche Importe aus Russland verringern lassen. Weiterhin sind die meisten der betrachteten Export- und Transitländer in den Planungen des „European Hydrogen

Backbone“ enthalten. Nur das Baltikum ist bislang kein Teil der Studie (Stand: April 2021). In Schweden und Finnland sollen Wasserstoffleitungen neu gebaut werden und insbesondere im Norden die beiden Länder verbinden; weiterhin sind Verbindungsleitungen nach Dänemark und Estland geplant. Und in Polen sieht der Hydrogen Backbone sowohl die Umstellung bestehender Gasleitungen als auch den stetigen Zubau von neuen Leitungen vor [10].

### Bereitstellungskosten für erneuerbare Gase aus der EU und der MENA-Region

Im nächsten Schritt des Leitprojektes wurden die Kosten für verschiedene Bereitstellungsoptionen technoökonomisch analysiert. Exemplarisch wurde die EE-Gaserzeugung im Hauptexportland Schweden detailliert ausgelegt und bewertet. Ein entsprechendes Vorgehen wurde auch für die Bereitstellungspfade von Wasserstoff und EE-Methan aus der MENA-Region gewählt.

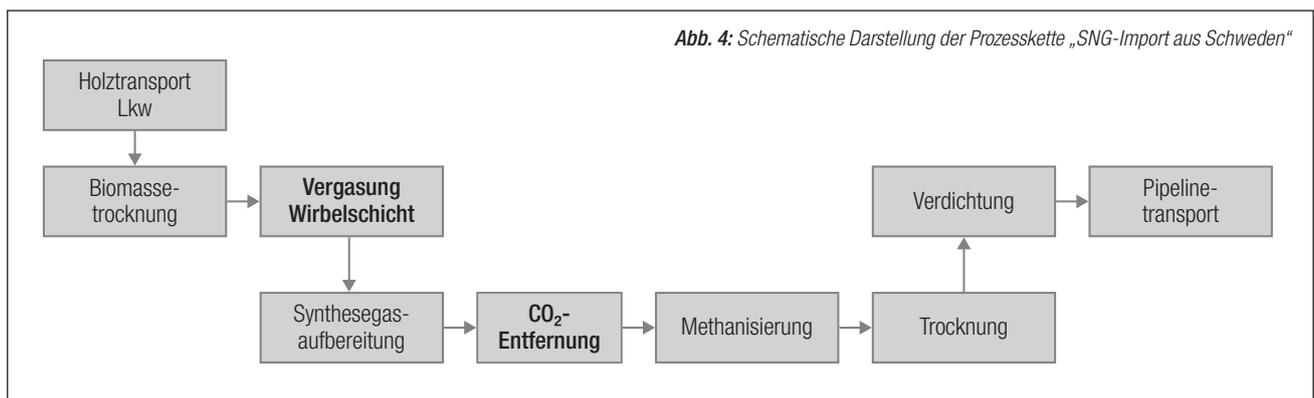
Für den EE-Gas-Import aus Schweden werden zwei Bereitstellungspfade betrachtet. In **Abbildung 4** ist die Prozesskette für die Erzeugung von SNG aus Holz abgebildet [11, 12]. Die getrocknete Biomasse wird in einem Wirbelschichtvergaser thermochemisch zu Synthesegas umgesetzt, welches weiter zu Methan umgewandelt und per Pipeline nach Deutschland transportiert wird. Um das Exportpotenzial auszuschöpfen, wird eine gleichmäßige räumliche Verteilung von 40 Vergasern in Schweden mit einem SNG-Output von insgesamt 223 Megawatt (MW)

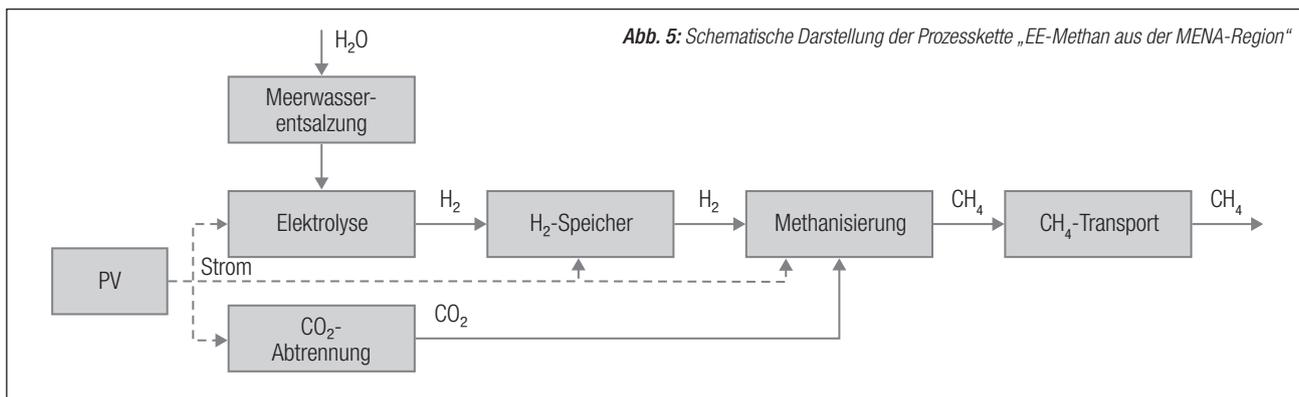
(HHV) angenommen. Für die Berechnungen der Bereitstellungskosten wird ein Strompreis von 4,62 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) im Jahr 2050 festgelegt. Zudem wird angenommen, dass die jährlichen Volllaststunden für die Anlagen 8.000 h/a betragen.

Als zweite Option für die Bereitstellung von EE-Gas aus Schweden wird der Import von EE-Methan aus Biogasanlagen per Pipeline berücksichtigt. Für die Kostenberechnungen wird hier auf bestehende Produktionsanlagen zurückgegriffen und keine detaillierte Analyse durchgeführt. Weitere Informationen zu den Bereitstellungsketten von EE-Gas aus Schweden sind im Deliverable 1.2 [13] zu finden.

Die im Rahmen von „Roadmap Gas 2050“ bereits durchgeführte technoökonomische Bewertung verschiedener Wasserstoff-Herstellungsvorgänge hat gezeigt, dass die Produktion von grünem Wasserstoff in der MENA-Region und der anschließende Transport nach Deutschland eine vielversprechende Alternative darstellt [13–15]. Die Erzeugungspotenziale in dieser Region übersteigen den erwarteten europäischen Bedarf um ein Vielfaches. Allerdings fallen höhere Transportkosten im Vergleich zur innereuropäischen Erzeugung an und die politische Lage in der Region lassen hohe Risikoaufschläge bei potenziellen Investoren erwarten.

Im Projekt „Roadmap Gas 2050“ wird der Import von EE-Methan aus der MENA-Region mit dem Import von Wasserstoff anhand einer technoökonomischen Analyse verglichen. In **Ab-**





Quelle: [13]

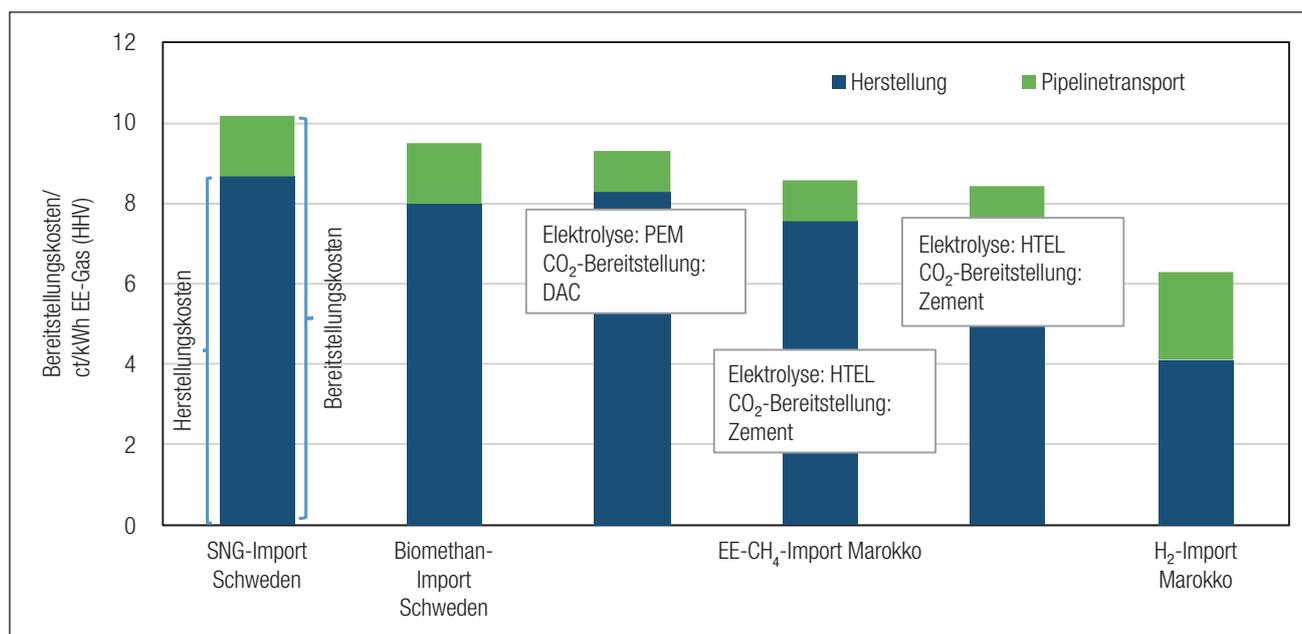
**Abbildung 5** ist die Prozesskette zur Bereitstellung von EE-Methan aus der MENA-Region dargestellt. Da eine Vollauslastung (8.000 h/a) der Elektrolyse bei direkter Kopplung mit der Stromerzeugung über Fotovoltaik nicht möglich ist, wird zwischen Elektrolyse und Methanisierung ein H<sub>2</sub>-Speicher benötigt. Dadurch kann die Methanisierung von der Elektrolyse entkoppelt werden und erreicht in Abhängigkeit der Speichergröße jährliche Volllaststunden von 8.000 h/a. Die Größen der Anlagen bzw. des Speichers wurden hinsichtlich ökonomischer Rahmenparameter optimiert. Die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung kann aus unterschiedlichen Quellen erfolgen. Betrachtet wurde hier die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> aus der Luft und aus Abgasen der Zementindustrie. Eine detaillierte Darstellung der technischen und ökonomischen Bewertung ist in den Deli-

verables 1.1 und 1.2 des Projekts „Roadmap Gas 2050“ zu finden [13, 14].

In **Abbildung 6** sind die Ergebnisse der ökonomischen Analyse der betrachteten Bereitstellungspfade für erneuerbare Gase dargestellt. Die berechneten Bereitstellungskosten setzen sich aus den Herstellungskosten vor Ort und den Transportkosten nach Deutschland zusammen. Um die Ergebnisse für die Bereitstellungskosten zu vergleichen, sind in **Abbildung 6** die Bereitstellungskosten für den Gastransport via Pipeline gezeigt.

Wie **Abbildung 6** zeigt, ergeben sich für SNG aus Schweden im Jahr 2050 Bereitstellungskosten von etwa 10 ct/kWh. Dabei entfällt der Hauptteil der Kosten auf die SNG-Herstellung. Wird das Nebenprodukt CO<sub>2</sub>, das bei der Vergasung

entsteht, zusätzlich zu Methan umgewandelt, ändern sich die Bereitstellungskosten kaum. Die sehr geringe Kostenreduktion mit PtG ist auf die größere Transportleitung bei höherem Durchsatz und den niedrigeren spezifischen Kosten zurückzuführen. Im Vergleich dazu steht Biomethan aus Schweden zu etwas geringeren Bereitstellungskosten zur Verfügung. Die Bereitstellungskosten für den EE-CH<sub>4</sub>-Import aus Marokko variieren aktuell je nach Einsatz der Elektrolysetechnologie. Im Jahr 2050 werden bei Verwendung einer PEM- oder HTEL-Elektrolyse nahezu gleiche Bereitstellungskosten erwartet. Einen größeren Einfluss auf die Herstellungskosten von EE-Methan hat die CO<sub>2</sub>-Quelle: Wenn ausreichend große Punktquellen vorliegen (z. B. aus der Zementindustrie), können die CO<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten im Vergleich zur CO<sub>2</sub>-



Quelle: [13]

Abb. 6: Bereitstellungskosten im Jahr 2050: SNG und Biomethan aus Schweden (Distanz: 1.300 km), EE-CH<sub>4</sub> und EE-H<sub>2</sub> aus MENA (Distanz: 3.000 km)

Bereitstellung aus Luft um ca. 37 Prozent gesenkt werden. Somit liegen die CH<sub>4</sub>-Bereitstellungskosten je nach Elektrolysetechnologie und CO<sub>2</sub>-Quelle zwischen 8,4 und 9,3 ct/kWh (HHV).

Insgesamt liegen die Bereitstellungskosten zwischen 6 und 10 ct/kWh (HHV), wobei der Import von grünem Wasserstoff aus der MENA-Region die günstigste Option darstellt. Die Transportkosten von Wasserstoff sind aufgrund der niedrigen Energiedichte und des hohen Aufwands für die Verdichtung mit 2 ct/kWh am höchsten. Der CH<sub>4</sub>-Pipelinetransport von Schweden nach Deutschland fällt teurer aus als der aus der MENA-Region, da zusätzlich ein Zubringerleitungssystem der SNG-Anlagen zur Transportleitung aufgebaut werden muss.

Laut einer Studie des „European Hydrogen Backbone“ kann grüner Wasserstoff im Jahr 2050 in der EU27 + UK für weniger als 5 ct/kWh hergestellt werden [6]. Dabei stehen 2.500 TWh für weniger als 3,8 ct/kWh und 600 TWh für weniger als 2,5 ct/kWh zur Verfügung. Somit ist die Herstellung großer Mengen an grünem Wasserstoff in der EU zu günstigeren Herstellungskosten im Vergleich zu Marokko möglich. Bestätigt wird dieses Ergebnis durch eine europäische Energiesystemmodellierung [15], in der für das Jahr 2050 deutlich wurde, dass der Import von H<sub>2</sub> aus der MENA-Region relevant wird, wenn der Preis für H<sub>2</sub> in Europa auf mehr als ca. 7 ct/kWh steigt.

## Zusammenfassung

Die Analyse der europäischen fermentierbaren sowie thermochemisch umsetzbaren Biomassepotenziale zeigt, dass große Exportpotenziale insbesondere in Skandinavien vorliegen. Bei Berücksichtigung der zusätzlichen PtG-Potenziale kann der Import vom EE-Gasen nach Deutschland um den Faktor 3 bis 4 gesteigert werden. Da in diesem Fall der Bedarf in der Bundesrepublik gedeckt wäre, können EE-Gase exportiert werden und Deutschland fungiert als Transitland. Die Umsetzung aller europäi-

schen sowie außereuropäischen Produktionsorte für EE-Gase setzt die notwendigen politischen Rahmenbedingungen im entsprechenden Land voraus, da ein großskaliger Anlagenpark zur Produktion sowie Transportinfrastrukturen auf- bzw. ausgebaut werden müssen.

Aus den technoökonomischen Betrachtungen geht hervor, dass grüner Wasserstoff aus der MENA-Region (z. B. aus Marokko) im Vergleich zu den Methanimportrouten die kostengünstigste Option darstellt. Jedoch muss dabei beachtet werden, dass die H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten keine Kosten für die Verteilung in Deutschland und die Umstellung beim Endverbraucher berücksichtigen. Die Kosten, die für die Umstellung der Verteilnetze, Verdichter oder beim Endverbraucher anfallen, waren nicht Gegenstand dieser Untersuchungen. Für den Import von SNG, Biomethan und EE-Methan ist eine Transport- und Verteilinfrastruktur mit hohen Leitungskapazitäten bereits vorhanden. Anpassungen beim Endverbraucher sind nicht notwendig, so dass eine Umstellung von fossilem Erdgas auf grünes EE-Methan schon heute die Möglichkeit bietet, THG-Emissionen effektiv zu reduzieren. ■

## Literatur

- [1] Deutsche Bundesregierung: Klimaschutzgesetz 2021: Generationenvertrag für das Klima, online unter [www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672](http://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672), abgerufen am 9. Dezember 2021.
- [2] Umweltbundesamt: Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, online unter [www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren](http://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren), abgerufen am 9. August 2021.
- [3] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Bestandsaufnahme Gasmarkt: Zahlen, Daten und Fakten, Berlin 2021.
- [4] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Monitoringbericht 2021: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Berlin 2021.
- [5] Erler, R. et al.: Ermittlung des Gesamtpotentials erneuerbarer Gase zur Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz (Gesamtpotenzial EE-Gase): Abschlussbericht, Bonn 2019.
- [6] Wang, A. et al.: European Hydrogen Backbone: Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, 2021.
- [7] Gery, A.: Hydrogen4EU, 2021.
- [8] Kakoulaki, G., Kougiyas, I., Taylor, N., Dolci, F., Moya, J., Jäger-Waldau, A.: Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables, in: Energy Conversion and Management, Vol. 228, p. 113649.
- [9] ENTSO-E/ENTSO-G: Ten-Years Network Development Plan (TYNDP), 2020.

- [10] Jaro, J., Wang, A., van der Leun, K., Peter, D., Buseman, M.: Extending the European Hydrogen Backbone: A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 21 Countries, Apr. 2021. Accessed: Aug. 5 2021.
- [11] Ortloff, F., Müller, C., Erler, R., Lehnert, F.: Technologien und Potenziale der Biomassevergasung und der Kopplung mit Power-to-Gas-Verfahren zur Erzeugung von methanbasierten Energieträgern in Deutschland - "greenSNG": Abschlussbericht G201711, Karlsruhe/Freiberg 2019.
- [12] Larsson, A., Gunnarsosson, I., Tenberg, F.: The GoBiGas Project Demonstration of the Production of Biomethane from Biomass via Gasification, 2019.
- [13] Lehnert, F., Leiblein, J., Schlautmann, R., Bär, K., Bäuerle, M.: Bewertung der für Deutschland relevanten nationalen & internationalen Produktionsströme und Logistikkonzepte für erneuerbare Gase: Deliverable 1.2 Roadmap Gas 2050, 2021.
- [14] Bär, K. et al.: Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H<sub>2</sub>: Roadmap Gas: Deliverable 1.1, 2021.
- [15] Lux, B., Gegenheimer, J., Franke, K., Sensfuß, F., Pflüger, B.: Supply curves of electricity-based gaseous fuels in the MENA region, in: Computers & Industrial Engineering, Ausgabe 12/2021.

## Die Autoren

**Friedemann Mörs** ist Gruppenleiter Verfahrenstechnik an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

**Katharina Bär** ist Projektingenieurin an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

**Janina Leiblein** ist Projektingenieurin an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

**Dr. Frank Graf** leitet den Bereich „Gastechnologie“ an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

**Florian Lehnert** ist Projektleiter bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

**Miriam Bäuerle** ist Projektingenieurin am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

## Kontakt:

Friedemann Mörs  
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie  
Engler-Bunte-Ring 1–9  
76131 Karlsruhe  
Tel.: 0721 608-41274  
E-Mail: [moers@dvgw-ebi.de](mailto:moers@dvgw-ebi.de)  
Internet: [www.dvgw-ebi.de](http://www.dvgw-ebi.de)