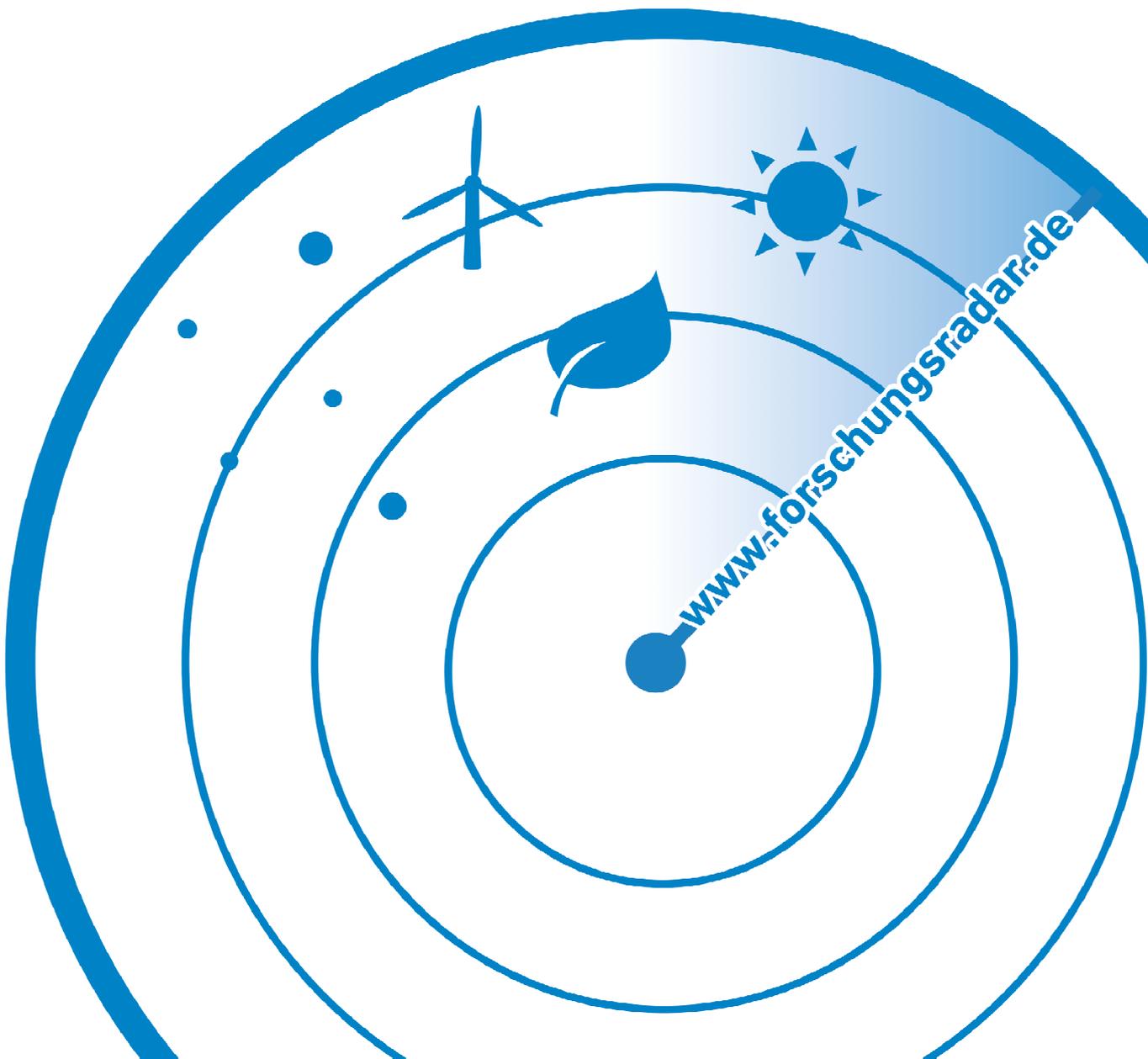


METAANALYSE

März 2018

Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende



Inhalt

1.	Einleitung	3
1.1	Vorgehensweise	3
1.2	Ziel der Metaanalyse	4
2.	Ausgangssituation für erneuerbare Gase	4
2.1	Synthetische Gase	5
2.2	Biogene Gase	6
3.	Einsatzpfade erneuerbarer Gase	7
3.1	Biogas- und Biomethanverbrauch in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr	7
3.2	Auslastung der Biogas- und Biomethan-BHKW	9
3.3	Verbrauch synthetischer erneuerbarer Gase in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr	9
3.4	Auslastung von Power-to-Gas-Anlagen	11
3.5	Wasserstoff und synthetisches Methan im Vergleich	12
4.	Technikentwicklung von Power-to-Gas	13
4.1	Kohlenstoffquellen für die Methanisierung	13
4.2	Installierte Kapazität von Elektrolyseuren	14
4.3	Stromnachfrage von Power-to-Gas-Anlagen	15
4.4	Wirkungsgrade von Power-to-Gas-Anlagen für Elektrolyse und Methanisierung	16
4.5	Investitionskosten von Power-to-Gas-Anlagen	18
5.	Kapazität von Gaskraftwerken	19
6.	Importe synthetischer erneuerbarer Gase	21
7.	Schlussfolgerungen und Ausblick	22
8.	Ausgewertete Literatur und Datenquellen	23

1. Einleitung

Zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele ist ein umfassender Umbau des Energiesystems notwendig. Die Transformation der Energieversorgung im Stromsektor hin zu Erneuerbaren Energien erfordert Technologien zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus Wind- und Solarenergie. Zudem benötigen die Bereiche Wärme und Mobilität alternative Energiequellen für klimaschonende Wärme und Antriebe. Erneuerbare Gase (Biogas und Biomethan, Wasserstoff und synthetisches Methan) können dabei eine wichtige Rolle spielen. Sie können darüber hinaus fossile Energieträger in der Industrie ersetzen, wo für chemische Prozesse Wasserstoff benötigt wird. Damit die Klimaschutzziele erreicht werden können, muss der Gasverbrauch CO₂-neutral werden. Das heißt, bis zum Jahr 2050 muss der Gasmarkt nach und nach von fossilen auf erneuerbare Gase umgestellt werden.

Der zukünftige Bedarf an erneuerbaren Gasen in den drei Sektoren Strom, Wärme und Verkehr hängt von der Ausgestaltung der Energiewende ab. Wie stark wird die Energieeffizienz gesteigert, d.h. wie stark sinkt die Nachfrage in den drei Sektoren? Wird der Energiebedarf im Wärme- und im Verkehrssektor in Zukunft überwiegend durch erneuerbaren Strom abgedeckt, d.h. werden die die Sektoren „elektrifiziert“, oder kommen hier auch Methan und Wasserstoff breit zum Einsatz? Und: wie ambitioniert sind die Klimaschutzziele?

1.1 Vorgehensweise

Die folgende Metaanalyse beschäftigt sich mit den Aussagen verschiedener aktueller Studien zur Rolle erneuerbarer Gase im Zuge der Energiewende. Es wird herausgearbeitet, für welche Zwecke und in welchem Umfang erneuerbare Gase genutzt werden könnten und mit welchen Argumenten wie viel Stromverbrauch, Elektrolyse- und Methanisierungskapazitäten zur Gasproduktion veranschlagt werden. Des Weiteren werden Einschätzungen zu den Kosten bzw. der Wirtschaftlichkeit von synthetischen Gasen, dem zukünftigen Bedarf an Gaskraftwerkskapazitäten sowie der Flexibilität (Volllaststunden) der Elektrolyseure und der Biogasanlagen erfasst.

In dieser Metaanalyse werden die folgenden zwei Formen erneuerbarer Gase betrachtet:

- synthetische erneuerbare Gase: Methan (CH₄) und Wasserstoff (H₂)
- biogene Gase: Biogas und das auf Erdgasqualität aufbereitete Biomethan (CH₄)

Während synthetische erneuerbare Gase strombasiert sind, d.h. durch Umwandlung von erneuerbarem Strom gewonnen werden, entstehen biogene Gase aus der natürlichen Vergärung von Biomasse wie z.B. Energiepflanzen und biogenen Reststoffen wie Bioabfall und tierischen Exkrementen.

Im Einzelnen vergleicht die Metaanalyse die Aussagen von verschiedenen Studien zu

- dem zukünftigen Verbrauch biogener Gase in den Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie,
- dem zukünftigen Verbrauch synthetischer Gase in den Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie, die jeweiligen Anteile von Methan und Wasserstoff sowie die Kohlenstoffquellen für die Methanisierung,
- der installierten Kapazität an Elektrolyseuren,
- den benötigten Strommengen für Elektrolyse und Methanisierung,
- den Investitionskosten von Power-to-Gas-Anlagen,
- den erwarteten Wirkungsgraden von Power-to-Gas-Anlagen,
- der Auslastung (Volllaststunden) der Elektrolyseure und Biogasanlagen,

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

- der installierten Gaskraftwerkskapazität und
- den Power-to-Gas-Importen und den Importpreisen.

1.2 Ziel der Metaanalyse

Ziel der Metaanalyse ist es, die Bandbreite von Szenarien zur energiewirtschaftlichen Bedeutung erneuerbarer Gase im Energiesystem der Zukunft sowie zu deren ökonomischen Perspektiven abzubilden. Es wird der aktuelle Kenntnisstand zu den Fortschritten und Herausforderungen der Energiewende im Hinblick auf die Rolle erneuerbarer Gase erfasst und aufbereitet. Unsere vergleichende Gegenüberstellung von Annahmen und Ergebnissen unterschiedlicher Publikationen soll die Bandbreite der Expertendiskussion verdeutlichen und für mehr Transparenz in der energiepolitischen Debatte sorgen.

Wir haben drei unterschiedliche Gruppen von Zukunftsszenarien analysiert:

1. **Trend- bzw. Referenzszenarien**, die auf Basis der aktuellen Politik und der historischen Entwicklung der vergangenen Jahre Trends fortschreiben. Hierzu gehören insbesondere Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015): Aktuelle-Maßnahmen-Szenario und Nitsch (2017): TREND-17.
2. **Klimaschutz- bzw. Zielszenarien**, die sich an bestimmten Zielwerten orientieren, meist an der angestrebten Reduktion der Treibhausgase um 80 bis 95 Prozent bis 2050. Sie erörtern Entwicklungspfade und Maßnahmen, die zur Zielerreichung notwendig wären. Hierzu gehören BCG/Prognos (2018): Klimapfade 80% und 95%, Enervis (2017), EWI (2017), Frontier Economics (2017, Öko-Institut/Fraunhofer ISI 2015: Klimaschutzszenario 80 und 95, FENES/Energy Brainpool (2015), Fraunhofer ISE (2015) und Nitsch 2017: KLIMA-17 MEFF und KLIMA-17 HEFF.
3. **Technologiespezifischen Studien**, die Einzelaspekte herausgreifen. Hier sind zum Beispiel nymoen (2017), Fraunhofer ISE/IER/Compare Consulting (2016), Frontier Economics (2018) und acatech (2015) zu nennen.

2. Ausgangssituation für erneuerbare Gase

Im Jahr 2016 betrug der Endenergieverbrauch (Strom-, Wärme- und Kraftstoffverbrauch) von Gas etwa 663 Milliarden Kilowattstunden¹ (50 Mrd. kWh davon Biogas²), was mehr als einem Viertel des gesamten Endenergiebedarfs in Deutschland entspricht. Im Wärmesektor beträgt der Gasanteil sogar fast die Hälfte. Zur Stromerzeugung trägt Erdgas etwa 13 Prozent und Biogas rund 5 Prozent bei. Im Verkehr spielen Gase nur eine geringe Rolle. Biomethan und Erdgas haben nur einen Anteil von 0,1 bzw. 0,3 Prozent am Endenergieverbrauch im Verkehr.

Bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien im Stromsektor (ab ca. 80 Prozent) werden Langzeitspeicher benötigt, um die auftretenden Erzeugungsüberschüsse von Solar- und Windenergieanlagen in anderen Sektoren zu nutzen oder zu einem anderen Zeitpunkt wieder zu verstromen. In einem vollständig erneuerbaren Stromsystem sind erneuerbare Gase für die Überbrückung längerer Zeiträume mit einer geringen Stromeinspeisung aus Solar- und Windenergieanlagen nach dem momentanen Stand der Wissenschaft und Technik die einzige Option.

Für den Transport erneuerbarer Gase können die bereits bestehenden Kapazitäten der deutschen

¹ BMWi, Energiedaten.

² AGEE-Stat, Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland in 2016.

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

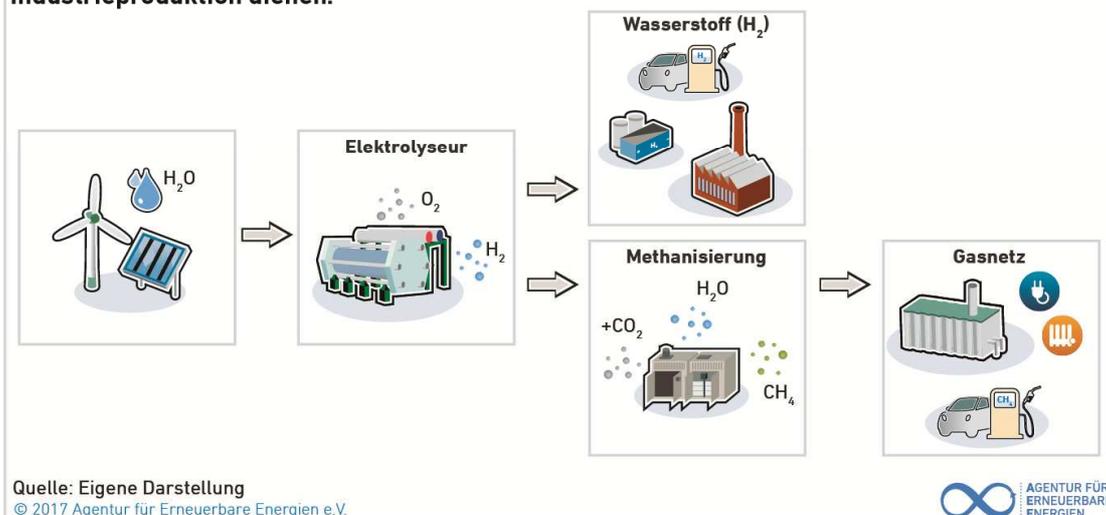
Gasinfrastruktur genutzt werden. Deutschland verfügt über eine Gasspeicherkapazität von rund 267 Mrd. kWh, was in etwa dem Endenergieverbrauch von Gas in den deutschen Haushalten im Jahr 2016 entspricht. Das Ausbaupotenzial der Gasspeicherkapazität wird auf 337 Mrd. kWh geschätzt.³ Erneuerbare Gase können entweder aus Biogasanlagen – wobei das Gas zu Biomethan aufbereitet werden muss – oder aus Power-to-Gas-Anlagen ins Gasnetz eingespeist werden.

2.1 Synthetische Gase

Power-to-Gas (PtG) ist ein Verfahren, um Strom aus Wind- und Solarenergie zu verwerten, der während bestimmter Zeiten keine Verbraucher findet. Das PtG-Verfahren stellt synthetische erneuerbare Gase bereit, die für die Stromerzeugung in Gaskraftwerken und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen genutzt werden können, aber auch im Wärmesektor und im Verkehr. Zudem können die Gase auch in der Industrie zur Bereitstellung von Prozesswärme mit hohen Temperaturen oder als Grundstoff in der chemischen Industrie verwendet werden.

Power-to-Gas: So unterstützt Gas aus erneuerbarem Strom die Wärme- und Verkehrswende

Strom aus Wind- und Solarenergie, der nicht direkt verbraucht werden kann, kann zur Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse verwendet werden. Wasserstoff kann durch Zugabe von Kohlendioxid zu Methan weiter veredelt werden. Diese Gase können als Kraftstoff für Wasserstoff- oder Gasfahrzeuge, als Energiequelle in Blockheizkraftwerken und Brennstoffzellen zur Produktion von Strom und Wärme oder auch als Rohstoff in der Industrieproduktion dienen.



PtG-Anlagen erzeugen entweder Wasserstoff (Elektrolyse) oder in einem weiteren Prozessschritt Methan (Methanisierung). Der Nachteil von Wasserstoff ist, dass die direkt ins Erdgasnetz einzuspeisende Menge auf etwa fünf Volumenprozent begrenzt ist. Langfristig ist eine Anpassung auf 15 Prozent möglich.⁴ Für größere Mengen müsste eine eigene Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut werden. Der zusätzliche Prozessschritt der Methanisierung vereinfacht dagegen die Integration in die vorhandene Gasinfrastruktur: Aus einer Synthese von Wasserstoff mit Kohlendioxid (CO_2) kann Methangas (CH_4) hergestellt werden. Dieses Gas hat gegenüber Wasserstoff den Vorteil, dass keine Infrastrukturanpassungen notwendig sind. Es kann ohne Restriktionen in das Gasnetz eingespeist werden. Da es mit fossilem Erdgas identisch ist, kann dieses synthetische erneuerbare Methan in allen Endanwendungen für Erdgas verwertet werden,

³ FENES/Energy Brainpool (2015).

⁴ DBI et al. (2017).

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

ob in Gaskraftwerken, Gasheizungskesseln oder Fahrzeugen mit Gasmotor. Es steht so orts- und zeitunabhängig zum Rückverstromen, Heizen oder im Verkehrssektor zur Verfügung.

Nachteil des Prozessschritts der Methanisierung ist, dass er den Gesamtprozess energieaufwändiger und teurer macht. Eine Herausforderung ist außerdem die Gewinnung des benötigten Kohlenstoffs aus CO₂. Als Quelle können hierfür prinzipiell Biomasse, die Umgebungsluft aber auch fossile Brennstoffe dienen. Soll der gesamte PtG-Prozess treibhausgasneutral sein, kommen als Kohlenstoffquellen nur Biomasse und die Umgebungsluft in Frage. Aus Kostengründen werden voraussichtlich zunächst die biogenen CO₂-Quellen sowie Industrieprozesse, bei denen CO₂ anfällt, erschlossen. Langfristig kommt auch die Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture) in Frage, sobald die Technik weiter ausgereift sein wird.

Die Herstellungsverfahren von strombasierten Brennstoffen befinden sich also noch in der Phase der Erforschung und Entwicklung. Herausforderungen bestehen noch in der Erhöhung des Wirkungsgrads und der Kostensenkung. Die analysierten Studien weisen jedoch darauf hin, dass die hierfür notwendigen Anlagen erst bei Klimaschutzzielen ab 80 Prozent Treibhausgaseinsparung erforderlich sind. Um das untere Klimaschutzziel von 80 Prozent zu erreichen, werden diese Langzeitspeicher auch 2050 noch nicht benötigt. Nichtsdestotrotz sollten schon heute verstärkte Forschungsanstrengungen unternommen werden, um die Verfügbarkeit der Technologie auch bei einem schnellen Ausbau der Erneuerbaren Energien rechtzeitig zu gewährleisten.

2.2 Biogene Gase

Biogas dagegen ist bereits eine ausgereifte Technik. Im Jahr 2016 waren Biogas- und Biomethan-Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer installierten Leistung von 5.3 GW⁵ am Netz. Bisher erzeugen diese BHKW rund um die Uhr gleichmäßig viel Strom. Die dabei anfallende Wärme wird häufig in den landwirtschaftlichen Betrieben und in Wärmenetzen genutzt. In Zukunft wird erwartet, dass immer mehr Biogasanlagen ihre Stromerzeugung auf die Zeiten konzentrieren, in denen Windenergie- und Photovoltaikanlagen gerade wenig Strom produzieren. Statt einer Grundlasterzeugung mit hohen Volllaststunden wird Biogas also in Zukunft flexibel, mit geringeren Volllaststunden eingesetzt.

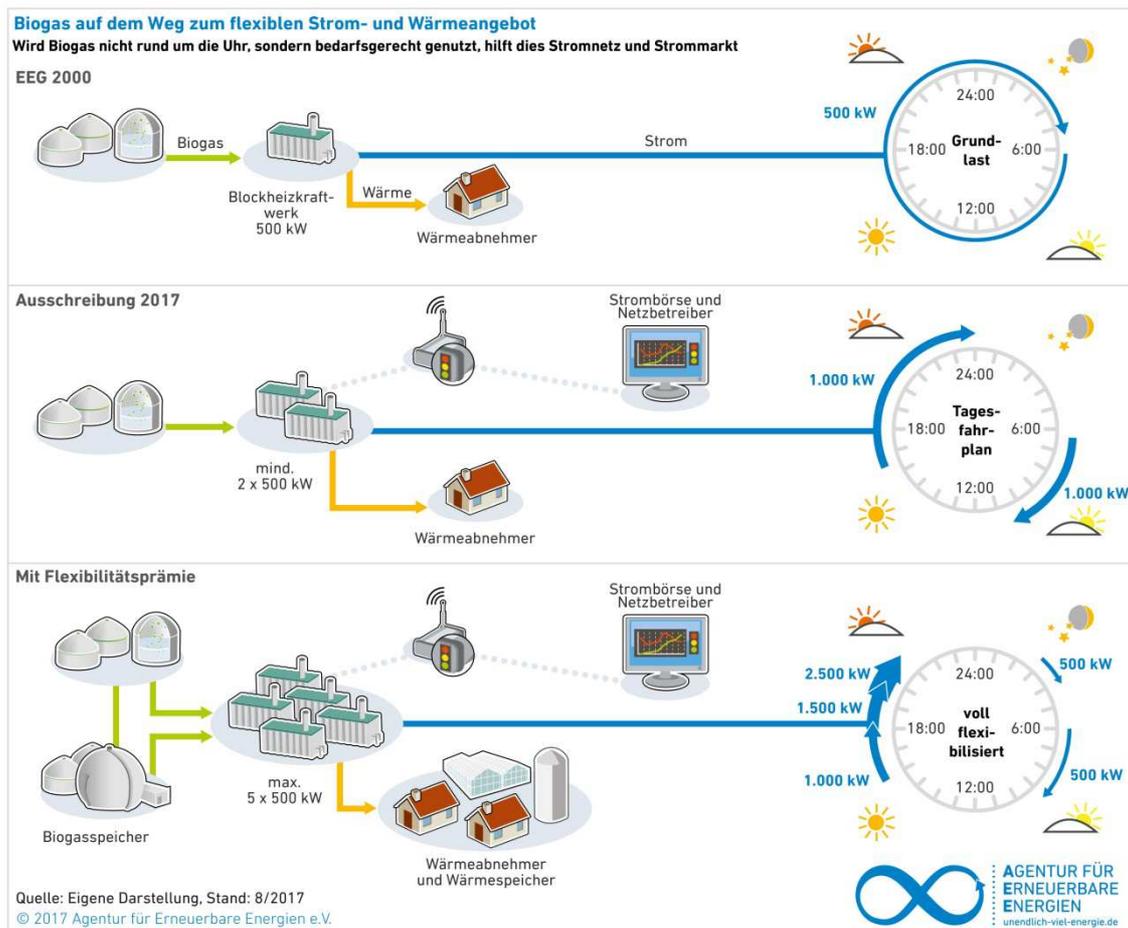
Eine weitere Perspektive für Biogas ist die Einspeisung in das deutsche Gasnetz. Dafür muss das Biogas zu Erdgasqualität aufbereitet werden. Von insgesamt über 9.200 Biogasanlagen speisten im Jahr 2016 allerdings nur knapp 200 Aufbereitungsanlagen⁶ 9,4 Mrd. kWh Biomethan in das Gasnetz ein.⁷ Wie das synthetische erneuerbare Methan kann auch Biomethan auf diesem Weg im Verkehr und in der Industrie eingesetzt werden. Dort wird sich Biogas auf Bereiche konzentrieren, wo kaum klimafreundliche Alternativen zu fossilen Brennstoffen zur Verfügung stehen, z.B. im Güterfernverkehr und in der Hochtemperatur-Prozesswärme.

⁵ AG EE-Stat.

⁶ Fachverband Biogas: Branchenzahlen 2016, Oktober 2017.

⁷ BNetzA, Monitoringbericht 2017.

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende



3. Einsatzpfade erneuerbarer Gase

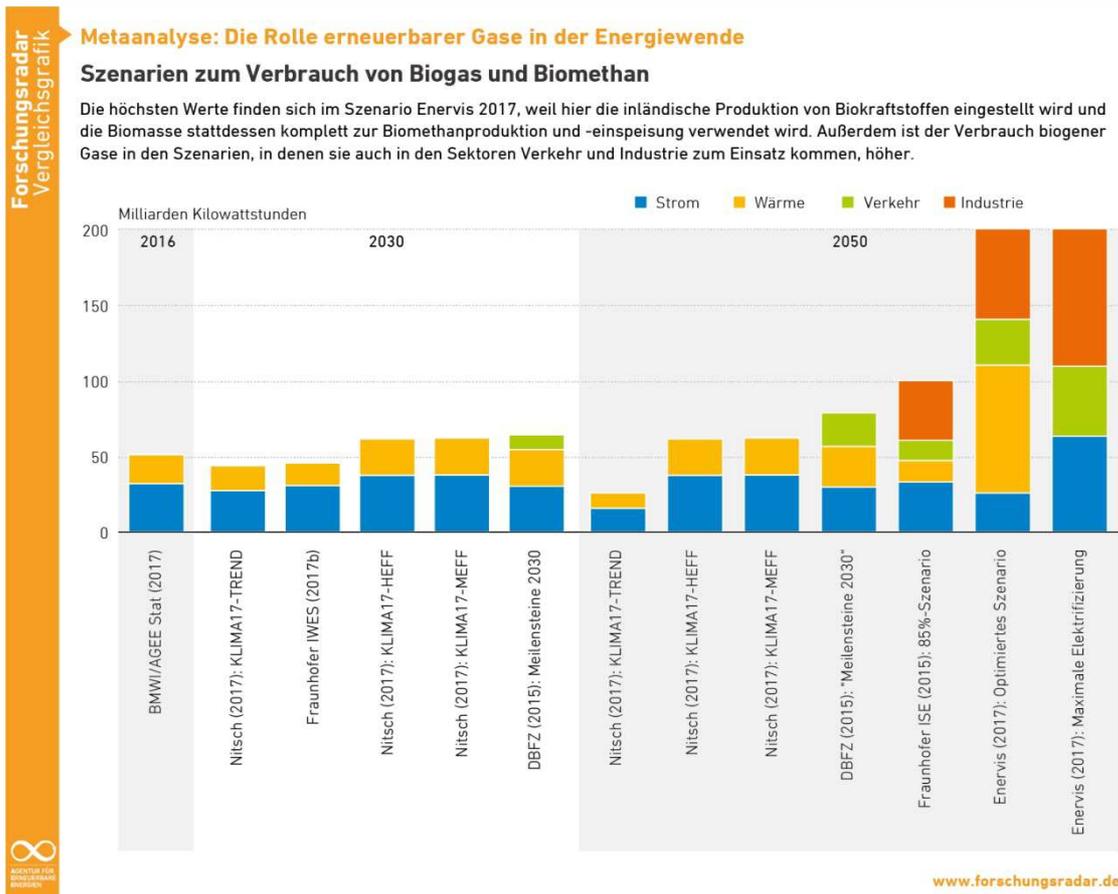
3.1 Biogas- und Biomethanverbrauch in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

Im Jahr 2016 summierte sich die bereitgestellte Menge an Strom, Wärme und Kraftstoffen aus Biogas und Biomethan auf 52 Mrd. kWh, wobei 32 Mrd. kWh allein auf den Strombereich entfielen. Der Wärmeverbrauch auf Basis von Biogas und Biomethan lag bei 20 Mrd. kWh. Der Biomethanverbrauch im Verkehr fiel mit 0,4 Mrd. kWh noch kaum ins Gewicht. In allen Studien, die alle drei Sektoren Strom, Wärme und Verkehr (bzw. auch den Industriesektor) berücksichtigen, wird biogenen Gasen eine relevante Rolle in der Energieversorgung der Zukunft zugesprochen.

Bis zum Jahr 2030 gehen zwei Szenarien allerdings davon aus, dass die Endenergiebereitstellung aus Biogas und Biomethan leicht zurückgeht. Das Nitsch-Trendszenario geht von einem Rückgang auf knapp 44 Mrd. kWh aus. Fraunhofer IWES (2017b) geht unter der Annahme der Beibehaltung des aktuellen Bestands an Biogasanlagen von einer Energiemenge von 45 Mrd. kWh aus. In den beiden Nitsch-Klimaschutzszenarien MEFF und HEFF sowie in den DBFZ-Meilensteinen 2030 steigt die Endenergiebereitstellung aus Biogas und Biomethan bis 2030 auf über 60 Mrd. kWh an. Im Jahr 2050 liegt sie in den Szenarien zwischen 26 Mrd. kWh (Nitsch 2017: TREND-17) und 200 Mrd. kWh (Enervis 2017). Unterschiede zwischen den Szenarien bestehen auch in der Art der Nutzung der biogenen Gase. Während bei Nitsch 2017 das Biogas direkt in Kraft-Wärme-Koppelungs-(KWK-)Anlagen in Strom und Wärme umgewandelt wird, gehen Enervis 2017 und

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

Fraunhofer ISE 2015 davon aus, dass das Biogas komplett zu Biomethan aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist wird.



Im Verkehr kann Biomethan relativ kurzfristig dazu beitragen, die Treibhausgase zu senken. Hinzu kommt, dass Gasfahrzeuge auch die Schadstoffbelastung (Stickoxide, Feinstaub, Kohlenmonoxid) gegenüber Flüssigkraftstoffen reduzieren. In den Szenarien, in denen Biomethan im Verkehr eingesetzt wird, liegt der gesamte Methanverbrauch zwischen rund 13 Mrd. kWh (Fraunhofer ISE 2015: 85 %-Szenario) und 46 Mrd. kWh (Enervis 2017: Maximale Elektrifizierung). Nitsch 2017 geht dagegen davon aus, dass im Verkehr gar kein Biomethan, sondern Bioenergie nur als flüssige Biokraftstoffe wie z.B. Biodiesel aus Rapsöl (61 bis 72 Mrd. kWh) zum Einsatz kommen wird.

Im Wärmebereich gehen die Szenarien bis 2030 nur von geringen Zuwächsen oder sogar von einem Rückgang biogener Gase aus. Es wird ein Wärmeverbrauch aus Biogas und Biomethan zwischen 15 Mrd. kWh (Fraunhofer IWES 2017b) und 25 Mrd. kWh (Nitsch 2017: MEFF) angenommen. Im Jahr 2050 gehen die Werte deutlich weiter auseinander. Die beiden Szenarien von Enervis gehen von gar keinem oder bis zu 84 Mrd. kWh Biogas- und Biomethanverbrauch im Wärmesektor aus. Biomethan kann auch in der industriellen Prozesswärme bei hohen Temperaturen über 500 Grad Celsius eingesetzt werden. Enervis 2017 sieht hier im Szenario „Maximale Elektrifizierung“ sogar das höchste Potenzial für Biomethan (91 von 200 Mrd. kWh gesamter Endenergienutzung aus Biomethan), genauso wie Fraunhofer ISE 2015 (39 von 100 Mrd. kWh).

Auch für den Stromsektor ergibt sich kein einheitliches Bild zwischen den Szenarien. Eine deutliche Steigerung findet nur im Enervis-Szenario „Maximale Elektrifizierung“ statt (63,1 Mrd.

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

kWh). Im Nitsch-Trendszenario halbiert sich die Stromerzeugung gegenüber 2016 auf 15,5 Mrd. kWh. In allen anderen Szenarien steigt oder sinkt die Stromerzeugung moderat (25,6 bis 37,5 Mrd. kWh). In meisten Studien wird der Fokus auf eine qualitative Optimierung statt auf eine quantitative Steigerung der Stromerzeugung gelegt. Das heißt, Strom aus Biogas oder Biomethan wird flexibel am Strombedarf und auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen für eine stabile Stromversorgung ausgerichtet.

3.2 Auslastung der Biogas- und Biomethan-BHKW

Die Auslastung von Biogas- und Biomethan-BHKW liegt heute laut Fraunhofer ISE (2015) im Durchschnitt bei 7.650 Stunden pro Jahr. Das bedeutet, dass die meisten BHKW heute noch größtenteils rund um die Uhr in Grundlast Strom und Wärme bereitstellen. Seit Einführung der Flexibilitätsprämie im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012 haben allerdings immer mehr Betreiber zusätzliche BHKW-Kapazitäten installiert, um deren Stromerzeugung je nach Börsenstrompreis und für Systemdienstleistungen zu variieren. Mit einer solchen flexiblen Betriebsweise helfen Biogas und Biomethan beim Ausgleich der fluktuierenden Solar- und Windenergieeinspeisung.

Die Flexibilisierung führt bei Einsatz einer unveränderten Menge an Biomasse in um ein Vielfaches höheren BHKW-Kapazitäten zu einer geringeren Auslastung im Jahresverlauf. Die sinkenden Volllaststunden zeigen den Grad der Flexibilisierung der BHKW an. So geht Fraunhofer ISE (2015) davon aus, dass sich die Volllaststunden bis 2030 in etwa auf 3.880 halbieren werden. Die Auslastung flexibilisierter Biogasanlagen liegt im Studienvergleich zwischen 2.000 und 5.500 Volllaststunden. Von der höchsten Auslastung im Jahr 2050 geht die Studie DBI et al. (2017) aus (min. 5.500 h/a). DBFZ (2015) rechnet mit 2.000 bis 5.000, acatech (2017) mit 2.000 bis 4.000 Volllaststunden. Die Studie der Agentur für Erneuerbare Energien „Neue Stromwelt“ aus dem Jahr 2015 geht für ein Szenario mit einer hundertprozentig erneuerbaren Stromversorgung (ohne konkrete Jahresangabe) von 2.400 Volllaststunden aus.

3.3 Verbrauch synthetischer erneuerbarer Gase in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

Wie viel Wasserstoff und synthetisches Methan zur Rückverstromung, zur Wärmeerzeugung, im Verkehr oder in der Industrie genutzt wird, wird in den Studien unterschiedlich gesehen. In den untersuchten Trendszenarien und in den Szenarien, in denen nur eine CO₂-Emissionsreduktion um 80 Prozent angestrebt wird, kommt PtG auch im Jahr 2050 kaum (Nitsch 2017: TREND) oder gar nicht zum Einsatz (Fraunhofer ISI/Consentec/ifeu 2017: Basisszenario, BCG/Prognos 2018: Referenzpfad und Klimapfad 80%). Im Gegensatz dazu wird der PtG-Technologie in allen ausgewerteten Szenarien mit ambitionierten Klimaschutzziele, in denen eine klimaneutrale Energieversorgung angestrebt wird, eine wichtige Rolle zugesprochen. Diese Szenarien gehen von einem PtG-Bedarf von mindestens 200 Mrd. kWh aus (Nitsch 2017: HEFF und BCG/Prognos 2018: Klimapfad 95%). Allerdings gibt es auch unter den ambitionierten Klimaschutzziele große Unterschiede. Manche Studien gehen von einer nahezu vollständigen Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr aus (Enervis 2017: Maximale Elektrifizierung, EWI 2017: Szenario Revolution, Frontier Economics 2017: Strom und Gasspeicher). Das wichtigste Argument für diesen Entwicklungspfad ist die deutlich höhere Effizienz der direkten Stromnutzung gegenüber der Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder Methan. Andere Studien und Szenarien gehen dagegen davon aus, dass im Wärmebereich und im Verkehr – neben den strombasierte Anwendungen – auch erhebliche Mengen erneuerbarer Gase eingesetzt werden. Die wichtigsten Argumente für diese Szenarien sind die technischen und ökonomischen Restriktion der

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

Elektrifizierung (z.B. der erforderliche Aufbau einer komplett neuen Infrastruktur für strombasierte Anwendungen), eine höhere Versorgungssicherheit durch die Nutzung der Gasspeicher sowie ein geringerer Stromnetzausbaubedarf.

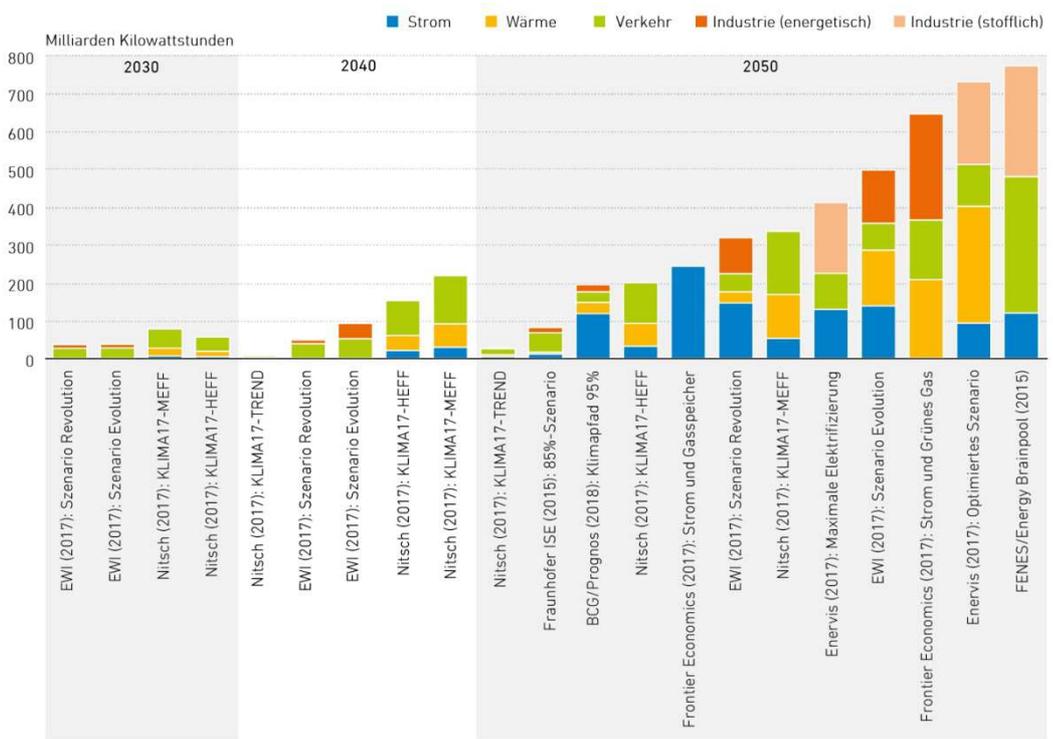
Im Jahr 2030 ist der Einsatz synthetischer Gase im Nitsch-Szenario MEFF mit knapp 80 Mrd. kWh am höchsten. Bis 2040 steigt der Wasserstoffeinsatz auf fast 220 Mrd. kWh an. Den höchsten Endenergieverbrauch von strombasierten Gasen im Jahr 2050 sieht das Szenario FENES/Energy Brainpool (2015) mit 773 Mrd. kWh, gefolgt von Enervis (2017): Optimiertes System mit 731 Mrd. kWh und Frontier Economics (2017): Strom und Grünes Gas mit 646 Mrd. kWh.

Forschungsradar Vergleichsgrafik

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

Szenarien zum Verbrauch synthetischer Gase (Wasserstoff und Methan)

Die höchsten Werte finden sich in Szenarien mit ehrgeizigen Klimaschutzzielen und in denen keine weitgehende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr stattfindet. Deutlich niedrigere Werte finden sich in Trend- und in 80%-Treibhausgasersparungs-Szenarien sowie in Szenarien, in denen in den Sektoren Wärme und Verkehr überwiegend erneuerbarer Strom genutzt wird. Die Vergleichbarkeit der Szenarien ist dadurch etwas eingeschränkt, dass die Prozesswärme in der Industrie in manchen Studien (z.B. Nitsch 2017) im Bereich Wärme enthalten ist und dass manche Studien keine Angaben zur stofflichen Nutzung von Wasserstoff/Methan machen (z.B. Frontier Economics 2017).



www.forschungsradar.de

Große Unterschiede zwischen den Szenarien bestehen nicht nur in der Gesamtmenge des Verbrauchs synthetischer erneuerbarer Gase, sondern auch in den Verwertungspfaden der Gase. Im Stromsektor spielt PtG in allen Klimaschutzenszenarien eine wichtige Rolle. Eine Ausnahme bildet das Szenario Frontier Economics (2017): Strom und Grünes Gas. Hier wird nur 1 Mrd. kWh von insgesamt 646 Mrd. kWh zur Rückverstromung eingesetzt. Der höchste Einsatz synthetischer Gase zur Stromerzeugung findet sich auch in einem Frontier-Economics-Szenario („Strom und Gasspeicher“) mit 244 Mrd. kWh.

Im Verkehr können Wasserstoff und Methan eine wichtige Rolle beim Ersatz fossiler Brennstoffe spielen. Alle Klimaschutzenszenarien gehen davon aus, dass Gasfahrzeuge dort zum Einsatz kommen, wo eine Elektrifizierung nach heutigem Stand der Technik nicht realisierbar ist, wie in

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

Teilen des Schwerlastverkehrs. Eine Ausnahme unter den Klimaschutzszenarien bildet Frontier Economics (2017): Strom und Gasspeicher. Der Energiebedarf im Verkehr wird hier nur über importierte synthetische Flüssigkraftstoffe und Strom gedeckt. Gasbasierte Fahrzeuge werden nicht genutzt. In den Szenarien, in denen PtG zur Deckung des Energiebedarfs im Verkehr eingesetzt wird, liegt der Gasverbrauch im Jahr 2050 zwischen rund 16 Mrd. kWh (Nitsch 2017: TREND) und 360 Mrd. kWh (FENES/Energy Brainpool 2015).

Hinter der zukünftigen Rolle von PtG im Wärmebereich steht ein besonders großes Fragezeichen. Denn hier wird im Jahr 2050 – neben den Trend- und 80 %-Szenarien – auch in drei Klimaschutzszenarien kein direkter Einsatz synthetischer Gase gesehen: Enervis (2017): Maximale Elektrifizierung, Frontier Economics (2017): Strom und Gasspeicher und FENES/Energy Brainpool (2015). Die Wärmebereitstellung erfolgt in diesen drei Szenarien ausschließlich über eine direkte Nutzung Erneuerbarer Energien in Form von Solarthermie, Biomasse, durch Wärmepumpen und Power-to-Heat in der Fernwärme. Der höchste Bedarf synthetischer Gase zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser findet sich im Szenario Enervis (2017): Optimiertes System mit 309 Mrd. kWh. In diesem Szenario ist der Verbrauch im Wärmesektor sogar der höchste unter allen Sektoren. Das Szenario von Frontier Economics prognostiziert mit 280 Mrd. kWh ein großes Potenzial für synthetische erneuerbare Gase in der industriellen Prozesswärme. Das Szenario FENES/Energy Brainpool sieht dagegen vor, 293 Mrd. kWh synthetische erneuerbare Gase der energetischen Nutzung zu entziehen und stofflich zu nutzen.

Während sich alle Studien mit ambitionierten Klimaschutzzielen einig darin sind, dass PtG als Flexibilitätsoption im Stromsektor unverzichtbar ist, wird das größte Potenzial für PtG in Summe im Verkehr und in der Industrie gesehen. Auch zeitlich entsteht der größte Bedarf an synthetischen Gasen in den Jahren 2030 und 2040 zunächst im Verkehr (siehe EW1 2017 und Nitsch 2017).

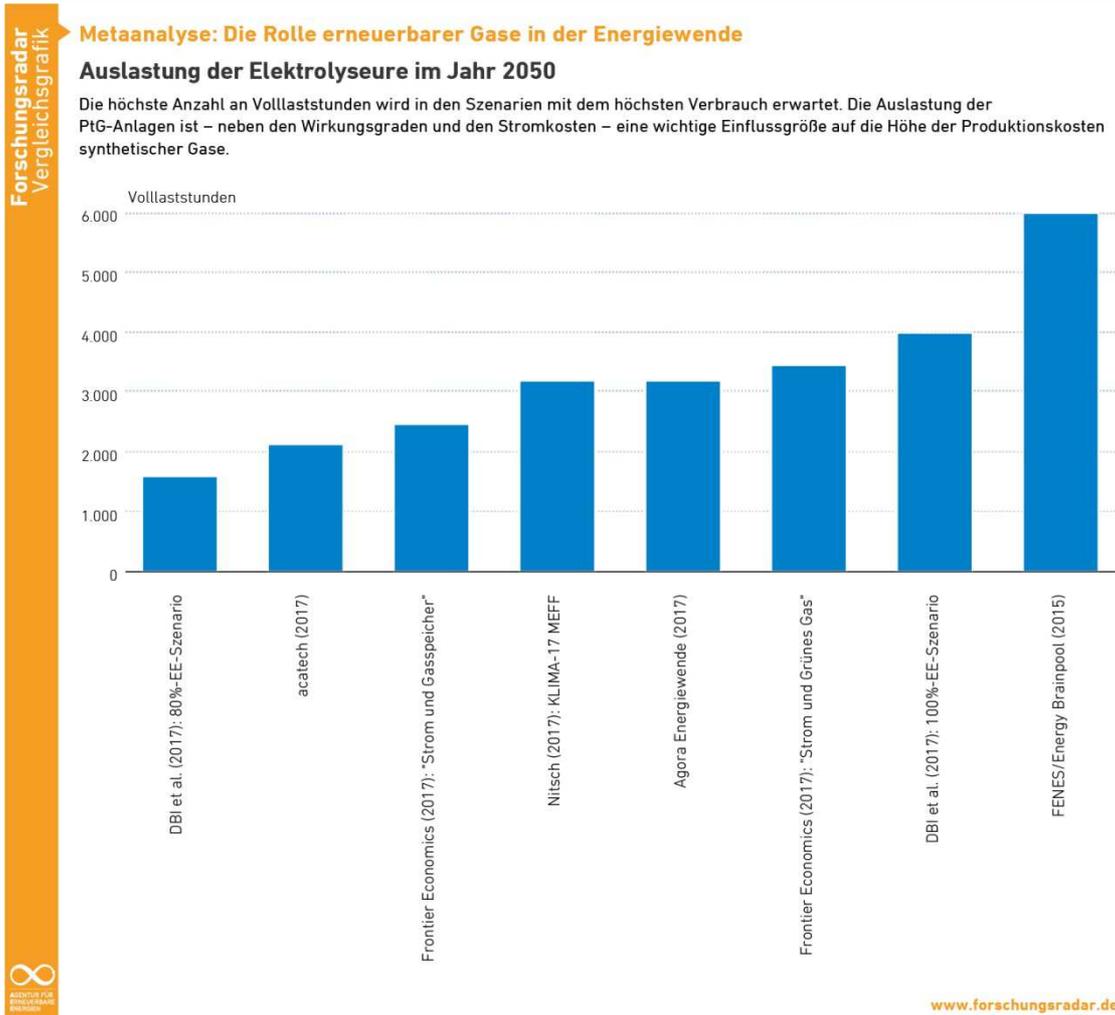
3.4 Auslastung von Power-to-Gas-Anlagen

Die Kosten der Elektrolyse werden im Wesentlichen von drei Hauptkostentreibern bestimmt:

- den Strombezugskosten,
- den Investitionskosten und
- von der Auslastung der PtG-Anlagen.

In dem Szenarienvergleich geht die Studie DBI et al. (2017) im „80 %-EE-Szenario“ mit 1.600 h/a von der geringsten Auslastung der Elektrolyseure aus, von der höchsten geht acatech (2017) mit bis zu 7.009 h/a aus. Die höchste Anzahl an Volllaststunden wird in den Szenarien mit dem höchsten Verbrauch synthetischer Gase angenommen.

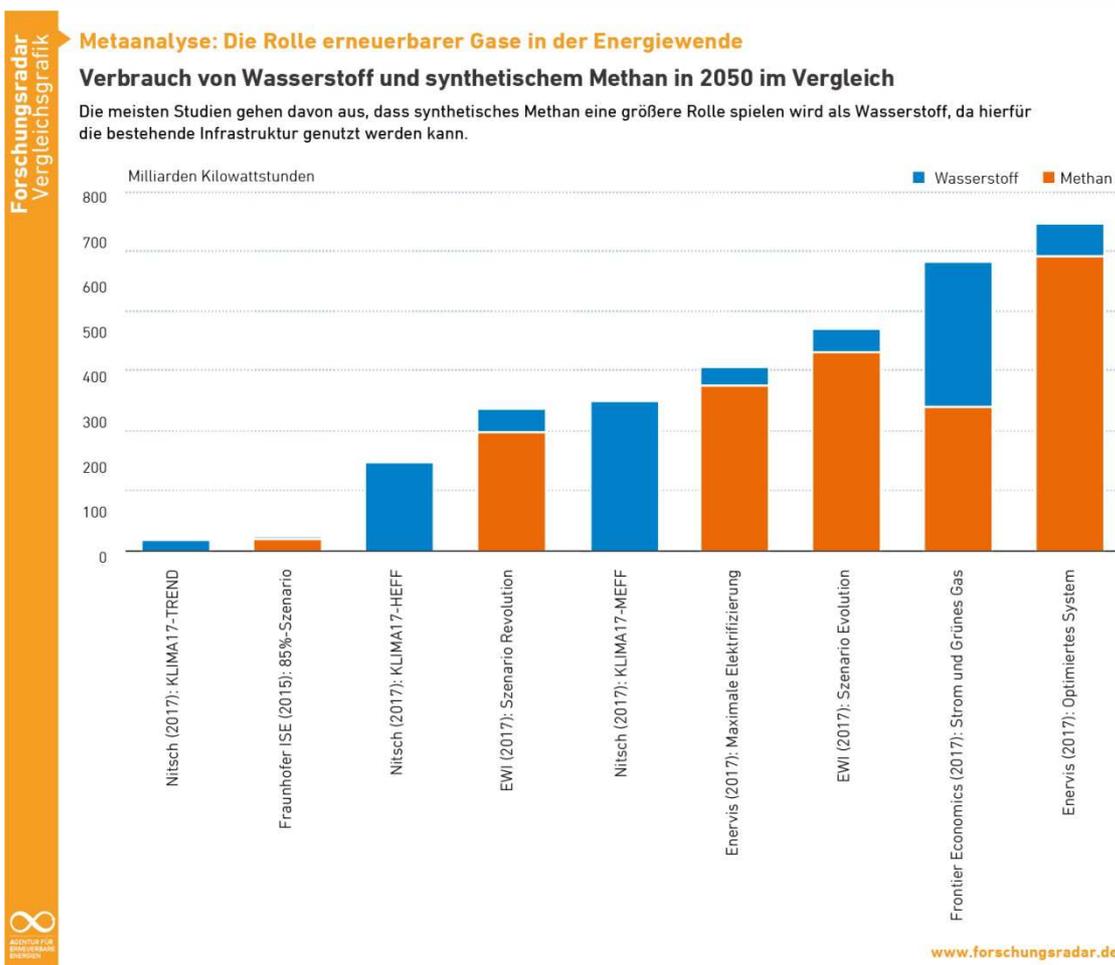
Frontier Economics (2018) vergleicht eine PtG-Anlage mit 2.000 Volllaststunden mit einer Anlage mit einer Auslastung von 8.000 h/a. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die Umwandlungskosten bei der geringeren Auslastung dreimal so hoch sind wie bei der höheren Auslastung. Agora Energiewende, Auftraggeber der Studie, schließt daraus, dass PtG-Anlagen in Deutschland nicht mit Überschussstrom betrieben werden können. Es müssten Erneuerbare-Energien-Anlagen gebaut werden, die ausschließlich für den Zweck der PtG-Produktion betrieben werden. Um wirtschaftlich operieren zu können müssten sie eine Volllaststundenzahl von 3.000 bis 4.000 h/a erreichen. 4.000 h/a würden erst bei einem Anteil von Windenergie und Photovoltaik an der Stromerzeugung in Höhe von 90 Prozent erreicht. Bei einem Wind- und PV-Anteil von 65 Prozent wäre die Auslastung nur bei maximal 2.000 h/a.



3.5 Wasserstoff und synthetisches Methan im Vergleich

Die Einschätzungen der Studien, die synthetischen Gasen eine größere Bedeutung beimessen, zu den jeweiligen Anteilen von Wasserstoff und synthetischem Methan am Gasverbrauch fallen unterschiedlich aus. Nitsch 2017 setzt ausschließlich auf Wasserstoff. Er erwähnt zwar, dass in Zukunft auch Methan zum Einsatz kommen wird (v.a. im Verkehrssektor), macht dazu aber keine quantitativen Angaben. Andere sehen die Vorteile eher bei Methan (EWI 2017 und Enervis 2017). Frontier Economics (2017) geht davon aus, dass sich ein Technologiemarkt einstellen wird und nimmt aufgrund der schwer vorhersehbaren Dynamik der technischen Entwicklung pauschal an, dass Wasserstoff und Methan jeweils zur Hälfte eingesetzt werden.

Der Vorteil der Nutzung von Wasserstoff gegenüber Methan ist, dass der Wirkungsgrad höher ist und die Kosten niedriger sind. Außerdem muss kein CO₂ hinzugefügt werden. Der Vorteil von Methan hingegen ist die einfachere Speicher- und Transportierbarkeit sowie die mögliche Weiternutzung der bestehenden Infrastruktur und Endanwendungen.



4. Technikentwicklung von Power-to-Gas

4.1 Kohlenstoffquellen für die Methanisierung

Der Prozess der Methanisierung benötigt eine Kohlenstoffquelle. Der benötigte Kohlenstoff kann effizient aus dem CO₂ gewonnen werden, das bei der Biogasproduktion und -aufbereitung ohnehin anfällt. Aber auch fossile Kraftwerke und Industrieprozesse können als CO₂-Quellen dienen. Diese Optionen werden auch als „konzentrierte Punktquellen“ bezeichnet, weil das CO₂ hier in hoher Konzentration bezogen werden kann.⁸ Eine andere Möglichkeit ist die Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft (Direct Air Capturing). Dieses Verfahren ist weitaus aufwändiger als die CO₂-Abscheidung aus konzentrierten Punktquellen. Schließlich beträgt der CO₂-Gehalt der Umgebungsluft nur 0,04 Prozent. Woher das benötigte CO₂ kurz- und mittelfristig bzw. langfristig gewonnen werden soll, wird in den Studien unterschiedlich eingeschätzt:

- Bei Frontier Economics (2017) dienen Biogas- und Biomasseverstromung sowie nicht vermeidbare CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen als Kohlenstoffquelle. Im Falle der Rückverstromung könne das CO₂ wieder abgeschieden und dem Methanisierungsprozess weiter zur Verfügung gestellt werden. Die Kosten der CO₂-Bereitstellung schätzen die Autoren auf 50 Euro je Tonne CO₂. Für die Bereitstellung von 323 Mrd. kWh Methan würden 67 Mio. t CO₂

⁸ acatech (2017)

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

benötigt. Direct Air Capturing wird in den Szenarien nicht benötigt.

- FENES/Energy Brainpool (2015) favorisiert die CO₂-Abscheidung aus der Umgebungsluft oder aus Verbrennungsprozessen in einem klimaneutralen Kreislauf. Das Biomassepotenzial sei beschränkt.
- Enervis (2017) geht ebenfalls davon aus, dass das CO₂ für die Methanisierung langfristig aus der Umgebungsluft gewonnen wird. Die Kosten für Direct Air Capturing werden auf 200 €/t CO₂ im Jahr 2030 geschätzt und sinken bis 2050 auf 100 €/t CO₂. Biogas als CO₂-Quelle wird hier als kostenneutral angenommen, sei aber auf 6 Mio. t CO₂ beschränkt.
- Frontier Economics/Agora Energiewende/Agora Verkehrswende (2018) sieht auch Direct Air Capturing als die in Zukunft primär genutzte Technologie. Nur Direct Air Capturing oder biogene Quellen könnten Treibhausgasneutralität garantieren. Biogene Quellen würden aber an den in der Studie zur PtG-Produktion bevorzugten wind- und sonnenreichen Standorten in Nordafrika und dem Nahen Osten kaum zur Verfügung stehen. Die Kosten für Direct Air Capturing sinken von 145 €/t CO₂ (heute) auf 100 €/t CO₂ in 2050. Fossiles CO₂ aus Industrieprozessen kommt für die Autoren nicht in Betracht, da bei weiterer Nutzung fossiler Brennstoffe das Erreichen der Klimaschutzziele gefährdet sei.
- acatech (2017) spricht sich dafür aus, das CO₂ vorerst aus industriellen Prozessen zu gewinnen. Die Studie beziffert das CO₂-Potenzial aus industriellen Prozessen auf 122 Mio. t CO₂. Langfristig spielen aber auch Direct Air Capturing eine wichtige Rolle. Denn bis zum Ende des 21. Jahrhunderts würden netto-negative CO₂-Emissionen benötigt. Direct Air Capturing biete die Möglichkeit, der Atmosphäre CO₂ dauerhaft zu entziehen, wenn das CO₂ nach der Methanverbrennung abgeschieden und eingelagert wird. Aus der Biogasproduktion könnten 8 Mrd. m³ CO₂ (was ca. 15,7 Mio. t CO₂ entsprechen würde) gewonnen werden, woraus eine Methanmenge mit einem Heizwert von 32 Mrd. kWh hergestellt werden könnte.
- BCG/Prognos (2018) geht davon aus, dass das für die Methanisierung erforderliche CO₂ komplett aus der Bioenergienutzung in der Industrie gewonnen wird.
- Das Umweltbundesamt (2016) sieht für die Nutzung von CO₂ aus Biomasse nur ein geringes Potenzial, da Biogasanlagen in Zukunft nur noch Rest- und Abfallstoffe verwerten sollten. Dadurch sei die Verfügbarkeit von biogenem CO₂ stark eingeschränkt. Die Kombination von PtG-Anlagen mit fossilen Kraftwerken oder industriellen Prozessen sei zu Beginn des Transformationsprozesses eine sinnvolle Option. Dadurch sollten aber keine Pfadabhängigkeiten entstehen und auch die Auslastung fossiler Kraftwerke sollte sich dadurch nicht erhöhen. Direct Air Capturing sei mit einem hohen zusätzlichen Energiebedarf verbunden, der in die Gesamtenergiebilanz eingerechnet werden müsse. Langfristig sei diese Technik aber die einzige, die zugleich ausreichend CO₂ bereitstellen könne und bei welcher der Kohlenstoffkreislauf geschlossen ist.

4.2 Installierte Kapazität von Elektrolyseuren

Elektrolyseure sind notwendig, um Strom zu Wasserstoff umzuwandeln. Ihr Betrieb ist damit die Grundlage für das PtG-Verfahren. Elektrolyseure könnten dabei grundsätzlich auch als Flexibilitätsoption für den Stromsektor dienen. Durch den flexiblen Einsatz ließe sich die Stromnachfrage der Elektrolyseure an das wetterabhängige Aufkommen von Wind- und Solarstrom anpassen. Die installierte Leistung an Elektrolyseuren variiert in den untersuchten Energieszenarien sehr stark. Sie ist abhängig von verschiedenen Annahmen:

- Wie hoch ist der gesamte Energieverbrauch in den Szenarien?
- Wie hoch ist der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Energieversorgung?

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

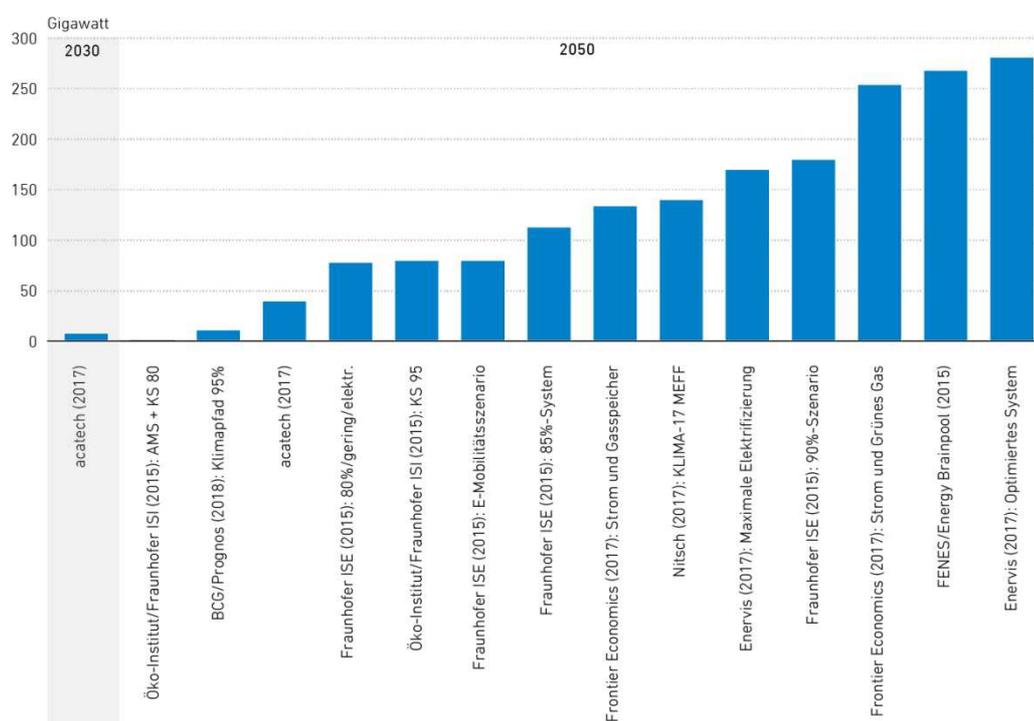
- Welche Treibhausgasreduktionen werden angestrebt?
- Welche Mengen erneuerbarer synthetischer Gase werden aus dem Ausland importiert?
- Inwieweit werden die Sektoren Wärme und Verkehr elektrifiziert?

Forschungsradar
Vergleichsgrafik

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

Szenarien zur installierten Leistung zur Umwandlung von Strom in gasförmige Brennstoffe (Power-to-Gas)

Die höchsten Werte finden sich in Szenarien mit ehrgeizigen Klimaschutzzielen und in denen mithilfe von strombasierten synthetischen Gasen aus inländischer Produktion eine klimafreundliche Energieversorgung in den Sektoren Wärme und Verkehr angestrebt wird. Deutlich niedrigere Werte finden sich in 80%-Szenarien und in Szenarien, in denen die synthetischen Brennstoffe größtenteils importiert werden.



www.forschungsradar.de

Die analysierten Studien rechnen im Jahr 2050 mit einer PtG-Anlagenleistung zur Erzeugung von synthetischem Wasserstoff oder Methan zwischen 0 GW (Öko-Institut/Fraunhofer ISI 2015: AMS und KS 80) und 281 GW, was mehr als der gesamten installierten Leistung aller deutschen Stromerzeugungsanlagen im Jahr 2018 entspricht (Enervis 2017: Optimiertes System). Die sehr hohen Leistungen sind auf Szenarien beschränkt, in denen ein hohes Klimaschutzniveau mit einer Treibhausgasreduktion von mindestens 90 Prozent angestrebt wird. Die synthetischen erneuerbaren Gase werden dabei in Deutschland erzeugt und auch in großen Mengen im Wärme- und Verkehrssektor eingesetzt (Enervis 2017, FENES/Energy Brainpool 2015 und Frontier Economics 2017). Die deutlich niedrigeren Werte finden sich in Szenarien, die eine Treibhausgaseinsparung um 80 Prozent bzw. 85 Prozent annehmen (z.B. Fraunhofer ISE 2015 und acatech 2017) und in Szenarien, in denen die synthetischen Gase größtenteils importiert werden (BCG/Prognos 2018: Klimapfad 95 %).

4.3 Stromnachfrage von Power-to-Gas-Anlagen

Der ausgewiesene Stromverbrauch von PtG-Anlagen (Elektrolyseure und ggf. Methanisierungsanlagen) reicht in den ausgewerteten Studien im Jahr 2050 von 0 (Öko-

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

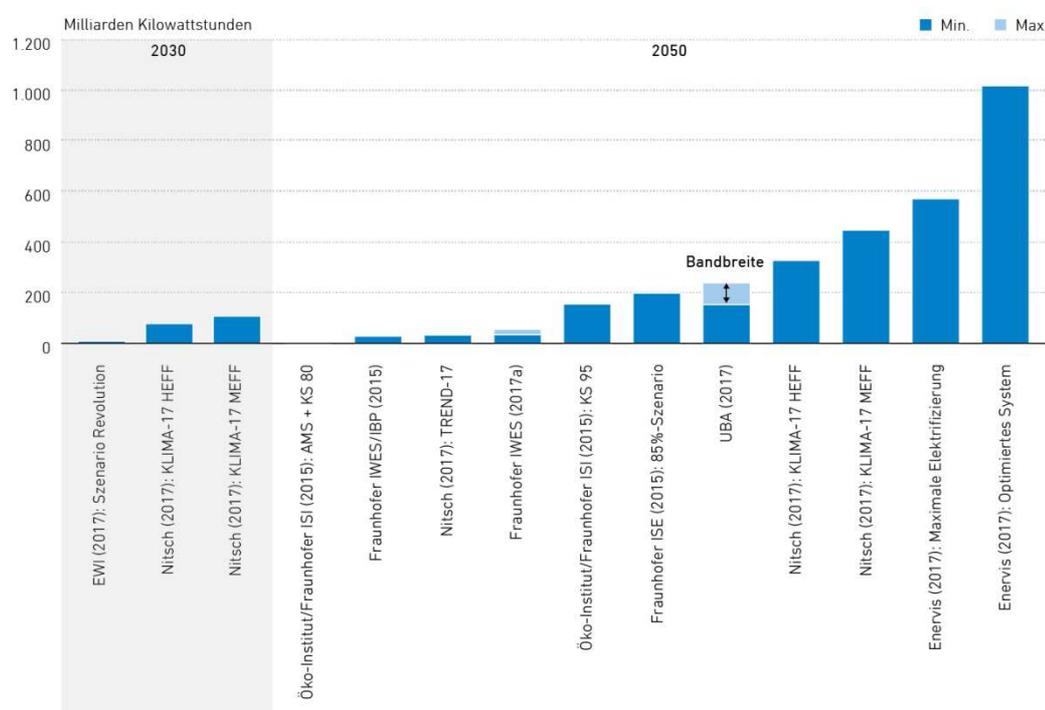
Institut/Fraunhofer ISI 2015: AMS und KS 80) bis zu 1.020 Mrd. kWh (Enervis 2017: Optimiertes System). Die hohen Werte für den Stromverbrauch zur Herstellung synthetischer erneuerbarer Gase in Enervis (2017) sind darauf zurückzuführen, dass sie ausschließlich in Deutschland stattfinden soll. Es werden in den zwei Enervis-Szenarien keinerlei Importe erneuerbarer Gase benötigt. Auch Nitsch (2017) geht in seinen Klimaschutzszenarien MEFF (450 Mrd. kWh) und HEFF (330 Mrd. kWh) davon aus, dass die Gase vollständig in Deutschland erzeugt werden.

Forschungsradar
Vergleichsgrafik

Metaanalyse: Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

Szenarien zum Stromverbrauch für die Herstellung synthetischer Gase in Deutschland

Die höchsten Werte finden sich in Szenarien mit ehrgeizigen Klimaschutzzielen und in denen mithilfe von strombasierten synthetischen Gasen aus inländischer Produktion eine klimafreundliche Energieversorgung in den Sektoren Wärme und Verkehr angestrebt wird. Deutlich niedrigere Werte finden sich in 80%-Szenarien und in Szenarien, in denen in den Bereichen Wärme und Verkehr größtenteils strombasierte Anwendungen eingesetzt werden.



www.forschungsradar.de

Der Stromverbrauch des PtG-Verfahrens ist wie die installierte Leistung von PtG-Anlagen stark von den Klimaschutzzielen abhängig. Je ehrgeiziger die Klimaschutzziele und je mehr synthetisches Gas zur Dekarbonisierung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr genutzt werden soll, desto höher wird auch der erneuerbare Strombedarf eingeschätzt. Studien und Szenarien, die nicht einen Anteil von 100 Prozent Erneuerbaren Energien anstreben und weniger ambitionierte Klimaschutzziele verfolgen, rechnen mit deutlich niedrigeren Werten beim Stromverbrauch der PtG-Anlagen (Fraunhofer IWES/IBP 2015, Nitsch 2017: TREND).

4.4 Wirkungsgrade von Power-to-Gas-Anlagen für Elektrolyse und Methanisierung

Der Wirkungsgrad von Elektrolyse und Methanisierung wird sich nach Einschätzung der ausgewerteten Studien im Zuge des technischen Fortschritts, durch Investitionen in Forschung und Entwicklung sowie eine zunehmende Marktdurchdringung weiter verbessern. Bis 2030 wird er den Studienannahmen zufolge auf 70 bis 93 Prozent ansteigen, bis 2050 auf 76 bis 93 Prozent. Der Prozessschritt der Methanisierung erreicht heute einen Wirkungsgrad zwischen 70 und 83

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

Prozent. Bis 2030 werden zwischen 84 und 89 Prozent erwartet, bis 2050 bis zu 90 Prozent. Im Folgenden werden die Bandbreiten der zu erwartenden Wirkungsgradsteigerungen für die Erzeugung von Wasserstoff und Methan zusammengefasst.

Wirkungsgrade der Elektrolyse

Zeitraum	Studie	Min. (%)	Max. (%)
2014-2017	nymoer (2017)	60	80
	DBI et al. (2017)	70	82
	Fraunhofer ISE/IER/Compare Consulting (2016)	59	68
bis 2030	DBI et al. (2017)	82	93
	Nymoer (2017)	70	92
	Enervis (2017)	70	
	FENES/Energy Brainpool (2015)	70	75
	Dena (2017)	75	93
	Frontier Economics (2018)	71	84
	Frontier Economics (2017)	80	
bis 2050	DBI et al. (2017)	84	93
	Enervis (2017)	80	
	FENES/Energy Brainpool (2015)	78	84
	UBA (2017)	80	
	Dena (2017)	80	93
	acatech (2017)	76	81
	Frontier Economics (2018)	80	90

Wirkungsgrade der Methanisierung

Zeitraum	Studie	Min. (%)	Max. (%)
2014-2017	nymoer (2017)	70	83
	DBI et al. (2017)	70	80
	Fraunhofer ISE/IER/Compare Consulting (2016)	80	
bis 2030	DBI et al. (2017)	85	
	Nymoer (2017)	84	89
bis 2050	UBA (2017)	80	
	Frontier Economics (2017)	85	
	DBI et al. (2017)	85	90

4.5 Investitionskosten von Power-to-Gas-Anlagen

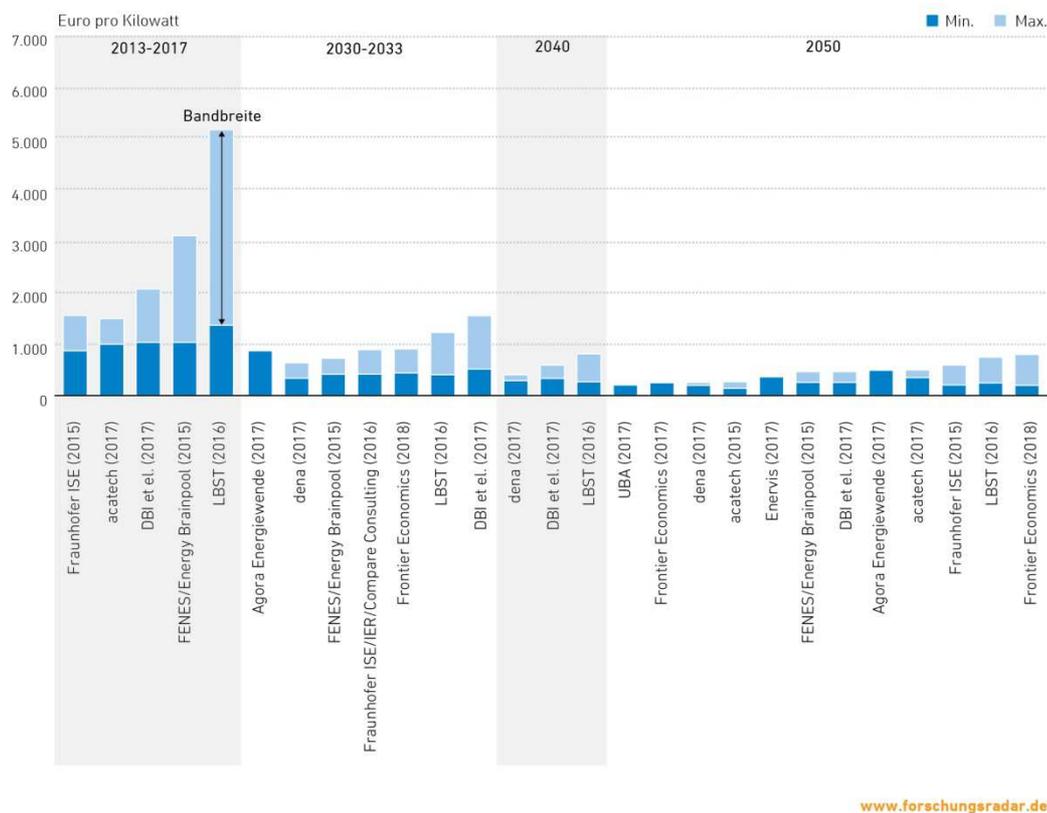
Die Annahmen zu den aktuellen Investitionskosten von Elektrolyseuren schwanken zwischen rund 870 Euro je Kilowatt installierter Leistung (Fraunhofer ISE 2015) und 3.100 €/kW (FENES/Energy Brainpool 2015). Den Erwartungen aller untersuchten Studien zufolge werden die Investitionskosten für Elektrolysesysteme künftig stark fallen. Bereits bis 2030 würden die Kosten im günstigsten Fall auf 338 €/kW (dena 2017) sinken. 2050 bewegen sich die Erwartungen auf Werte zwischen rund 145 €/kW (acatech 2015) und 800 €/kW (Frontier Economics 2018). Die Bandbreite der Angaben erklärt sich vor allem aus unterschiedlichen Annahmen zu den Anlagengrößen. Je größer die Anlage, desto geringer sind die Investitionskosten bezogen auf die installierte Leistung.

Forschungsradar
Vergleichsgrafik

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

Spezifische Investitionskosten für Power-to-Gas (Elektrolyse)

Die Werte beinhalten alkalische Elektrolyseure und PEM-Elektrolyseure. Die Preisbasis der Werte in der Grafik ist das Jahr 2017. Die teilweise sehr unterschiedlichen Werte ergeben sich v.a. aus den Annahmen zur Größe und zum Standort der Anlagen.



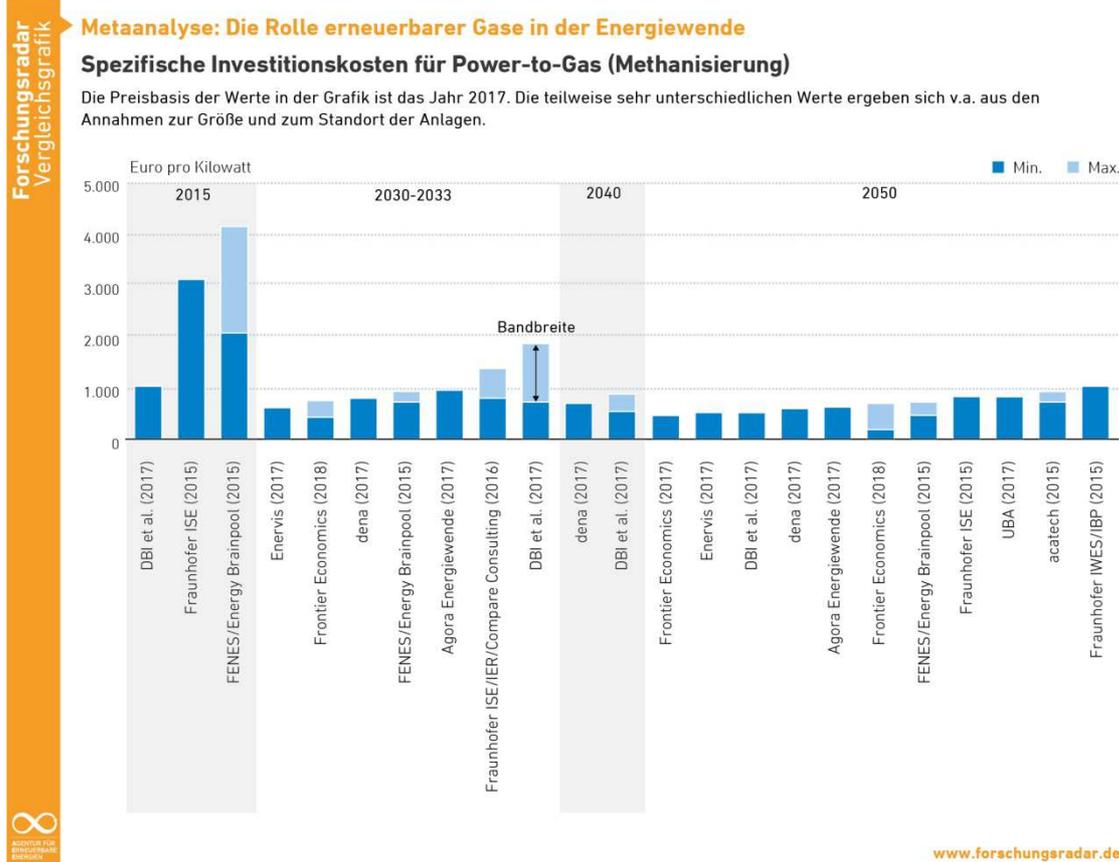
Die Investitionskosten Methanisierungsanlagen, lagen im Jahr 2017 bei ca. 1.000 €/kW (DBI et al. 2017) bis 4.150 €/kW (FENES/Energy Brainpool 2015). Bis 2030 werden die Kosten im günstigsten Fall auf 430 €/kW (Frontier Economics 2018) sinken, bis 2050 auf maximal 190 €/kW (Frontier Economics 2018). Von den höchsten Investitionskosten im Jahr 2050 geht die Studie Fraunhofer IWES/IBP (2015) mit 1.034 €/kW aus.

FENES/Energy Brainpool (2015) begründen die angenommenen Kostendegressionen mit ähnlichen Lerneffekten, Effizienzgewinnen, Skaleneffekten und Innovationen wie bei der Photovoltaik. Hier konnten die Investitionskosten um 20 Prozent pro Verdopplung der installierten

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

Leistung gesenkt werden. Eine realistische Annahme liege für Methanisierungsanlagen bei 13 Prozent, die konservativste Annahme bei 5 Prozent je Verdopplung der installierten Leistung.

Frontier Economics (2018) geht davon aus, dass die in der Studie angenommenen Kostenreduktionen nur erreicht werden können, wenn weltweit eine Elektrolyseleistung von 100 GW installiert wird.



Eine Expertenbefragung des Beratungsunternehmens nymoen ergab, dass eine Kostendegression der Elektrolyseanlagen von über 50 Prozent gegenüber dem heutigen Niveau nur durch einen Ausbau in Deutschland auf mindestens 1 GW möglich sei.⁹

5. Kapazität von Gaskraftwerken

Bereits im heutigen Kraftwerkspark existieren Gaskraftwerke mit einer installierten Leistung von knapp 30 GW, die noch nahezu ausschließlich mit fossilem Erdgas betrieben werden. Künftig können diese Kraftwerke mit synthetischem oder biogenem Methan befeuert werden. Um in einem Stromversorgungssystem, das ausschließlich auf Erneuerbaren Energien beruht, Versorgungssicherheit zu gewährleisten, braucht es je nach Stromnachfrage eine so genannte gesicherte Kraftwerksleistung. Im Unterschied zur installierten Leistung gibt diese die tatsächlich zu einem Zeitpunkt mit 99,5 Prozent Wahrscheinlichkeit verfügbare Leistung an, wobei technologiespezifische Ausfallwahrscheinlichkeiten durch Revisionen, technische Störungen und wetterbedingte Einflüsse z.B. auf Solar- und Windenergieanlagen einberechnet werden. Gaskraftwerke können als Reserverkraftwerke dienen, die für Zeiten bereitgehalten werden, in

⁹ nymoen (2017): Ein Markteinführungsprogramm für Power-to-X-Technologien aus volkswirtschaftlicher Perspektive

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

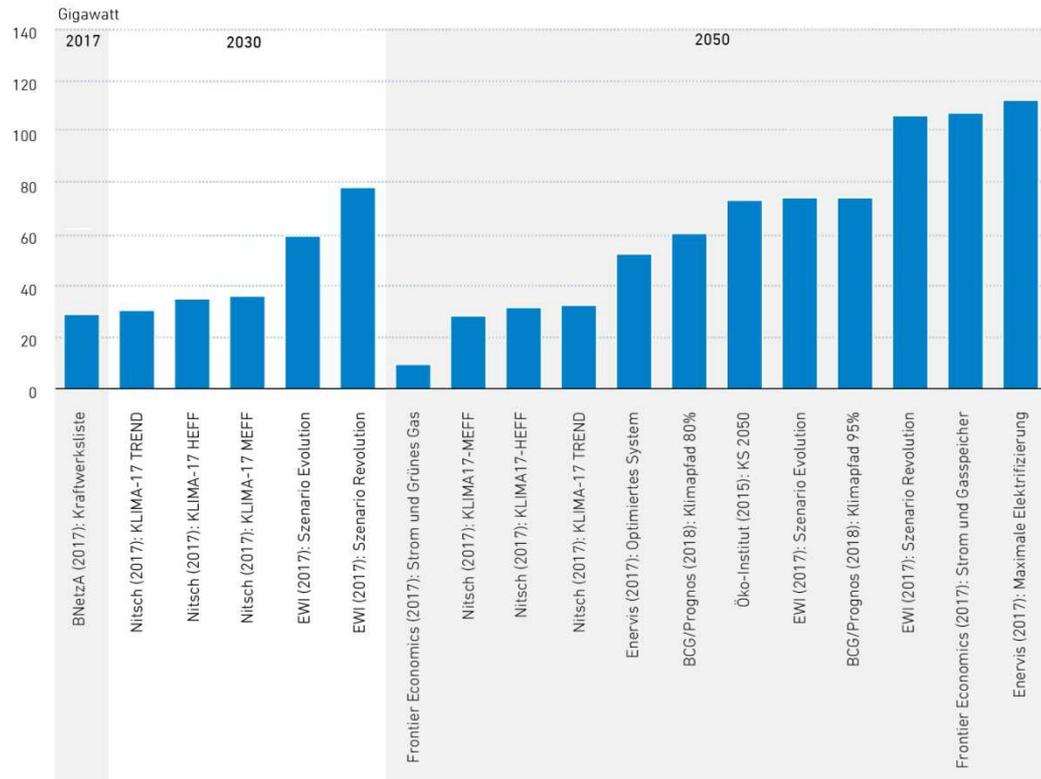
denen eine hohe, nicht verschiebbare Last auf eine minimale Einspeisung von Wind und Sonne trifft. Sie haben zwar hohe Stromgestehungskosten, sollen aber ohnehin nur für wenige Stunden im Jahr eingesetzt werden. Vorteile sind eine sehr flexible Steuerbarkeit und geringe Investitionskosten.

Forschungsradar
Vergleichsgrafik

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

Szenarien zur installierten Leistung von Gaskraftwerken

Je mehr synthetische Gase zurück in Strom umgewandelt werden sollen, desto höher fällt in den untersuchten Studien die installierte Leistung von Gaskraftwerken aus.



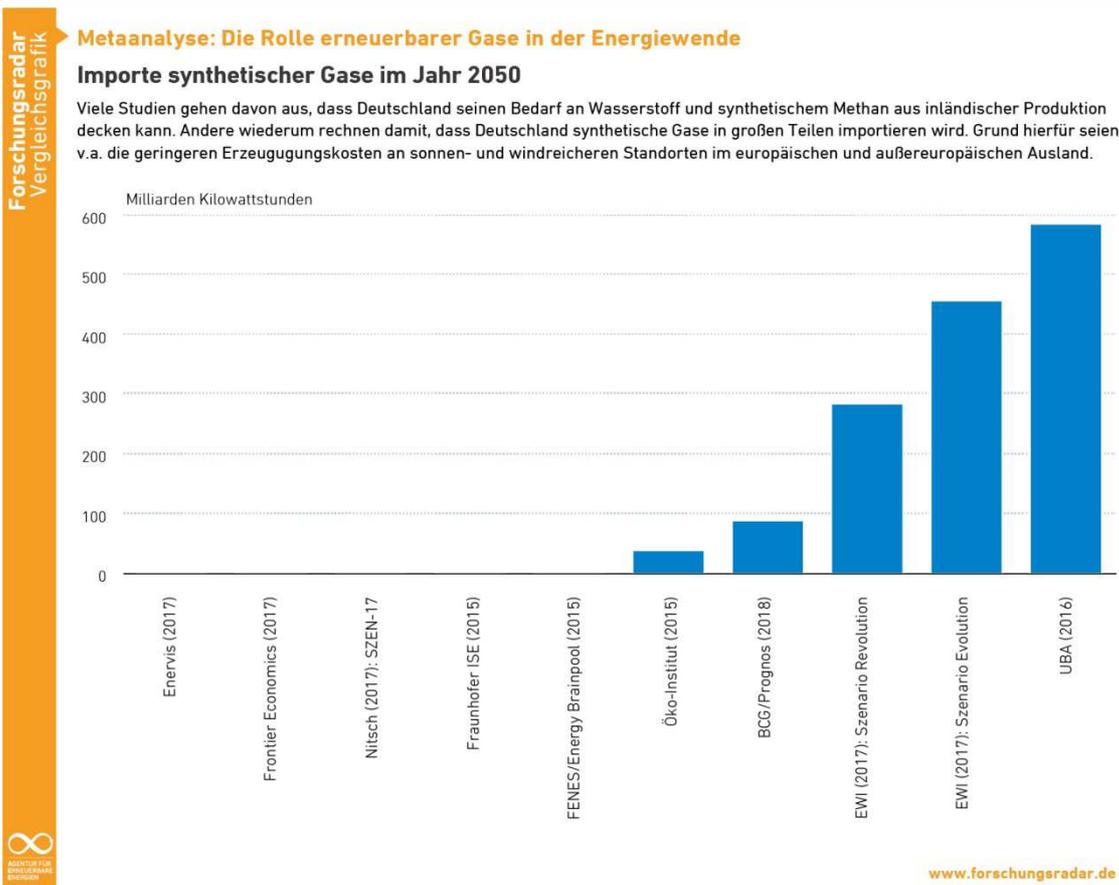
www.forschungsradar.de

In welchem Umfang in Zukunft Gaskraftwerke benötigt werden, um synthetische erneuerbare Gase zurück in Strom umzuwandeln, wird in den untersuchten Studien sehr unterschiedlich eingeschätzt. Die höchsten Werte finden sich mit 107 GW bis 113 GW in den Szenarien, die ein hohes Klimaschutzniveau anstreben und in denen eine weitgehende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr angenommen wird (Enervis, Frontier Economics, EWI). Das käme ungefähr einer Vervierfachung der 2017 installierten Leistung von Erdgaskraftwerken in Deutschland gleich. In diesen Szenarien muss die hohe Stromnachfrage aus dem Wärmesektor im Winter über Gaskraftwerke gedeckt werden, wenn zu wenig Strom aus Erneuerbaren Energien eingespeist wird. In den Szenarien, in denen synthetische Gase in großem Umfang direkt in den Bereichen Wärme und Verkehr eingesetzt werden, sind die Werte mit 10 GW bis 75 W deutlich niedriger (EWI 2017: Szenario Evolution, Enervis 2017: Optimiertes System und Frontier Economics 2017: Strom und Grünes Gas). Eine geringere installierte Leistung von Gaskraftwerken nehmen auch die Szenarien an, in denen der Energieverbrauch bis 2050 deutlich gesenkt werden kann (Nitsch 2017 und Öko-Institut/Fraunhofer ISI 2015).

6. Importe synthetischer erneuerbarer Gase

Der Import von Wasserstoff oder synthetischem Methan ist eine zentrale Einflussgröße auf die installierte Leistung von PtG-Anlagen und den heimischen Stromverbrauch zur Produktion erneuerbarer Gase. Die Studien Enervis (2017), Frontier Economics (2017) und FENES/Energy Brainpool (2015) gehen davon aus, dass Deutschland seinen Bedarf an synthetischen erneuerbaren Gasen zu 100 Prozent aus inländischer Produktion decken kann. Entsprechend hoch sind die installierte Leistung an Elektrolyseuren und der Strombedarf zur Produktion synthetischer erneuerbarer Gase.

Im Gegensatz dazu wird der Bedarf an synthetischem Methan in der Studie UBA (2016) mit einer Gesamtmenge von 588 Mrd. kWh komplett durch Importe gedeckt. In den EWI-Szenarien „Revolution“ und „Evolution“ werden 286 von 319 Mrd. kWh bzw. 459 von 498 Mrd. kWh – und somit ca. 90 Prozent des Wasserstoffs und des synthetischen Methans – aus dem europäischen und nicht-europäischen Ausland importiert. Im Klimapfad 95% von BCG/Prognos (2018) wird mit 90 Mrd. kWh knapp die Hälfte des Bedarfs erneuerbarer Gase durch Importe gedeckt. Geringere Erzeugungskosten an europäischen und außereuropäischen Standorten mit sehr hoher Sonneneinstrahlung oder hohem Windaufkommen könnten Importe wirtschaftlich attraktiv machen.



In drei Studien finden sich Daten zu den zukünftigen Erzeugungskosten importierter synthetischer Gase. Dena (2017) geht von einem Importpreis für synthetischer Gase von 18,6 Ct/kWh im Jahr

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

2020, 16,7 Ct/kWh im Jahr 2030 und 9,6 Ct/kWh im Jahr 2050 aus. Frontier Economics (2018) prognostiziert ein Kostensenkungspotenzial auf 11,3 bis 22,6 Ct/kWh bis 2020, 9,2 bis 19,4 Ct/kWh bis 2030 und 6,8 bis 16,2 Ct/kWh bis 2050. BCG/Prognos (2018) rechnet im Jahr 2050 mit einem Importpreis in Höhe von 15,1 Ct/kWh.

7. Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Rolle von biogenen Gasen (Biogas und Biomethan) für die Energiewende wird sich fundamental ändern. Heute wird Biogas fast ausschließlich zur Stromerzeugung und zur Wärmebereitstellung in KWK-Anlagen eingesetzt. Hinsichtlich der eingesetzten Biomasse wird es mengenmäßig voraussichtlich keine großen Zuwächse mehr geben. Stattdessen wird Biogas in Zukunft flexibel als Lückenfüller für die wetterabhängige Wind- und Solarenergie eingesetzt oder, aufbereitet zu Biomethan, ins bestehende Gasnetz eingespeist. Potenzial für eine signifikante Nachfragesteigerung für Biogas und Biomethan sind nur im Verkehr und in der Industrie zu erwarten. Dort werden sich Biogas und Biomethan auf Bereiche konzentrieren, wo kaum klimafreundliche Alternativen zu fossilen Brennstoffen zur Verfügung stehen: Im Güterverkehr und in der Hochtemperatur-Prozesswärme.

Für die zukünftige Rolle synthetischer Gase in den einzelnen Sektoren lassen sich noch keine eindeutigen Trends erkennen. Relativ klar ist nur, dass in einem weitgehend dekarbonisierten Energiesystem PtG im Stromsektor als Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung gebraucht wird. Auch im Verkehr werden die strombasierten Gase einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Die Wärme ist der einzige Sektor, indem auch Klimaschutzszenarien ohne PtG auskommen. In Summe wird das größte Potenzial für die synthetischen Gase im Verkehr und in der Industrie gesehen.

Für die Höhe des Bedarfs an synthetischen erneuerbaren Gasen lassen sich aus dem Studienvergleich drei entscheidende Annahmen identifizieren:

1. Das angestrebte Klimaschutzniveau: Ob nur eine CO₂-Reduktion um 80 Prozent oder um 95 Prozent bzw. Klimaneutralität angestrebt wird, macht einen enormen Unterschied.
2. Der eingeschlagene Klimaschutzpfad: In den Szenarien, in denen eine weitestgehende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr angenommen wird, spielen synthetische erneuerbare Gase eine deutlich geringere Rolle als in den Szenarien, in denen ein offener Technologiemix angenommen wird.
3. Der Energieverbrauch: In den Szenarien, in denen die Energieeffizienz deutlich gesteigert und der Energieverbrauch deutlich gesenkt werden kann, ist der Bedarf an erneuerbaren Gasen deutlich geringer.

Für die Höhe des Bedarfs an PtG-Produktionskapazitäten sowie den Strombedarf der PtG-Anlagen sind ebenfalls diese beiden Annahmen zentral. Hinzu kommt hier eine weitere Frage: Von welcher Importmenge gehen die Szenarien aus? Wird Wasserstoff oder synthetisches Methan weitgehend importiert, so reduziert sich auch der Bedarf an inländischen PtG-Anlagen und an heimischem erneuerbarem Strom drastisch.

8. Ausgewertete Literatur und Datenquellen

- ▶ [acatech \(2015\): Energiespeicher. Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"](#)

Die Technologiesteckbriefe des acatech-Projekts „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“ dokumentieren die Datenbasis der Modellrechnungen, die 130 mögliche Systemkonstellationen verglichen haben, sowie Details zu einzelnen Technologien (u.a. zu Energiespeichern). Das Projekt geht der Frage nach, wie das Energiesystem der Zukunft Schwankungen von Windenergie und Photovoltaik ausgleichen kann und welche Technologien das leisten können.

- ▶ [acatech/Leopoldina/Akademieunion \(2017\): Sektorkopplung - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems](#)

Die Analyse stellt den technischen Entwicklungsstand der Sektorkopplungstechnologien dar. Es werden deren Vor- und Nachteile sowie Potenziale und Hemmnisse diskutiert. Schließlich wird aufgezeigt, welche Rolle die einzelnen Technologien spielen können und ab wann sie zum Einsatz kommen. Die Analyse betrachtet zunächst das heutige Energiesystem. Im zweiten Schritt werden technische Optionen und deren Potenziale bewertet. Im dritten Teil wurden aktuelle Energieszenarien verglichen und die Bedeutung der Sektorkopplung untersucht. Im vierten Schritt wurden eigene Berechnungen durchgeführt.

Ein zentrales Ergebnis der Studie ist: Je ehrgeiziger die Klimaschutzziele sind, desto wichtiger wird die Sektorkopplung. Bei einem CO₂-Einsparziel im Energiebereich von 85 Prozent bis 2050 (gegenüber 1990) würde die Hälfte des Stromverbrauchs auf die Sektoren Wärme und Verkehr entfallen. Bei einer Einsparung von 90 Prozent läge der Stromverbrauch fast doppelt so hoch wie heute. Die indirekte Stromnutzung (durch das Power-to-Gas-Verfahren) werde ab den 2020ern relevant. Die gesamte installierte Leistung an Stromerzeugungskapazitäten steige von rund 200 GW im Jahr 2016 auf 620 bis 700 GW im Jahr 2050.

- ▶ [Agentur für Erneuerbare Energien e.V. \(2015\): Die Neue Stromwelt. Szenario eines 100% erneuerbaren Stromversorgungssystems](#)

Die Studie der Agentur für Erneuerbare Energien e.V. entwirft ein Szenario, wie eine vollständige Stromversorgung Deutschlands auf Basis Erneuerbarer Energien möglich ist und wie der Kraftwerkspark aussehen müsste. Die Grundlage dafür bildet eine Auswertung einschlägiger wissenschaftlicher Studien. Die benötigte Strommenge wird in der Studie allein aus heimischen Erzeugungskapazitäten bereitgestellt. Eine Residuallastanalyse zeigt die benötigten Speicherkapazitäten und andere Flexibilitätsoptionen auf.

- ▶ [Agora Energiewende/Öko-Institut \(2017\): Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich](#)

Die Analyse vergleicht die Gesamtkosten eines Stromsystems auf Basis Erneuerbarer Energien mit Systemen, die weiterhin auf der Verbrennung fossiler Energien beruhen. Außerdem wird untersucht, wie sich die Kosten einer Speicherstrategie auf Basis von Batteriespeichern mit einer Strategie auf Basis von Power-to-Gas-Verfahren unterscheiden. Es wurde eine Vielzahl von Modellrechnungen mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass Erneuerbare-Energien-Stromsysteme ab einem CO₂-

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

Preis von 50 €/t günstiger oder ähnlich teuer sind wie ein fossiles Stromsystem, in welchem weiterhin Kohle eingesetzt wird – unabhängig von der Entwicklung der Brennstoffpreise. Bei einem rein erdgasbasierten Stromsystem dagegen ist der CO₂-Preis von geringer Bedeutung. Hier kommt es v.a. auf die Brennstoffpreise an, ob dieses System günstiger ist als ein Erneuerbare-Energien-System.

► [Boston Consulting Group/Prognos \(2018\): Klimapfade für Deutschland](#)

Ziel der Studie ist es, kosteneffiziente Wege zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele aufzuzeigen. In drei Szenarien (Referenzszenario, 80%-Klimapfad, 95%-Klimapfad) werden die technischen und wirtschaftlichen Potenziale zur Treibhausgasminde rung in Deutschland bis 2050 analysiert. Die Ergebnisse der Studie wurden in einem Bottom-up-Prozess mit der deutschen Industrie erarbeitet. Experten aus Forschungsinstituten, Unternehmen und Verbänden trugen die Ergebnisse in fünf Arbeitsgruppen zusammen. In Workshops wurden die Annahmen validiert sowie Technologiepotenziale und Kosten diskutiert. Wesentliche Aspekte wurden zusätzlich in Experteninterviews plausibilisiert.

Im Referenzpfad wird bis 2050 mit einer Fortsetzung der bestehenden Maßnahmen nur eine CO₂-Reduktion um 61 Prozent gegenüber 1990 erreicht. 80 Prozent seien technisch möglich und volkswirtschaftlich verkraftbar. 95 Prozent wären an der Grenze des technisch machbaren. Dies würde den Import von synthetischen erneuerbaren Gasen und Flüssigkraftstoffen (PtG/PtL), CO₂-Abscheidung und –Speicherung (CCS) und ähnlich hohe Ambitionen in den meisten anderen Ländern erfordern. Die Klimapfade würden Mehrinvestitionen in Höhe von 1,5 bis 2,3 Billionen Euro bis 2050 erfordern. Die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen wären dennoch neutral, im 80%-Klimapfad sogar ohne globalen Konsens. Eine Emissionsreduzierung um 95 Prozent erfordere quasi Nullemissionen in Energie, Verkehr, Gebäuden und Industrie. Die unvermeidbaren Restemissionen blieben v.a. in der Landwirtschaft bestehen. Die verfügbare Biomasse solle prioritär in der Industrie eingesetzt werden. Im Gebäudebestand müssten knapp 80 Prozent der Gebäude auf heutiges Neubauniveau saniert werden und fossile Energieträger komplett ersetzt werden. Im Verkehr wäre eine weitgehende Elektrifizierung und Verkehrsverlagerung notwendig. Im Flug-, Schiffs- und Schwerlastverkehr müssten zudem synthetische Flüssigkraftstoffe eingesetzt werden. Der Nettostrombedarf liegt im 95%-Klimapfad bei 715 Mrd. kWh.

► [DBI et al. \(2017\): KonStGas. Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen – Konvergenz Strom- und Gasnetze](#)

Das Forschungsprojekt „KonStGas“ untersucht die Vorteile einer Kopplung der Strom- und Gasnetze für die Integration der Erneuerbaren Energien. Das Ziel besteht darin, mögliche Synergieeffekte zu ermitteln, die sich aus der Kopplung beider Systeme ergeben können. Die Analyse bezieht sich auf zwei zentrale Szenarien: Das „80%-EE-Szenario“ stellt einen Entwicklungspfad dar, indem ein Erneuerbare-Energien-Anteil von mindestens 80 Prozent am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 erreicht wird. Das 100%-EE-Szenario untersucht die vollständige Deckung der Stromnachfrage aus Erneuerbaren Energien.

Im 80%-EE-Szenario beträgt der kumulierte Zubau an Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) sowie Gasturbinen bis 2050 rund 32,5 GW. Etwa 56 Mrd. kWh bzw. knapp 13 Prozent der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien werden im Modell abgeregelt. Im Jahr 2050 decken erneuerbare Gase insgesamt etwa neun Prozent der Gasnachfrage. Im 100%-EE-Szenario wächst die installierte Leistung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2050 auf 310 GW. Die im Vergleich zum 80%-EE-Szenario um 120 GW höhere installierte Leistung ist auf einen zusätzlichen Ausbau von Windenergieanlagen (Onshore) und Photovoltaikanlagen zurückzuführen. Bis 2045 stellen ca. 12,5

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

GW zusätzliche Gasturbinen Flexibilität bereit, bis 2050 kommen weitere knapp 10 GW Gasturbinen sowie 12 GW Gas- und Dampfturbinen-(GuD-)Kraftwerke hinzu. Die installierte Gesamtleistung von PtG-Anlagen wächst auf 38 GW.

► [dena/EWI/ITG/FIW \(2017\): Gebäudestudie. Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik](#)

Die Studie untersucht, wie eine Treibhausgasminderung im Gebäudesektor um 80 Prozent bzw. um 95 Prozent ökonomisch effizient gelingen kann. Dafür wurden fünf Szenarien entwickelt, die bis ins Jahr 2050 reichen: ein Referenzszenario, zwei Elektrifizierungsszenarien (EL80 und EL95) und zwei Technologiemijszenarien (TM80 und TM95). Die Analyse erfolgt aus zwei Perspektiven. Zuerst erfolgt eine sektorspezifische Untersuchung der erforderlichen Sanierungsmaßnahmen, Anlagentechniken und Investitionen. Als Zweites werden die Rückwirkungen der Transformationspfade im Gebäudesektor auf das gesamte Energiesystem analysiert.

Die Analysen kommen zu dem Ergebnis, dass die Klimaschutzziele mit den derzeit geltenden Maßnahmen im Referenzszenario verfehlt werden. In den Szenarien EL80, EL95, TM80 und TM95 werden die Ziele durch eine Kombination aus Energieeffizienz, Erneuerbaren Energien und Sektorenkopplung erreicht. In den Elektrifizierungsszenarien sind 70 Prozent der Heizungsanlagen Wärmepumpen (insgesamt 16 Millionen). Der dafür benötigte Strom stammt nur noch aus Erneuerbaren Energien. In den Technologiemijszenarien setzen sich Heizungsanlagen aus 7 Millionen Wärmepumpen, 10 Millionen brennstoffbasierten Heizungen und 1 Million gasbetriebenen Mini-KWK-Anlagen zusammen. Der Investitionsbedarf ist in den Elektrifizierungsszenarien höher als in den beiden Technologiemijszenarien. In beiden 95-Prozent-Szenarien sind synthetische Brennstoffe unverzichtbar. Im TM95-Szenario decken synthetische Gase und Flüssigbrennstoffe die gesamte Brennstoffnachfrage des Gebäudesektors. Die Brennstoffe werden zu großen Teilen importiert. Im EL95-Szenario werden synthetische Gase zwar nicht direkt im Wärmebereich eingesetzt, sind aber trotzdem zur Sicherstellung der Stromversorgung des Gebäudesektors unabdingbar.

► [dena \(2016\): Potenzialatlas Power to Gas](#)

Die Studie zeigt potenzielle Nutzungsoptionen zur Nutzung von PtG in allen Sektoren auf und welche Marktentwicklung möglich ist. Es werden Einflussfaktoren identifiziert und Handlungsbedarfe abgeleitet. Die besten Marktaussichten für PtG bestünden im Mobilitätssektor. Hier sei der Handlungsdruck zur Reduzierung der Treibhausgase besonders groß, während gleichzeitig das Preisniveau relativ hoch ist. Die politischen Rahmenbedingungen seien hier auch schon vergleichsweise weit vorangeschritten. In der Industrie könne der Emissionshandel die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbaren Wasserstoffs gegenüber fossil erzeugtem Wasserstoff verbessern. Im Stromsektor könnten PtG-Anlagen Regelleistung bereitstellen und als Ersatz bzw. Überbrückung fehlender Stromnetze dienen. Die Rückverstromung wird allerdings als die unwirtschaftlichste Option angesehen. Die Volllaststunden und die Zeiten mit sehr günstigen Strompreisen seien auf absehbare Zeit zu gering.

Unter den derzeitigen Markt- und Rahmenbindungen sei PtG noch nicht wirtschaftlich und könne noch keinen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Damit PtG den Sprung vom Forschungsstadium in die Markteinführung schaffe, müssten vor allem die regulatorischen Rahmenbedingungen angepasst werden. PtG müsse als Energiespeicher anerkannt werden. Derzeit würden PtG-Anlagen als Letztverbraucher gewertet und müssten deshalb für ihren Strombezug – im Gegensatz zu anderen Stromspeichern – Abgaben und Umlagen entrichten. Das stehe der Verwertung von Stromüberschüssen im Weg. Im Verkehrssektor sollten PtG-Produkte als

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

Biokraftstoff anerkannt werden. Im Emissionshandel solle erneuerbares synthetisches Gas mit dem gleichen Emissionsfaktor wie gasförmige Biomasse behandelt werden. Zur Förderung im Wärmemarkt könnten erneuerbare synthetische Gase im Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) der anteiligen Wärmegewinnung aus Erneuerbaren Energien zugerechnet werden.

► [Deutsches Biomasseforschungszentrum \(2015\): Meilensteine 2030. Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie](#)

Die im Rahmen des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ erstellte Studie untersucht die Rolle der Bioenergie in einer auf Erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung in Deutschland. Ziel der Studie ist es, erfolgversprechende Pfade für die künftige Bioenergienutzung aufzuzeigen und die Grundlage für eine nachhaltige Bioenergiestrategie zu legen. Dabei wird die These in den Mittelpunkt gestellt, dass die Bioenergie Lücken schließen soll, die durch andere erneuerbare Quellen nicht gedeckt werden können.

Die Studie entwirft vier Extremszenarien sowie ein Syntheszenario. Letzteres wurde für die vorliegende Metaanalyse herangezogen. Zu den vier Extremszenarien gehören je zwei „Business as Usual“- (BAU-) Szenarien und zwei sogenannte Nachhaltigkeitsszenarien, wobei das gesamte bis 2050 verfügbare Biomassepotenzial in jeweils einer der beiden Varianten komplett für die Kraftstoffbereitstellung im Verkehrssektor genutzt wird und in der anderen Variante vollständig in die Strom- und Wärmeerzeugung fließt. Im Ergebnis zeigen sich potenzielle Entwicklungspfade, die sich unter den jeweils angenommenen Rahmenbedingungen als ökonomisch vorteilhaft erweisen. Im Syntheszenario hingegen kommt die Bioenergie über alle Nutzungspfade hinweg zum Zuge.

Das Potenzial an Bioenergie aus Reststoffen sei noch ausbaufähig, aber begrenzt. In den BAU-Szenarien zeigten sich Kostenvorteile für Pflanzenöle, gefolgt von Biogas bzw. Biomethan. Die Holzvergasung und die Bioenergiegewinnung aus Rest- und Abfallstoffen könnten sich erst längerfristig und bei höheren Nachhaltigkeitsanforderungen durchsetzen. In der Synopse der Szenarien sehen die Autoren auch langfristig eine Vielzahl von Rohstoffen für die Bereitstellung von Bioenergieträgern. Die Biogasnutzung sei stark durch regionale Wirtschaftskreisläufe geprägt, der Anbau von Energiepflanzen für die Biogasgewinnung erfolge im Wesentlichen in Deutschland, während das Pflanzenöl vor allem aus Importen stamme.

► [Enervis \(2017\): Erneuerbare Gase – ein Systemupdate der Energiewende](#)

Die Studie vergleicht zwei Szenarien für ein treibhausgasneutrales Energiesystem im Jahr 2050. Dabei wird unter dem Hinblick der Kosteneffizienz untersucht, in welchen Bereichen und in welchem Umfang erneuerbare Gase technisch erforderlich und volkswirtschaftlich sinnvoll sind. Im Szenario „Maximale Elektrifizierung“ werden alle Sektoren so weit wie möglich elektrifiziert. Erneuerbare Gase (synthetische und biogene Gase) kommen nur zum Einsatz, wo sie technisch unverzichtbar sind. Das Szenario „Optimiertes System“ ist technologieoffen. Erneuerbare Gase werden überall eingesetzt, wo die Autoren sie für volkswirtschaftlich vorteilhaft gegenüber elektrischen Anwendungen halten. Es werden die Energieverbrauchssektoren Strom, Wärme, Verkehr sowie der stoffliche Einsatz von Energieträgern in der Industrie untersucht.

Im Szenario „Optimiertes System“ würden im Jahr 2050 im gesamten Energiesystem 930 Mrd. kWh an erneuerbaren Gasen eingesetzt. Auch im Elektrifizierungsszenario sei ein Minimum von 420 Mrd. kWh zwingend erforderlich. Für die stoffliche Nutzung in der Industrie würden in beiden Szenarien 278 Mrd. kWh benötigt. Die Dekarbonisierung des motorisierten Individualverkehrs werde durch Elektromobilität erfolgen, im Luftverkehr durch synthetische Flüssigkraftstoffe und im Schiffsverkehr durch synthetische Gase. Insgesamt werden im Verkehr in beiden Szenarien

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

141 Mrd. kWh erneuerbare Gase eingesetzt. Die Elektrifizierung des kompletten Wärmemarktes sei ineffizient. Volkswirtschaftlich optimal wäre ein Verbrauch erneuerbarer Gase zur Wärmeerzeugung von 393 Mrd. kWh. In der Summe ergebe sich ein Kostenvorteil des „Optimierten Systems“ von 19 Mrd. Euro. Die Kostenvorteile entstünden durch einen geringeren Stromnetzausbaubedarf sowie durch einen reduzierten Bedarf an Batteriespeichern und an Gaskraftwerken. Mehrkosten im „Optimierten System“ entstünden durch einen größeren Bedarf an Erneuerbare-Energien- und PtG-Anlagen.

► [EWI \(2017\): Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung](#)

Die Studie untersucht, welchen Beitrag die bestehenden Gas- und Wärmeinfrastrukturen zu einem effizienten Klimaschutz leisten können. Die Analyse fokussiert sich auf die Entwicklungen im Strom- und Wärmesektor bis 2050. Die Untersuchung erfolgt durch den Vergleich zweier Klimaschutzszenarien bis 2050. Es wird eine kostenminimale Entwicklung der Sektoren Gebäude, Industrie, Verkehr und Energiewirtschaft modelliert. Das Szenario Evolution, mit einem breiten Einsatz von strombasierten, erneuerbaren Gasen, ist um 139 Mrd. Euro günstiger als das Szenario Revolution, indem alle Endanwendungen so weit wie möglich elektrifiziert werden. Im Szenario Evolution besteht ein um 252 Mrd. Euro höherer Importbedarf an synthetischen Gasen. Dafür würden Kapitalkosten in Höhe von 272 Mrd. Euro, 52 Mrd. Euro an Netzkosten und 95 Mrd. Euro an Stromimporten eingespart. Im Szenario Revolution steigt der Bedarf an gesicherter Leistung von 89 GW auf ca. 110 GW in 2030 und 142 GW in 2050. Im Szenario Evolution liegt der Bedarf bei maximal 106 GW in 2050. Die Kapazität von Gaskraftwerken steigt von 30 auf 100 GW (Revolution) bzw. auf 75 GW (Evolution). Der Bedarf an synthetischen Gasen und Flüssigkraftstoffen beträgt 448 Mrd. kWh (Revolution) bzw. 634 Mrd. kWh (Evolution).

Die Autoren kommen zu dem Fazit, dass sich eine frühzeitige Festlegung auf eine weitgehende Elektrifizierung aller Sektoren mittel- und langfristig als volkswirtschaftlich nachteilig erweisen könne. Die Versorgungssicherheit werde sich zudem reduzieren, wenn eine einseitige Infrastrukturabhängigkeit von den Stromnetzen geschaffen werde. Die Verknüpfung der Gas- und Wärmenetze mit dem Stromsektor könne den Bedarf an Stromnetzausbau in den Übertragungs- und Verteilnetzen sowie den Bedarf an Speichern reduzieren.

► [FENES/Energy Brainpool \(2015\): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland](#)

Die Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher der OTH Regensburg (FENES) und Energy Brainpool untersuchen die Notwendigkeit und die wirtschaftlichen Auswirkungen von „Windgas“ (das auf Basis von Windstrom durch Elektrolyse gewonnene Gas) in einem vollständig erneuerbaren Stromsystem. Die Modellierungen basieren auf dem von Energy Brainpool entwickelten Modell Power2Sim. Die Autoren beschäftigen sich mit der Frage, ab wann PtG als Stromspeicher für die Versorgungssicherheit im Stromsystem erforderlich wird und wie sich die Technologiekosten entwickeln. Des Weiteren vergleichen sie die PtG-Technologie mit anderen Flexibilitätsoptionen, erörtern weitere Anwendungsmöglichkeiten für PtG außerhalb des Stromsektors und die daraus zu ziehenden Konsequenzen für die Markteinführung.

► [Fraunhofer ISE/IER/Compare Consulting \(2016\): Stromspeichertechnologien](#)

Die Studie analysiert Stromspeichertechnologien Pumpspeicher, Druckluftspeicher, PtG und Batteriespeicher in unterschiedlichen Anwendungen (auf lokaler Ebene bis bundesweit) aus ökonomischer Sicht. Pumpspeicher seien derzeit die günstigste Technologie sowohl als Kurzzeit-

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

als auch als Langzeitspeicher. PtG weise ein großes Kostensenkungspotenzial auf und könne zukünftig kostengünstig als Langzeitspeicher eingesetzt werden. Als Einsatzgebiete für erneuerbare synthetische Gase sehen die Autoren den Verkehr, die Industrie und den Stromsektor. Der geringe Gesamtwirkungsgrad der Rückverstromung sei aber ein Hindernis für diesen Nutzungspfad. Zur Vermeidung von Umwandlungsverlusten sei die direkte Nutzung von Wasserstoff sinnvoll.

► [Fraunhofer ISE \(2015\): Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050](#)

In der Studie wird die System- und Kostenentwicklung einer mit den Klimaschutzziele kompatiblen Transformation des deutschen Energiesystems bis zum Jahr 2050 dargestellt. Anhand von neun Szenarien werden verschiedene kostenoptimierte Transformationspfade aufgezeigt. Die Szenarien basieren jeweils auf unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich des CO₂-Zielwerts (Minderung der CO₂-Emissionen um 80 Prozent, um 85 Prozent, oder 90 Prozent), der energetischen Sanierung von Gebäuden, der Zusammensetzung des Fahrzeugsektors und der Geschwindigkeit des Ausstiegs aus der Kohlenutzung.

Ein Energiesystem, das den CO₂-Ausstoß bis 2050 um 85 Prozent mindert (85%-Szenario), könne um 8 Prozent günstiger sein als der Erhalt des heutigen Energiesystems. Dies gelte aber nur unter der Annahme, dass der Preis für den Ausstoß von Kohlendioxid auf 100 Euro pro Tonne und die Preise für fossile Energieträger um 2 Prozent pro Jahr stiegen. Die für das 85%-Szenario im Jahr 2050 erforderliche installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik betrüge 367 GW. Die für die Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Sonne notwendige Flexibilisierung der Stromnachfrage könne nur durch die Etablierung neuer Stromanwendungen, insbesondere im Gebäudebereich und im Verkehr, gelingen. Verbrennungstechniken (Heizkessel, Verbrennungsmotoren) würden durch elektrische Antriebe (Wärmepumpen, Elektromotoren) ersetzt. Dadurch ergebe sich trotz einer Effizienzsteigerung um 25 Prozent bei herkömmlichen Stromanwendungen je nach Szenario eine Zunahme des Stromverbrauchs um 20 bis 40 Prozent gegenüber heute. Die Klimaschutzziele machten den weitgehenden Ersatz fossiler Brennstoffe wie Erdgas und Erdöl durch synthetische Gase und Flüssigkraftstoffe erforderlich. Die benötigte installierte Leistung derartiger Anlagen schwanke in Abhängigkeit des betrachteten Szenarios zwischen rund 80 GW bis 180 GW. Der untere Wert gelte bei einem sehr hohen Ausbaugrad der Elektromobilität und der obere Wert für das Szenario mit einer Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen um 90 Prozent.

► [Fraunhofer ISI/Consentec/ifeu/BMWi \(2017\): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland](#)

Die Langfrist- und Klimaszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie bieten eine wissenschaftliche Analyse für eine kosteneffiziente Transformation des Energiesystems mit dem Ziel einer 80- bis 95-prozentigen Treibhausgasreduzierung. In den Projekten werden Szenarien für ein kostenoptimiertes Energiesystem modelliert, die das gesamte Energiesystem (Strom, Wärme, Verkehr, Industrie) abdecken. Mit Ausnahme des Referenzszenarios werden in allen Szenarien die energie- und klimapolitischen Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung bis 2050 erreicht. Schon der untere Pfad einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 Prozent bis 2050 sei mit großen Herausforderungen und Unsicherheiten (z.B. der Entwicklung der Kosten von Energiespeichern) verbunden. Von besonderer Bedeutung seien die Synergien zwischen Effizienz und Sektorenkopplung. PtG sei bis zu einer 80-prozentigen Reduktion der Treibhausgase weder erforderlich noch wirtschaftlich. Die Nachfrage derjenigen Bereiche, die sich nicht

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

elektrifizieren lassen oder denen keine anderen Erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen, könnten mit dem verbleibenden Emissionsbudget weiter durch fossile Energien gedeckt werden. Stationäre Stromspeicher wie Pumpspeicher seien ebenfalls nicht wirtschaftlich, da Flexibilitätsoptionen wie Power-to-Heat (PtH) und Elektromobilität bereits einen großen Teil der Stromüberschüsse aus Erneuerbaren Energien integrierten. PtH werde ab 2040 breit eingesetzt. In der Wärmewende spielten vor allem Wärmenetze und Strom eine wichtige Rolle. Im Verkehr wird die Senkung der Treibhausgasemissionen im Basisszenario vor allem durch Effizienz und Biokraftstoffe erreicht. In den Zielszenarien kommen zunächst Hybridfahrzeuge und später vollelektrische Fahrzeuge und Oberleitungs-LKW zum Einsatz.

► [Fraunhofer IWES \(2017a\): Analyse eines europäischen -95%-Klimazielszenarios über mehrere Wetterjahre](#)

Die Studie untersucht die Versorgungssicherheit für ein Energieversorgungssystem auf Basis Erneuerbarer Energien. Dafür wird ein Szenario einer regenerativen Vollversorgung aller Energiesektoren in Deutschland und Europa bis 2050 entworfen und mit einer Simulation von sieben Wetterjahren überprüft. Dabei werden sowohl ein mittleres Wetterjahr als auch Extremwetterjahre berücksichtigt. Die Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass durch mit PtG betriebene Gaskraftwerke jederzeit Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Synthetische Flüssigkraftstoffe (Power-to-Liquid) würden im außereuropäischen Ausland, synthetische Gase (Power-to-Gas) im europäischen Ausland erzeugt. PtG sei vor allem für die Industrie relevant.

► [Fraunhofer IWES \(2017b\): Beitrag von Biogas zu einer verlässlichen erneuerbaren Stromversorgung](#)

Das Gutachten befasst sich mit der energiewirtschaftlichen Rolle der Stromproduktion aus Biogas in der Zukunft. Es wird der mögliche Beitrag von Biogasanlagen zur Deckung der Residuallast und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen untersucht.

Die Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass ein technisch optimierter und für die flexible Stromerzeugung umgerüsteter Anlagenpark von Biogas-BHKW das Potenzial habe, 12,5 Prozent der im Jahr 2030 benötigten Residuallast zu decken, ohne die eingespeiste Strommenge gegenüber dem Niveau von 2015 zu steigern. Für die Flexibilisierung der Biogasanlagen des gesamten Parks würden keine zusätzlichen Kosten für das Gesamtsystem gegenüber einer Grundlaststromproduktion entstehen, da gleichzeitig Kosten für die Strombereitstellung durch die konventionellen Kraftwerke eingespart würden. Außerdem könnten Biogasanlagen einen bedeutenden Beitrag zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen liefern. Zusätzlich könne der Biogaspark ca. 3 Prozent des Wärmebedarfs von Haushalten in Deutschland im Jahr 2030 abdecken. Bei einer Fortführung der Regelungen des EEG 2014 würde es aufgrund der darin festgelegten niedrigen Vergütungssätze sowie des vorgesehenen Rückbaus von Bestandsanlagen zu einem Rückgang der Stromerzeugung aus Biogas auf ein Sechstel gegenüber dem Jahr 2015 kommen. Der Biogaspark würde im Jahr 2030 vor allem aus kleinen Anlagen zur Vergärung von Gülle und Mist bestehen. Diese Anlagen seien technisch nur mäßig für die flexible Stromerzeugung sowie die Erbringung von Systemdienstleistungen geeignet. Auch würde der hohe Wärmeeigenbedarf dieser Anlagen dazu führen, dass der Biogaspark praktisch keinen erwähnenswerten Beitrag zur erneuerbaren Wärmeversorgung leisten könnte.

► [Fraunhofer IWES/Fraunhofer IBP/IFEU/SUER \(2015\): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr](#)

Der Bericht beschreibt die Ergebnisse eines Forschungsprojekts zu der Frage, wie das Zusammenspiel von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor in Deutschland ausgestaltet werden

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

muss, um die angestrebte Treibhausgasreduzierung um 80 Prozent bis 2050 möglichst kostengünstig zu erreichen. Im Zentrum stehen die Herausforderungen der Abstimmung von Stromangebot und Stromnachfrage bei einem sehr hohen Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien. Aus der Analyse der Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Energienutzungsbereichen leiten die Forscher die notwendigen Entwicklungspfade (Roadmaps) für den Verkehrs- und Wärmesektor ab und entwickeln Vorschläge, um die als erforderlich identifizierten Schlüsseltechnologien in den Markt einzuführen.

Im Zielszenario ergibt sich für das Jahr 2050 ein jährlicher Strombedarf von 793 Mrd. kWh in Deutschland. Um die Stromnachfrage zu decken, sieht das Szenario eine installierte Leistung von 200 GW Photovoltaik, 140 GW Onshore-Wind und 38 GW Offshore-Wind vor. Als Schlüsseltechnologien zur Integration der fluktuierenden Stromerzeugung in den Wärme- und Verkehrssektor identifizieren die Autoren Wärmepumpen, Elektrodenkessel (Power-to-Heat), vollelektrische PKW, Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge, Oberleitungs-LKW, Batterien und Power-to-Gas. Im Verkehr seien möglichst hohe Anteile direkter Stromnutzung anzustreben, da die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe sehr viel Strom benötige und den Ausbaubedarf für Windenergie- und Solaranlagen in die Höhe treibe.

Biomasse solle vorrangig in Anwendungen zum Einsatz kommen, für die es keine bzw. nur wenig erneuerbare Alternativen gebe. Das sei bei schwer sanierbaren Gebäuden, in ländlichen Gegenden mit geringer Wärmedichte und beim Prozesswärmebedarf in der Industrie der Fall. Das Optimierungsmodell in der Studie lässt keine Biomasse-Importe und keinen weiteren Ausbau der bestehenden Anbaufläche für Energiepflanzen zu.

► [Frontier Economics/IAEW/FourManagement/EMCEL \(2017\): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland](#)

Die Studie beschäftigt sich mit der Fragestellung, welchen Beitrag die Gasinfrastruktur zur Energiewende leisten kann und welchen Mehrwert eine weitere Inanspruchnahme der Gasinfrastruktur darstellen kann. Es werden drei Szenarien für das Jahr 2050 mit und ohne Nutzung der Gasinfrastruktur gegenübergestellt. Es wird für alle Szenarien von einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 95 Prozent gegenüber 1990 und einem einheitlichen Energiebedarf ausgegangen. Ein Szenario setzt ausschließlich auf Strom, wobei auf die Gasinfrastruktur komplett verzichtet wird. Im Szenario „Strom und Gasspeicher“ sind die Endanwendungen ebenfalls überwiegend elektrisch. Synthetische Gase werden nur zur Rückverstromung eingesetzt. Im dritten Szenario „Strom und grünes Gas“ wird erneuerbares synthetisches Methan auch für einen Teil der Endanwendungen im Wärme- und Verkehrssektor genutzt. Das Gasnetz wird hier weiter für einen Teil des Energietransports zu den Endverbrauchern benötigt. Die Autoren kommen zu dem Fazit, dass die Nutzung der Gasinfrastruktur die Kosten der Dekarbonisierung senken sowie Akzeptanz und Versorgungssicherheit der Energiewende erhöhen kann. Grund für die Reduzierung der Gesamtkosten seien vor allem die eingesparten Stromnetzkosten sowie die günstigeren Endanwendungen. Die Gesamteinsparungen der Gasnetznutzung im Szenario „Strom und grünes Gas“ betragen bis zum Jahr 2050 etwa zwölf Milliarden Euro pro Jahr. Der Stromnetzausbau könne im Übertragungsnetz um 40 Prozent und im Verteilernetz um 60 Prozent reduziert werden.

► [Frontier Economics \(2018\): Die zukünftigen Kosten synthetischer Brennstoffe](#)

Die Studie im Auftrag der Agora Energiewende und der Agora Verkehrswende schätzt die Kosten des Imports synthetischer Brennstoffe bis zum Jahr 2050 ab. Der Fokus liegt auf synthetischem Methan und synthetischen Flüssigkraftstoffen. Es werden fünf Standorte und

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

Technologieoptionen im Ausland betrachtet: Island (Geothermie und Wasserkraft), Nordafrika (PV), Nordafrika (Onshore-Windenergie und PV), Naher Osten (PV) und Naher Osten (Onshore-Windenergie und PV). Zum Vergleich wird auch die Erzeugung der Brennstoffe mit Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Kosten aufgrund von Skalen- und Lerneffekten im Zeitverlauf deutlich sinken. Die Wirkungsgrade steigen zudem an. Die Kosten der einzelnen Standort- und Technologieoptionen nähern sich über die Zeit an. Langfristig sei von einer Annäherung der Kosten für erneuerbare synthetische und konventionelle fossile Brennstoffe auszugehen. Der wesentliche Kostentreiber sei die Höhe der Stromerzeugungskosten. Dies sei auf die hohen Umwandlungsverluste zurückzuführen. Daneben seien auch die Auslastung und die Investitionskosten ausschlaggebend.

- ▶ [Ludwig-Bölkow-Systemtechnik \(2016\): Renewables in Transport 2050. Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity](#)

Die Studie untersucht die Möglichkeit einer vollständigen Versorgung des Verkehrssektors mit Erneuerbaren Energien in Europa und Deutschland sowie die künftige Bedeutung des Verbrennungsmotors. Für verschiedene Szenarien werden der Kraftstoffverbrauch, der Stromverbrauch, die Kraftstoffproduktion, die Treibhausgasemissionen, die Emissionsvermeidungskosten, die Infrastrukturkosten und die kumulierten Investitionen bis 2050 berechnet. Es werden drei Szenarien definiert, ein Szenario mit synthetischen Kraftstoffen (Wasserstoff, synthetisches Methan und synthetische Flüssigkraftstoffe), eines mit Elektromobilität sowie eines mit einem Anwendungsmix. In allen Szenarien erweist sich die Zunahme des Verkehrsaufkommens als Haupttreiber des Strom- und Kraftstoffverbrauchs. Der Stromverbrauch für synthetische Kraftstoffe liegt in den Szenarien zwischen 590 Mrd. kWh pro Jahr (Szenario Elektromobilität) und 1.520 Mrd. kWh (Szenario Synthetische Brennstoffe). Der jährliche Kraftstoffverbrauch beträgt zwischen 320 Mrd. kWh (Szenario Elektromobilität) und 680 Mrd. kWh (Szenario Synthetische Brennstoffe). Insgesamt könne der Stromverbrauch in Deutschland je nach Szenario im Jahr 2050 um den Faktor 1,1 bis 3 höher sein als 2015 und in der EU-28 bis zu 4,5-mal so hoch. Für den Stromverbrauch im Verkehrssektor im Jahr 2050 würden in Deutschland 360 bis 900 GW an installierter Leistung benötigt. Der Strombedarf Deutschlands übersteigt in allen Szenarien das heimische Erzeugungspotenzial aus Erneuerbaren Energien. In der EU-28 stünden allerdings ausreichend Potenziale bereit, um den steigenden Strombedarf aller EU-Länder aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden.

Unter den in der Studie analysierten synthetischen Kraftstoffen seien die Emissionsvermeidungskosten von Wasserstoff am günstigsten. Bis 2050 könnten sich die Erzeugungskosten von Wasserstoff halbieren. Erneuerbare synthetische Flüssigkraftstoffe eignen sich besonders für den Import, da sie in anderen Weltregionen zu etwa 20 Prozent günstiger produziert werden könnten. Die notwendigen Investitionen in den Transportsektor seien in allen Szenarien beherrschbar. In Deutschland beliefen sich die Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen, PtG-Anlagen und die notwendige Infrastruktur im Szenario Elektromobilität auf insgesamt 650 Milliarden Euro und im Szenario Synthetische Kraftstoffe auf 1.490 Milliarden Euro. Das entspreche einem jährlichen Investitionsbedarf von 18,6 bis 41,4 Milliarden Euro und einem Anteil am deutschen Bruttoinlandsprodukt von 0,6 bis 1,4 Prozent. In neue Fahrzeuge müssten in den nächsten 35 Jahren jeweils 84 Milliarden Euro pro Jahr investiert werden.

- ▶ [Nitsch, Joachim \(2017\): Erfolgreiche Energiewende nur mit verbesserter Energieeffizienz und einem klimagerechten Energiemarkt – Aktuelle Szenarien 2017 der deutschen](#)

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

Energieversorgung

Die regelmäßig aktualisierte Studie modelliert drei Szenarien zur möglichen Entwicklung der Energieversorgung für Strom, Wärme und Mobilität in Deutschland. Ausgehend vom Stand Mai 2017 beschreibt das Szenario TREND-17 die vom Autor erwarteten Effekte der zu diesem Zeitpunkt formulierten energiepolitischen Aktionsprogramme und Planungen. Gegenüber der Vorjahresstudie [SZEN-2016] habe sich die Ausgangslage verschlechtert. Die Anreize für einen Umbau der Energieversorgung seien aufgrund niedriger Preise für fossile Energien und Börsenstrom sowie durch niedrige CO₂-Preise weiter gesunken.

Im Vergleich dazu beschreiben die Szenarien KLIMA17-MEFF und KLIMA17-HEFF, wie ein im Sinne des Klimaschutzes erfolgreicher Umbau der deutschen Energieversorgung aussehen könne, durch den sich der Ausstoß an Treibhausgasen bis 2050 um 95 Prozent reduziere. Dazu sei eine Energieversorgung auf hundertprozentiger Basis Erneuerbarer Energien erforderlich. Strebe man an, wie bei der Pariser Klimakonferenz (COP 21) angekündigt, die globale Erwärmung unter der 2°C-Marke zu halten, reiche das untere Klimaschutzziel von 80 Prozent im Jahr 2050 nicht mehr aus, wenn Deutschland seinen notwendige Beitrag leisten wolle.

Im MEFF-Szenario werden im Jahr 2050 41 Prozent des Stroms aus Erneuerbaren Energien (450 Mrd. kWh) in Wasserstoff umgewandelt. Im HEFF-Szenario kann der Strombedarf für die Elektrolyse auf 30 Prozent (270 Mrd. kWh) reduziert werden.

► [Nymoen/Zukunft Erdgas \(2017\): Delphi-Kurzstudie: Praxis und Potenzial von Power-to-Gas](#)

Die Studie geht der Frage nach, welches Potenzial die PtG-Technologie hat und welche Entwicklung zu erwarten ist. Der Studie liegt eine Unternehmensbefragung zugrunde. Neun Betreiber von PtG-Anlagen wurden nach ihrer Einschätzung der aktuellen technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Bedingungen sowie der zukünftigen Entwicklung der PtG-Technologie befragt. Fünf der befragten Anlagenbetreiber bewerten das ökonomische Potenzial von PtG im Stromsektor als „hoch“ bzw. „sehr hoch“, drei als „niedrig“. Das größte Potenzial wird im Verkehrssektor gesehen. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse könne bis 2030 um 5 bis 10 Prozentpunkte auf 70 bis 92 Prozent steigen, bei der Methanisierung auf 84 bis 89 Prozent. Bei der Kostenentwicklung gehen drei Anlagenbetreiber von einer Kostensenkung von bis zu 50 Prozent aus, drei Befragte sogar von bis zu 70 Prozent. Im Jahr 2030 sei dann mit Gestehungskosten von 7 bis 15 Ct/kWh zu rechnen.

Die regulatorischen Hemmnisse werden als „sehr stark“ bewertet. Die wichtigsten regulatorischen Hebel zur Entfaltung des Potenzials von PtG-Anlagen seien die Abschaffung ihrer Einstufung als Letztverbraucher sowie die Anerkennung von Wasserstoff und synthetischem Methan als Biokraftstoffe. Der Anteil von Wasserstoff und synthetischem Methan am Gesamtgasverbrauch im Jahr 2030 wird von den meisten Anlagenbetreibern bei 2 bis 5 Prozent gesehen, ein Anlagenbetreiber geht aber auch von bis zu 30 Prozent aus. Die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilem Gas sei zwischen 2020 und 2030 erreicht.

► [Öko-Institut/Fraunhofer ISI \(2015\): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht](#)

Die Studie ist die erste von drei geplanten Aktualisierungen des im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit erstellten Klimaschutzszenarios 2050. Im Zentrum steht die Frage, wie sich eine Fortschreibung der jeweils geltenden politischen Rahmenbedingungen auf die klimapolitischen Zielsetzungen auswirken würde und welche Maßnahmen und Strategien notwendig wären, um bis 2050 eine Treibhausgasminde rung um 80 oder 95 Prozent gegenüber 1990 zu erreichen. Des Weiteren

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

erörtern die Autoren für die verschiedenen energie- und klimapolitischen Entwicklungen jeweils, welche Kosten-Nutzen-Wirkungen für Verbraucher und Volkswirtschaft zu erwarten wären und welche Verteilungseffekte entstehen könnten. Das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) bildet dabei die Fortschreibung aller bis Oktober 2012 ergriffenen Maßnahmen ab. In den beiden anderen Szenarien wird eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 Prozent (Klimaschutzszenario 80), respektive 95 Prozent (Klimaschutzszenario 95) modelliert.

Im AMS würden die Energie- und Klimaschutzziele des Energiekonzepts verfehlt. Der Ausstoß von Treibhausgasen würde bis 2050 um lediglich 60 Prozent gegenüber 1990 sinken. Für eine Minderung der Treibhausgase um 95 Prozent müssten die Ziele des Energiekonzepts weit übertroffen werden. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch müsse bis 2050 auf 95 Prozent (statt 60 Prozent im AMS) steigen, beim Bruttostromverbrauch müssten 95 Prozent (statt 80 Prozent) erreicht werden.

In den Klimaschutzszenarien sinkt die Stromnachfrage bis 2030, steigt danach aber deutlich an, weil fossile Energieträger in anderen Sektoren (Wärme, Verkehr, Industrie) durch Strom ersetzt werden müssen. Die wichtigsten „neuen“ Stromverbraucher seien Elektromobilität, Wärmepumpen, Elektrokessel in Wärmenetzen sowie Power-to-Gas. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien erreicht im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario im Jahr 2050 lediglich einen Anteil von 62 Prozent. Im KS 80 steigt die regenerative Erzeugung bis 2050 auf 500 TWh und deckt damit 80 Prozent der Stromnachfrage. Im KS 95 erzeugen die Erneuerbaren Energien im Jahr 2050 insgesamt 734 TWh Strom und bedienen damit 95 % des Verbrauchs. Synthetische Gase und Flüssigkraftstoffe würden ab dem Jahr 2040 nur im KS 95 im Verkehr zunehmend zum Einsatz kommen.

► [Umweltbundesamt \(2016\): Integration von Power-to-Gas/Power-to-Liquid in den laufenden Transformationsprozess](#)

Das Umweltbundesamt schätzt die Perspektive der Technologien PtG und PtL in einem vollständig regenerativen Energiesystem ein. Das Positionspapier stützt sich zum Teil auf die UBA-Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“. Das UBA analysiert die systemischen Herausforderungen bei der Integration von erneuerbaren synthetischen Gasen und Flüssigkraftstoffen in den Prozess der Energiewende. Des Weiteren werden die ökonomischen Rahmenbedingungen dargestellt und Empfehlungen für die nächsten Jahre gegeben.

Die Autoren empfehlen den Ausbau von PtG- und PtL-Anlagen vorerst auf 500 MW zu beschränken. Der Grund: Bei einer zu hohen Anlagenanzahl könne es zu einer stärkeren Auslastung fossiler Stromerzeugung und dadurch zu einem erhöhten CO₂-Ausstoß kommen. PtG-/PtL-Anlagen sollten ausschließlich Strom aus Erneuerbaren Energien beziehen. Noch gebe es aber keine ausreichenden „Stromüberschüsse“ aus Erneuerbaren Energien. In Zukunft werde der Bedarf von PtG/PtL im Stromsektor sehr hoch sein. Im Verkehrssegment und in der chemischen Industrie sprechen die Autoren den synthetischen Brenn- und Kraftstoffen ebenfalls langfristig eine sehr große Bedeutung zu. Kurz- und mittelfristig stünde für den Verkehrsbereich mit der Elektromobilität eine kostengünstigere Technologie zur Verfügung. In der Wärmeversorgung gebe es generell vielversprechendere regenerative Alternativen, wie zum Beispiel Power-to-Heat, Wärmepumpen und Solarthermie. Zur Bestimmung, wann und in welchem Maße PtG und PtL notwendig sind, müsse das Energiesystem ganzheitlich betrachtet werden. PtG und PtL sei unverzichtbar, um auf die energetische Nutzung von Anbaubiomasse verzichten zu können.

► [Umweltbundesamt/Öko-Institut/Fraunhofer ISE \(2017\): Klimaneutraler Gebäudebestand](#)

Die Studie zeigt auf, wie sich der deutsche Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 in einen nahezu

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

klimaneutralen Zustand überführen lässt. Es wurden drei Zielbilder entwickelt, die sich in der Endenergieeinsparung, dem Endenergieträgermix, den CO₂-Emissionen und den Kosten unterscheiden. In allen drei Zielbildern werden die Gebäude bis zum Jahr 2050 so saniert, dass sie die Neubauanforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) 2009 unterschreiten. Mit Berücksichtigung von Klimaanlage und neuer Technik ließe sich der Endenergieverbrauch des gesamten Gebäudebereichs um maximal 65 Prozent senken. Die CO₂-Emissionen werden in den drei Varianten um 82 bis 84 Prozent reduziert. Die Jahreskosten liegen im ambitioniertesten Zielbild höher als in den weniger ambitionierten. Die Differenzen zwischen den Gesamtkosten seien aber sehr gering und die Annahmen mit hohen Unsicherheiten behaftet. Bei der Entscheidung, welches Zielbild angestrebt werden solle, müssten deshalb auch die Kriterien berücksichtigt werden wie Akzeptanz, Rückwirkungen des Ausbaus von Wärmepumpen auf das Stromsystem und die Verteilung von Kosten und Nutzen.

Die Technologieentwicklung von Power-to-Gas sei sehr schwer zu prognostizieren. Bei der Entwicklung der Zielbilder seien konservative Annahmen zu den Wirkungsgraden der Elektrolyse und der Methanisierung sowie zu den Investitionskosten gewählt worden.

Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende

Bearbeiter:

Magnus Maier

Weitere Informationen und Grafiken finden Sie im Forschungsradar Energiewende:
www.forschungsradar.de.

Kontakt:

Agentur für Erneuerbare Energien e.V.

Magnus Maier

Referent für Energiewirtschaft

Tel: 030-200535-55

E-Mail: m.maier@unendlich-viel-energie.de

www.unendlich-viel-energie.de

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages