

# CO<sub>2</sub> aus dem Energie- und Industriesektor

## zur Einkopplung in Power-to-Gas-Prozesse



Quelle: evg3D/Stock.com

Die Erzeugung von erneuerbarem Methan (SNG) birgt ein erhebliches Potenzial für eine kosteneffiziente Energiespeicherung und eine sektorübergreifende Nutzung. Neben Wasserstoff muss für die Methan-erzeugung dabei auch Kohlenstoffdioxid in ausreichender Menge zur Verfügung stehen. In diesem Beitrag, der auf der Grundlage der vom DVGW geförderten Studie „Bewertung von Quellen und Abtrennungsverfahren zur Bereitstellung von CO<sub>2</sub> für PtG-Prozesse“ entstand, werden die in Deutschland verfügbaren stationären CO<sub>2</sub>-Quellen des Energie- und Industriesektors inventarisiert und ihr langfristiges Potenzial analysiert. Darüber hinaus werden Technologien zur Bereitstellung von CO<sub>2</sub> und die erwarteten Kosten der Abtrennung im industriellen Maßstab verglichen und bewertet.

von: Dr. Johannes Schäffer, Felix Ortloff, Dr. Frank Graf (alle: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie), Udo Lubenau, Ronny Erler (beide: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH), Janina Senner & Caroline Imberg (beide: Gas- und Wärmeinstitut Essen e. V.)

Eine erfolgreiche Gestaltung der Energiewende in Deutschland erfordert einen holistischen und technologieoffenen Lösungsansatz, der den Austausch von erneuerbarer Energie zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität zulässt, Speicheroptionen aufweist und die vorhandene Infrastruktur nutzt. Wenn in einen solchen Lösungsansatz chemische Energiespeicher einbezogen werden, lässt sich deren sehr große Energiespeicherdichte erschließen. Ein sehr großes Potenzial bietet in diesem Zusammenhang synthetisch erzeugtes

Methan (SNG). Dieses wird durch Methanisierung aus H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> hergestellt, kann nahezu ohne Restriktionen in das Erdgasnetz eingespeist und zeitlich entkoppelt in allen Sektoren stofflich und energetisch genutzt werden.

Für die Erzeugung und Einspeisung von erneuerbarem Methan müssen H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> in ausreichender Menge zur Verfügung stehen. H<sub>2</sub> wird zukünftig unter Verwendung erneuerbarer Energien auf dem Weg der Elektrolyse erzeugt [1]. Für die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> kommen er-

neuerbare Quellen, wie z. B. Biogas- oder Kläranlagen, aber alternativ auch Quellen aus industriellen Prozessen infrage. Es ist offenkundig, dass die verfügbaren Biogasmengen als CO<sub>2</sub>-Quellen nicht ausreichen, um den zukünftigen Bedarf von Power-to-SNG (PtSNG) als großskaliges Energieversorgungs- und Speicherkonzept zu decken. CO<sub>2</sub>-reiche Gasströme aus industriellen Prozessen hingegen stehen häufig zur Verfügung und finden sich z. B. bei Kalk- oder Zementwerken, Stahlwerken oder der chemischen Industrie sowie Quellen der Energiewirtschaft. Zu diesem

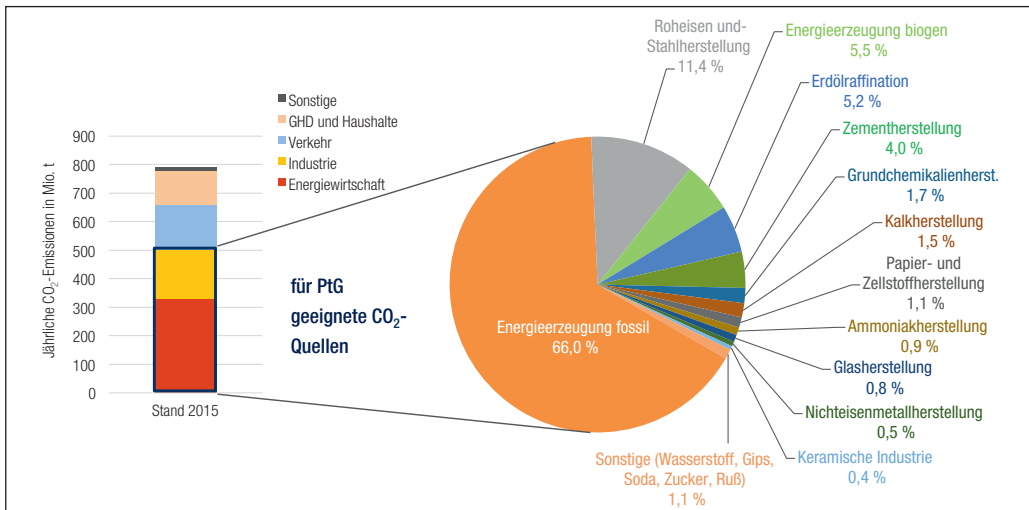


Abb. 1: Anteil der stationären Emittenten aus Energiewirtschaft und Industrie an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands in Mio. t/a (Basis: 2015, [2])

Zweck müssen die deutschlandweit heute und zukünftig verfügbaren CO<sub>2</sub>-Mengen bestimmt und idealerweise räumlich verortet werden. Bei der Auswahl von CO<sub>2</sub>-Quellen muss dabei insbesondere die langfristige Verfügbarkeit (bis 2050 und darüber hinaus) gewährleistet sein. Vor diesem Hintergrund sind besonders die von Produktionsgut getriebenen industriellen CO<sub>2</sub>-Quellen

(wie z. B. die Zementherstellung) relevant, deren CO<sub>2</sub>-Emissionen sich aufgrund des Bedarfs an den entsprechenden Produkten auch in Zukunft nicht vermeiden lassen.

### CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland beliefen sich nach dem „Nationalen

Inventarbericht zum deutschen Treibhausgas-Inventar 1990–2015“ [2] des Umweltbundesamts (UBA) für alle Sektoren auf rund 794 Mio. t CO<sub>2</sub>/a im Jahr 2015. Den größten Beitrag stellte die energetische Nutzung von Brennstoffen mit einem Anteil von ca. 94 Prozent, prozessbedingte Emissionen trugen lediglich ca. 44 Mio. t CO<sub>2</sub>/a bei. Der Anteil stationärer (und somit für



DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

## 61. Erfahrungsaustausch der Chemiker und Ingenieure des Gasfaches

Die traditionelle Informationsveranstaltung zu aktuellen Themen aus dem Bereich der Gasversorgung und Gasanwendung findet am

**18. bis 20. September 2019 am Starnberger See**  
statt. Weitere Infos und Anmeldung unter: [www.dvgw-ebi.de](http://www.dvgw-ebi.de)



Im Rahmen des Vortragsprogramms werden in diesem Jahr folgende Themen erörtert:

- Die Rolle von Gas bei der Energiewende
- Der Einfluss der Gasbeschaffenheit auf Gasanwendungen und Gasinfrastruktur
- Messtechnik
- LNG-Infrastruktur

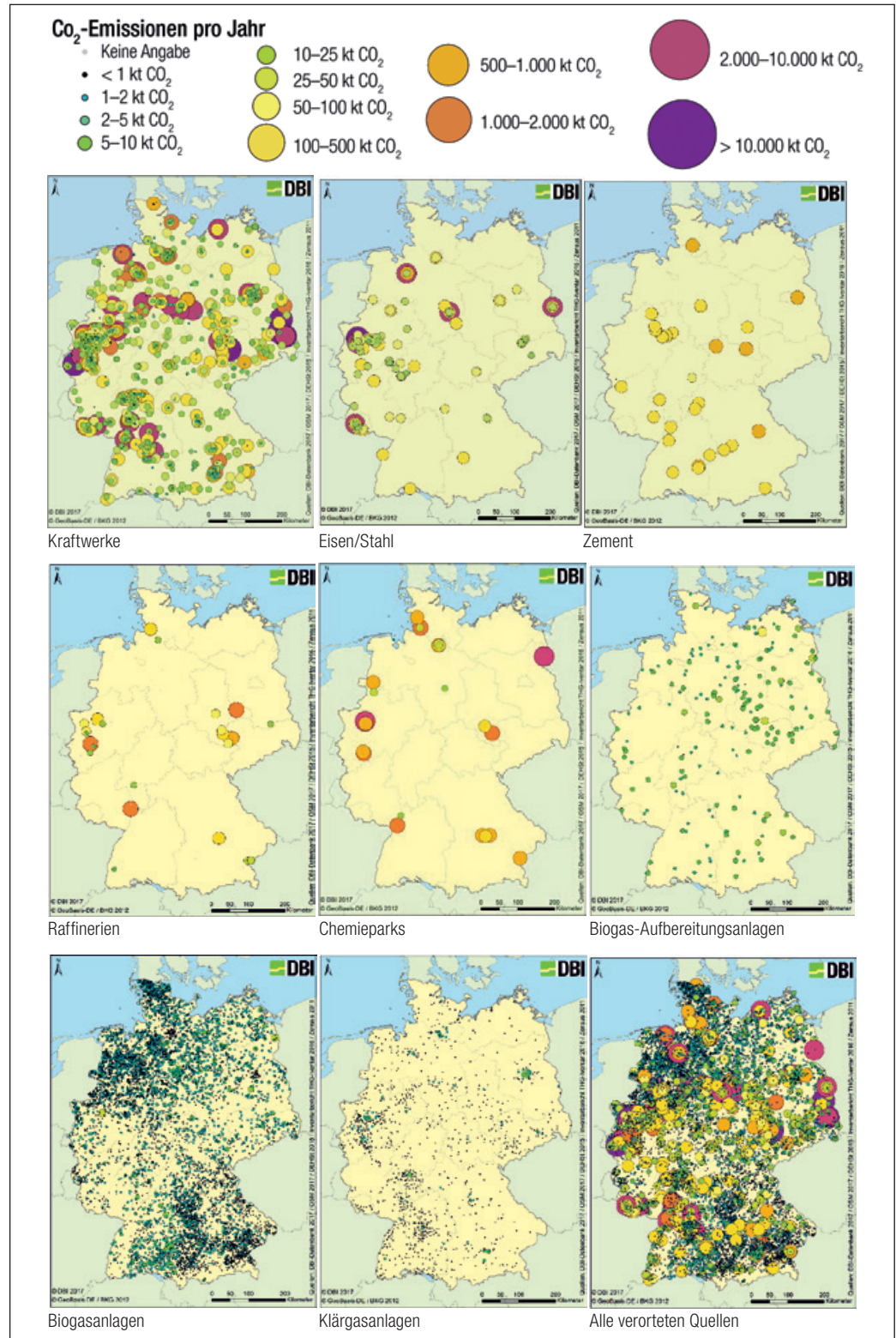
PtSNG erschließbarer) Emittenten an den Emissionen belief sich für das Jahr 2015 in den Sektoren Energieerzeugung und Industrie auf 501 Mio. t CO<sub>2</sub>/a (Abb. 1).

Die räumliche Verteilung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland ist branchenabhängig und wird u. a. von der Rohstoffsituation, Synergien mit anderen Industriezweigen, Verfügbarkeit von

Arbeitnehmern und der räumlichen Verortung von Kunden bestimmt (Abb. 2).

Die größte Anzahl an Standorten und eine nahezu flächendeckende Verteilung über Deutschland finden sich bei den Biogas- (8.900) und Klärgasanlagen (1.240). 60 bzw. 96 Prozent der Anzahl dieser Standorte ordnen sich in die kleinste CO<sub>2</sub>-Größenklasse K1 mit < 1 Kiloton-

Abb. 2: Verortung von CO<sub>2</sub>-Emittenten nach Branchen in Deutschland 2015 [3]



Quelle: die Autoren

**Tabelle 1: Prozentuale Verteilung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die CO<sub>2</sub>-Größenklassen für verschiedene Branchen. Die Größenklassen sind nach ihrem jeweiligen Beitrag zu den gesamten Emissionen einer Branche farblich abgestuft von hellblau (Beitrag < 1 Prozent) bis pink (Beitrag > 50 Prozent).**

CO <sub>2</sub> -Quellen	CO <sub>2</sub> -Emissionen in kt/a (2015)	Mengenbezogener Anteil von CO <sub>2</sub> -Größenklassen in Prozent											
		< 1	1-2	2-5	5-10	10-25	25-50	50-100	100-500	500-1.000	1.000-2.000	2.000-10.000	über 10.000
Klärgasanlagen	460	74	14	8	4								
Glasindustrie	894	< 1	1	8	16	42	27	6					
Biogas-Aufbereitungsanlagen	1.303	< 1	1	24	53	13	6	5					
H <sub>2</sub> -Reformierung	2.635		< 1	< 1		1	2	3	31	22	39		
Kalkindustrie	4.973	< 1			1	3	13	29	33		21		
Chemieparks	6.008				< 1	1	1	6	14	11	67		
Biogasanlagen	8.741	32	45	18	4	1	1						
Zementindustrie	12.652	< 1						1	69	31			
Raffinerien	17.636		< 1			< 1	< 1	< 1	6	32	32	28	
Eisen-/Stahlindustrie	32.291	< 1			< 1	< 1	< 3	6	12	3		52	24
Kraftwerke	330.345	< 1	< 1	< 1	< 1	1	1	1	6	6	12	31	40

Quelle: die Autoren

nen (kt) CO<sub>2</sub>/a ein. Die Branchen Chemieparks und Zementindustrie weisen eine weitgehende räumliche Gleichverteilung über Deutschland auf, während die Branchen Eisen-/Stahlindustrie und Raffinerien eher in den industriellen Ballungsgebieten zugeordnet sind. Im Durchschnitt über alle CO<sub>2</sub>-Emittenten kann in erster Näherung davon ausgegangen werden, dass CO<sub>2</sub> in Deutschland flächendeckend verfügbar ist. In **Tabelle 1** sind die mengenmäßigen Beiträge der Emittenten verschiedener Größenklassen zu den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen der jeweiligen Branche gelistet.

Aus dieser Darstellung wird ersichtlich, dass die Erschließung des „grünen“ CO<sub>2</sub> (Klär- und Biogasanlagen, Biogas-Aufbereitungsanlagen) eine Vielzahl kleinerer Gasaufbereitungsanlagen erfordert. „Grünes“ CO<sub>2</sub> wird hier per Definition als CO<sub>2</sub> festgelegt, welches aus Quellen stammt, die den Anforderungen der Produktion von Biogas nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) genügen. Biogas liegt dem-

nach vor, wenn die enthaltene Energie zu mehr als 80 Prozent aus erneuerbaren, nicht aus fossilen Quellen stammt. 6.540 der insgesamt 11.415 in diesen Kategorien erfassten Anlagen emittieren weniger als 1 kt CO<sub>2</sub> pro Jahr. Da der finanzielle Aufwand zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung und Aufbereitung mit steigender Anlagengröße sinkt, ist an kleinen Klär- und Biogasanlagen eine wirtschaftliche Nutzung des CO<sub>2</sub> vor Ort im Vergleich zu deutlich emissionsstärkeren Industrieanlagen schwerer umsetzbar. Die bei Biogas-Aufbereitungsanlagen (BGAA) anzutreffende Größenordnung von 2 bis 25 kt/a CO<sub>2</sub>-Emissionen – die im Übrigen bereits abgetrennt werden – korreliert mit Emissionen industrieller Größenordnungen in der Glasindustrie, bei kleineren Kraftwerken und kleineren Kalkwerken. Vom Gesichtspunkt der CO<sub>2</sub>-Nutzung, der Anlagenplanung und der technischen Umsetzung können hier Synergieeffekte erschlossen werden.

Kraftwerke weisen als einzige der betrachteten Branchen eine Verteilung

über alle CO<sub>2</sub>-Größenklassen von 1 bis > 10.000 kt/a auf. Dies ist auf die unterschiedlichen Arten der vorhandenen Kraftwerke von regionaler Versorgung (BHKW) bis hin zu Großkraft-



**BIL**  
Die Leitungsauskunft

Besuchen Sie uns:  
11. Branchentag  
Windenergie NRW  
26.-27.6.2019 in Köln

## Genossenschaftlich fair



Bundesweites  
Informationssystem  
zur Leitungsrecherche

- o Kostenfreie Leitungsauskunft
- o Positiv- und Negativliste
- o Vollständige Workflow-Kontrolle
- o Rechtssichere Archivierung

Eine genossenschaftliche Initiative deutscher Leitungsbetreiber

[www.bil-leitungsauskunft.de](http://www.bil-leitungsauskunft.de)

**Tabelle 2: Industrielle CO<sub>2</sub>-Quellen in Deutschland mit ihrem derzeitigen und prognostizierten Potenzial**

Branche	Stand	zeitliche Verfügbarkeit		
	2015	2020	2030	2050
	Mio. t CO <sub>2</sub> /a			
<b>Energiewirtschaft</b>	331,3	331	165	21–85
<b>Roheisen- und Stahlherstellung</b>	<b>55,3</b>	<b>55</b>	<b>29</b>	<b>2,9–11,6</b>
davon energiebedingt	38,6	38,4	17,6	1,7–7
davon prozessbedingt	16,7	16,5	11,4	3,1–6,6
<b>Nichteisenmetalle</b>	<b>2,54</b>	<b>2,54</b>	<b>1,49</b>	<b>0,8–1,0</b>
davon energiebedingt	1,51	1,51	0,73	0,1–0,33
davon prozessbedingt	1,03	1,03	1,0	0,7
<b>Mineralische Industrie</b>	<b>32,7</b>	<b>32,5</b>	<b>28,7</b>	<b>22,8</b>
davon energiebedingt	13,1	13,1	9,3	3,7
davon prozess- bzw. rohstoffbedingt	19,6	19,5	19,5	19,5
<b>Erdölraffination</b>	<b>24,9</b>	<b>24,8</b>	<b>12–22,5</b>	<b>4,98</b>
<b>Industrierußherstellung</b>	<b>0,73</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>
<b>Ammoniak</b>	<b>4,13</b>	<b>4,1</b>	<b>4,0</b>	<b>0–4</b>
<b>Wasserstoff und Synthesegas</b>	<b>1,84</b>	<b>1,60</b>	<b>1,59</b>	<b>0–1,55</b>
<b>Sodaproduktion</b>	<b>0,602</b>	<b>0,42</b>	<b>0,42</b>	<b>0,41</b>
<b>Grundchemikalienherstellung</b>	<b>8,02</b>	<b>8,0</b>	<b>7,9</b>	<b>7,76</b>
<b>Papier und Zellstoff</b>	<b>5,41</b>	<b>5,4</b>	<b>5,3</b>	<b>5,2</b>
<b>Zuckerindustrie</b>	<b>1,78</b>	<b>1,78</b>	<b>1,76</b>	<b>1,73</b>

Quelle: die Autoren

werken zurückzuführen. Kraftwerke stoßen mit Abstand die größten CO<sub>2</sub>-Mengen aus. Bemerkenswert ist, dass nur ein Prozent der Kraftwerksanzahl (insgesamt sind ca. 910 Kraftwerksstandorte erfasst) mengenmäßig rund 40 Prozent der branchenspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen erzeugen. Über alle Branchen werden in Summe nur ca. 1,7 Prozent des CO<sub>2</sub> von 57 Prozent der insgesamt 11.415 erfassten Anlagen emittiert, 33,5 Prozent des erfassten CO<sub>2</sub> hingegen werden von lediglich 0,1 Prozent der größten Anlagen emittiert. Daraus lassen sich folgende Schlüsse ziehen:

- Bei einem Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen an sehr großen Emittenten (> 10.000 kt CO<sub>2</sub>/a, nur Kraftwerke) lassen sich kurzfristig erhebliche Effekte hinsichtlich der gesamtwirtschaftlichen CO<sub>2</sub>-Bilanz erreichen. Dazu sind relativ wenige Großanlagen erforderlich.
- Die Größenklassen der interessanten, da längerfristig nutzbaren CO<sub>2</sub>-Emittenten aus der Industrie liegen

im Bereich zwischen 100 und 2.000 bzw. maximal 10.000 kt CO<sub>2</sub>/a.

- Langfristig sind auch CO<sub>2</sub>-Separationsanlagen kleiner Leistung und Nutzungs-/Sammelkonzepte für Anlagen im Leistungsbereich von 1 bis 5 kt/a CO<sub>2</sub> notwendig.

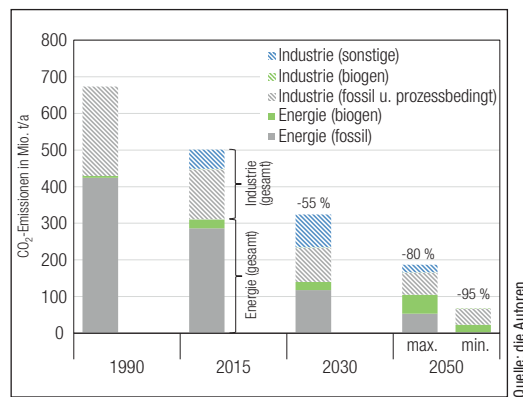
Eine zukünftige Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen ist hauptsächlich im Bereich der konventionellen Strom- und Wärmeerzeugung zu erwarten. Es wird nicht davon ausgegangen, dass die verschiedenen Branchen im gleichen Maße zur Erreichung der Klimaschutzziele beitragen können. Grund dafür sind prozessbedingte Emissionen und die Effizienz der Industrieanlagen. Prinzipielles Ziel bleibt für 2050 die Senkung auf maximal 20 Prozent bzw. fünf Prozent der Emissionen von 1990 [4]. Der BDE geht von unterschiedlichen Reduktionsbeiträgen der Sektoren aus [5]. Während die Energieversorgung ihre Emissionen gegenüber 1990 um 89 Prozent senkt, werden im 80-Prozent-Klimapfad für die Industrie eine

Senkung von 51 Prozent und für die energetischen Prozesse der Industrie 72 Prozent gesehen.

In [5] werden vom BDI pfadabhängig für 2050 für den Sektor Energie Bandbreiten der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1 bis 122 Mio. t CO<sub>2</sub>/a gesehen, für die Industrie von 13 bis 75 Mio. t CO<sub>2</sub>/a. Der niedrigste Pfad im Sektor Industrie erfordert den massiven Einsatz der Abtrennung von CO<sub>2</sub> z. B. in Form von CCS [10]. Analog wird in [11] von ca. 40 Mio. t CO<sub>2</sub>-Anfall bei der Energiebereitstellung ausgegangen. Von den 44 bis 68 Mio. t CO<sub>2</sub>/a der Industrie würden 2050 zwischen 18,8 Mio. t/a und 40,6 Mio. t/a prozessbedingt anfallen. Quellen sind der Calciumcarbonat-Einsatz in der Kalk- und Zementherstellung, die Koksnutzung bei der Stahlproduktion, der Erdgaseinsatz bei der Ammoniakproduktion sowie der Anodenverbrauch der Aluminiumherstellung. Der niedrigere Wert als Potenzial ist anzunehmen, falls ein massiver Wasserstoffeinsatz auf elektrolytischer Basis in der Stahlindustrie (Redukti-

onsprozesse) und bei der Ammoniakproduktion erfolgt. **Tabelle 2** fasst die in der Studie näher betrachteten CO<sub>2</sub>-Quellen mit ihrem derzeitigen und prognostizierten Potenzial zusammen.

Steigt die Biomassenutzung vom aktuellen Niveau auf den vom Ökoinstitut [11] maximal prognostizierten Wert, werden aus der Biomassenutzung (Stroh, Energiepflanzen, Gülle, Holz, Altholz, Klärschlamm, Bioabfall, biologische Produktionsreste) zwischen 101 (Stand 2015) und 120 Mio. t CO<sub>2</sub>/a emittiert werden; davon stammen ca. 13 Mio. t CO<sub>2</sub>/a aus Bio- und Klärgasen. Der BDI empfiehlt die Konzentration der Biomasse auf größere Industriefeuerungen und große Biomasseanlagen, um deren Wärme- und Energiebedarf zu decken. Theoretisch ließe sich der Bedarf der Industrie im Jahr 2050 damit decken, praktisch würde die Biomasse dann nicht mehr für den Wohnungssektor (2015: ca.



**Abb. 3:** Entwicklung der nutzbaren CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den Sektoren Energie und Industrie (in Mio. t CO<sub>2</sub>/a). Die Gesamtmengen geben die Entwicklung der Emissionen auf der Grundlage der Reduktionsziele der Bundesregierung wieder. Unter der Kategorie „Industrie (sonstige)“ sind Emissionen der Kleinanlagen sowie der Bauindustrie subsumiert, die im Rahmen der Studie nicht einzeln erfasst wurden.

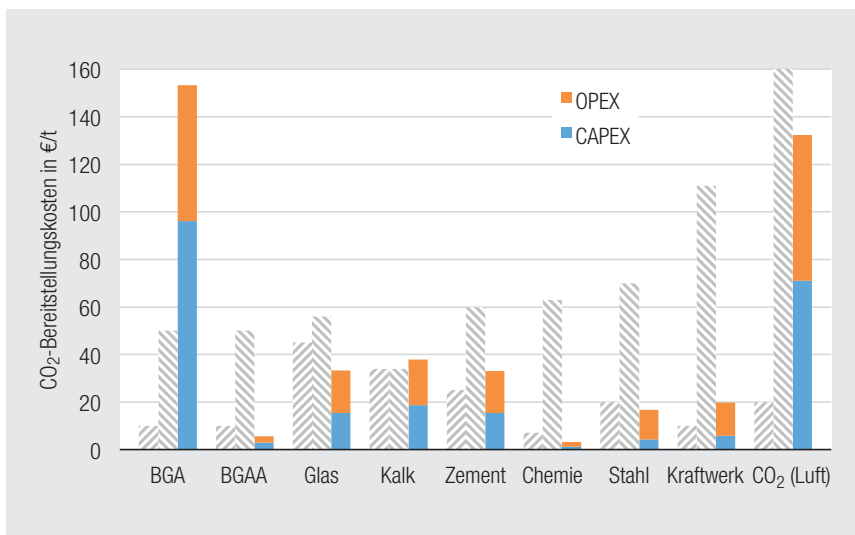
23 Prozent der gesamten Biomasse), die öffentliche Energie- und Wärmeversorgung (2015: 43 Prozent der Biomasse) oder in der Mobilität (2015: ca. acht Prozent der Biomasse) zur Verfügung stehen.

Momentan liegt das nutzbare Potenzial aus Biomasse in der Größenordnung von 26 Mio. t

**Tabelle 3: Vergleich kommerziell verfügbarer Technologien zur CO<sub>2</sub>-Bereitstellung**

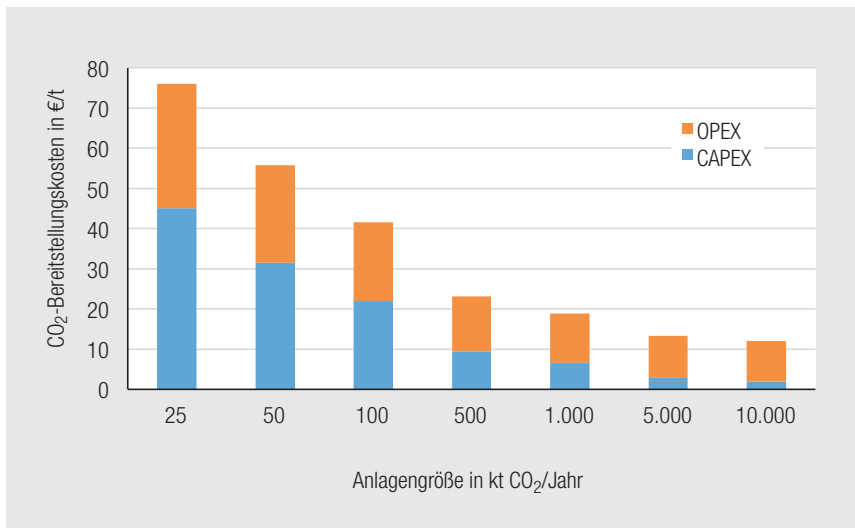
	<b>Adsorption</b>	<b>Absorption</b>	<b>Membrantrennung</b>
<b>Trennprinzip</b>	Physikalische oder chemische Bindung an die Oberfläche eines Feststoffs	Physikalisches oder chemisches Lösen in einer möglichst selektiven Waschflüssigkeit	Selective Permeation (Durchdringung) einer Membran
<b>Betriebsmittel</b>	Adsorbentien (z. B. Aktivkohle, Kohlenstoffmolekularsiebe, Silicagele, Zeolithe, Aluminiumoxide)	Waschflüssigkeiten (z. B. Wasser, Kohlenwasserstoffe, wässrige Aminlösungen)	Membrane (z. B. Polymermembranen, Kompositmembranen, anorganische Membranen)
<b>Kommerzielle Anwendungsbereiche</b>	Wasserstoffproduktion, Biogasaufbereitung, Gasfeinreinigung	Erdgas-, Synthesegas- und Biogasaufbereitung, auch F&E bzgl. CCS	Biogasaufbereitung
<b>Betriebsbedingungen</b>	Hoher Partialdruck, niedrige Temperatur	Hoher Partialdruck, hohe Temperatur in der Regeneration	Hoher Partialdruck, niedrige Temperatur
<b>Erzielbare Reinheiten CO<sub>2</sub></b>	hoch (Desorption instationär)	> 99,5 % (chemisch) < 98 % (physikalisch)	< 98 %
<b>Volumenströme (Anlagengröße)</b>	bis zu 120.000 m <sup>3</sup> /h	bis zu 6 Mio. m <sup>3</sup> /h	bisher ≤ 1.000 m <sup>3</sup> /h
<b>TRL Biogasaufbereitung</b>	9	9	9
<b>TRL Abgasaufbereitung</b>	Abgas: < 7; Luft: 7–9	7–9	4–5
<b>Spezifischer Energiebedarf kWh/m<sup>3</sup> (CO<sub>2</sub>)</b>	Elektrisch: 0,25–1,25 Thermisch: -	Elektrisch: 0,05–0,5 Thermisch: 0,1–1,4	Elektrisch: 0,1–0,6 Thermisch: 0,2–1,2
<b>Entwicklungspotenzial</b>	Ausgereifte Technologien, Weiterentwicklungen v. a. im Bereich der Betriebsmittel		Höher als bei Adsorption und Absorption
<b>Vorteile</b>	Stand der Technik, bereits vielfach bewährt	Skalierungsvorteile, vorteilhaft für Großanlagen einsetzbar	Technologisch einfach, Membrankosten sinken
<b>Nachteile</b>	Instationärer Betrieb, daher apparativ aufwendig	Geringe Stabilität einiger Absorptionslösungen bei Einsatz im Abgas	Fehlender Stabilitätsnachweis in Abgas

Quelle: die Autoren



Quelle: die Autoren

**Abb. 4:** Prognostizierte Kosten für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung für verschiedene Branchen. In der Rechnung berücksichtigt sind die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung, für die Gasteinreinigung (Entschwefelung und Entstickung) und für die Kompression von CO<sub>2</sub> auf den Methanisierungsdruck von 20 bar. Die grau schraffierten Säulen geben die minimalen und maximalen Literaturwerte wieder [6–9]. Im Falle der Adsorption aus der Luft werden Werte bis zu 950 Euro/t diskutiert (BGA: Biogasanlage, BGAA: Biogas-Aufbereitungsanlage).



Quelle: die Autoren

**Abb. 5:** Entwicklung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit der Anlagengröße (Degressions-effekte) am Beispiel eines Gaskraftwerks

CO<sub>2</sub>/a, basierend auf der Biogasproduktion von 12 Mio. t CO<sub>2</sub>/a und der Verbrennung von Biomasse in ca. 200 Feuerungsanlagen ≥ 1 MW mit einem Potenzial von 14 Mio. t CO<sub>2</sub>/a. Dieses Volumen kann in jedem Fall bis 2050 als verfügbar angenommen werden. Die weiteren aktuell 76 Mio. t CO<sub>2</sub>/a werden aufgrund der dezentralen und kleinen Emissionsgrößen als aktuell nicht nutzbar angesehen. Für 2050 wird angenommen, dass eine Verdopplung dieser nutzbaren 26 Mio. t CO<sub>2</sub>/a durch Umlenkung in größere zentrale Anlagen und Erhöhung des Holzaufkommens möglich wird [11].

Zusammenfassend steht somit 2030 ein Volumen von rund 270 bis 320 Mio. t CO<sub>2</sub>/a zur Verfügung. Im Jahr 2050 und damit langfristig ist mit CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energiewirtschaft und der Industrie von 70 bis 185 Mio. t CO<sub>2</sub>/a zu rechnen. Diese stehen als Potenzial für die stoffliche Nutzung zur Verfügung. Von diesen resultieren

- 7 bis 57 Mio. t CO<sub>2</sub>/a aus der öffentlichen Energie- und Wärmeversorgung (ohne Biomasseanteil),
- rund 44 bis 68 Mio. t CO<sub>2</sub>/a aus den betrachteten industriellen Emissionen sowie

- zwischen 25 und 52 Mio. t CO<sub>2</sub>/a jährlich aus Biogas- und Klärgasanlagen sowie der energetischen Nutzung von Biomasse in größeren Anlagen.

Der Anteil biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen könnte bei weitgehender Ausschöpfung der Biomassepotenziale und Reduktion der fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 auf einen Anteil von 30 bis 40 Prozent steigen (Abb. 3). Die zukünftig prognostizierten CO<sub>2</sub>-Mengen („grüne“ und zulässige „graue“ Emissionen) reichen aus, um die nach der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ [10] und der Studie nach Nitsch „Die Energiewende nach COP 21“ [12] für 2050 prognostizierten SNG-Bedarfe von 500 bis 880 TWh/Jahr zu decken.

Aufgrund der Konsistenz mit verschiedenen Studien ist die Prognosesicherheit der unteren Grenze hoch und damit die Verfügbarkeit der berechneten minimalen CO<sub>2</sub>-Volumina von 70 Mio. t/a sichergestellt. Ob die obere Grenze der CO<sub>2</sub>-Menge unterschritten wird, hängt wesentlich von politischen und technischen Rahmenseetzungen bis 2030 ab. Einschränkend muss zusätzlich erwähnt werden, dass in Zukunft ggf. auch andere Industriezweige CO<sub>2</sub> als Rohstoff erschließen werden, was die zur Verfügung stehenden Mengen für PtSNG reduzieren wird.

### Technologien zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung

Technologien für die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> mit hohem Technologiereifegrad (TRL) sind in Form von Adsorptions- und Absorptionslösungen bereits heute vorhanden. Diese sind vorwiegend im Bereich der Erdgas-, Synthesegas- und Biogasaufbereitung im Einsatz. Auch neuere Technologien, z. B. membranbasierte Aufbereitungstechnologien, finden bereits heute Anwendung im Biogassektor. Die Anwendbarkeit von Membrananlagen auf die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus Rauchgas ist Gegenstand aktueller Untersuchungen. Weiterentwicklungen von Technologien zur Bereitstellung von CO<sub>2</sub> finden vornehmlich im Bereich der eingesetzten Materialien (Adsorbentien-

en, Waschflüssigkeiten, Membranmaterialien) statt (Tab. 3).

Die Kosten der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aus Prozessgasen auf Basis der genannten Technologiealternativen variieren nach CO<sub>2</sub>-Quelle und Anlagengröße im Bereich zwischen 20 und 160 Euro/t CO<sub>2</sub>. Kohlenstoffdioxid aus Kleinst-Biogasanlagen (< 200 m<sup>3</sup>/h Rohbiogas) und CO<sub>2</sub> aus Luft liegen im Bereich von 120 bis 160 Euro/t CO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> aus industriellen Prozessen kann deutlich günstiger zur Verfügung gestellt werden. In **Abbildung 4** werden die prognostizierten Kosten auf Basis dieser Arbeit Werten aus der Literatur gegenübergestellt [6–9]. Hierbei ist herauszustellen, dass Größenskalierungseffekte der Abscheideanlage einen großen Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten haben (in **Abbildung 5** am Beispiel Gaskraftwerk gezeigt).

## Zusammenfassung

Synthetisch erzeugtes Methan (SNG) kann über erneuerbaren Strom und CO<sub>2</sub> hergestellt werden und bietet so ein erhebliches Potenzial als chemischer Energiespeicher im Zuge der Energiewende. Die Vorteile des Energieträgers sind dabei die hohe Energiedichte, die vorhandene Verteil- und Speicherinfrastruktur und die bereits heute umgesetzte breite Verwendung als Brenn- oder Rohstoff für eine weitere stoffliche Nutzung. Bei einer Potenzialanalyse von CO<sub>2</sub> ergibt sich das folgende Bild: Ein Großteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland (ca. 60 Prozent) stammt aus Prozessen der Energiebereitstellung und der industriellen Produktion. Branchenspezifisch gibt es große Unterschiede sowohl hinsichtlich der Größenklassen der vorhandenen Emittenten als auch hinsichtlich deren räumlicher Verteilung in Deutschland. Regenerative CO<sub>2</sub>-Quellen wie Biogas- oder Klärgasanlagen zählen zu den Kleinstanlagen und sind flächendeckend in ganz Deutschland verfügbar. Industriezweige, wie z. B. Stahlwerke, Zementwerke oder Kraftwerke, hingegen sind fossile Großemittenten und sind räumlich

anhand der Rohstoffsituation und der Absatzmärkte verteilt. 2030 wird voraussichtlich ein CO<sub>2</sub>-Volumen von rund 270 bis 320 Mio. t CO<sub>2</sub>/a zur Verfügung stehen. Im Jahr 2050 und damit langfristig ist mit CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energiewirtschaft und der Industrie von 70 bis 185 Mio. t CO<sub>2</sub>/a zu rechnen, welches hauptsächlich aus prozessbedingten fossilen Emissionen stammt.

Verfügbare industrielle Technologien zur Bereitstellung von CO<sub>2</sub> mit einem hohen Reifegrad sind Adsorption, Absorption und membranbasierte Trennverfahren, die bereits heute z. B. in der Biogasreinigung oder in der Aufbereitung von Erdgas zum Einsatz kommen. Die Weiterentwicklung dieser Verfahren zielt vorrangig auf die Stabilisierung der eingesetzten Materialien (Adsorbentien, Waschmittel bzw. Membranen) gegenüber dem in Rauchgas enthaltenen Sauerstoff. Die Kosten für die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> belaufen sich auf 20 bis 160 Euro/t, wobei wegen Skalierungseffekten die Größe der Anlage den größten Einfluss auf die Kosten darstellt.

## Danksagung

Die Autoren danken dem DVGW für die finanzielle Förderung zur Durchführung der Studie. Die Volltextversion der Studie ist unter dem Förderkennzeichen G 1-04-16 auf der Webseite des DVGW für Mitgliedsunternehmen verfügbar. ■

## Literatur

- [1] Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R., Kolb, T.: *Renewable Energy* 2016, 85, 1371–1390. DOI: 10.1016/j.renene.2015.07.066.
- [2] Umweltbundesamt: *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2017: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 199–2015, 2017.*
- [3] DBI - Deutsches Brennstoffinstitut gGmbH Freiburg, *DBI-GIS-Datenbank 2015.*
- [4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), *Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung 2016.*
- [5] Gerbert, P., Herhold, P., Burchardt, J., Schönberger, S., Rechenmacher, F., Kirchner, A., Kemmler, A., Wunsch, M.: *Klimapfade für Deutschland, 2018.*
- [6] Brynolf, S., Taljegard, M., Grahn, M., Hansson, J.: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018, 81, 1887–1905. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.288.

- [7] Naims, N.: *Environmental Science and Pollution Research* 2016, 23 (22), 22226–22241. DOI: 10.1007/s11356-016-6810-2.
- [8] Kuramochi, T., Ramirez, A., Turkenburg, W., Faaij, A.: *Progress in Energy and Combustion Science* 2012, 38 (1), 87–112. DOI: 10.1016/j.peccs.2011.05.001.
- [9] McKinsey & Company, *Pathways to a Low-Carbon Economy: Version 2 of the global greenhouse gas abatement cost curve 2009.*
- [10] Bründlinger, T. et al.: *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050, 2018.*
- [11] Öko-Institut/Fraunhofer ISI, *Klimaschutzszenario 2050: 2. Endbericht 2015.*
- [12] Nitsch, J.: *Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung, 2016.*

## Die Autoren

**Dr. Johannes Schäffer** ist Projektingenieur in der Gruppe „Verfahrenstechnik“ an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie.

**Felix Ortloff** ist Leiter der Gruppe „Verfahrenstechnik“ an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie.

**Dr. Frank Graf** leitet den Bereich „Gastechologie“ an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie.

**Udo Lubenau** ist Fachgebietsleiter (FG Gaschemie/Gasaufbereitung) bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

**Ronny Erler** ist Fachgebietsleiter (FG Energieversorgungssysteme) bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

**Janina Senner** ist Teamleiterin in der Abteilung „Brennstoff- und Gerätetechnik“ am Gas- und Wärmeinstitut Essen e. V.

**Caroline Imberg** ist Projektingenieurin in der Abteilung „Brennstoff- und Gerätetechnik“ am Gas- und Wärmeinstitut Essen e. V.

Kontakt:

Felix Ortloff

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

Engler-Bunte-Ring 1, 76131 Karlsruhe

Tel.: 0721 608-41274

E-Mail: ortloff@dvgw-ebi.de

Internet: www.dvgw-ebi.de