

# Chemische Energiespeicher als Wegbereiter zur Treibhausgasneutralität – Herausforderungen und Chancen



FZ Jülich

Dr. Heidi U. Heinrichs  
[h.heinrichs@fz-juelich.de](mailto:h.heinrichs@fz-juelich.de)

Prof. Dr. Ralf Peters  
[ra.peters@fz-juelich.de](mailto:ra.peters@fz-juelich.de)

Dr. Martin Robinius  
[m.robinius@fz-juelich.de](mailto:m.robinius@fz-juelich.de)

Prof. Dr. Detlef Stolten  
[d.stolten@fz-juelich.de](mailto:d.stolten@fz-juelich.de)

Dr. Petra Zapp  
[p.zapp@fz-juelich.de](mailto:p.zapp@fz-juelich.de)

DBFZ  
Jörg Kretzschmar  
[joerg.kretzschmar@dbfz.de](mailto:joerg.kretzschmar@dbfz.de)

HZB  
Dr. Sonya Calnan  
[sonya.calnan@helmholtz-berlin.de](mailto:sonya.calnan@helmholtz-berlin.de)

Prof. Dr. Roel van de Krol  
[roel.vandekrol@helmholtz-berlin.de](mailto:roel.vandekrol@helmholtz-berlin.de)

Fraunhofer IEE  
Dr. Ramona Schróer  
[ramona.schroer@iee.fraunhofer.de](mailto:ramona.schroer@iee.fraunhofer.de)

Fraunhofer ISE  
Dr. Achim Schaadt  
[achim.schaadt@ise.fraunhofer.de](mailto:achim.schaadt@ise.fraunhofer.de)

IZES  
Dr. Bodo Groß  
[gross@izes.de](mailto:gross@izes.de)

KIT  
Dr. Siegfried Bajohr  
[siegfried.bajohr@kit.edu](mailto:siegfried.bajohr@kit.edu)

Prof. Dr. Roland Dittmeyer  
[roland.dittmeyer@kit.edu](mailto:roland.dittmeyer@kit.edu)

Prof. Dr. Thomas Kolb  
[thomas.kolb@kit.edu](mailto:thomas.kolb@kit.edu)

## 1. Herausforderung Treibhausgasneutralität

Ein wesentliches Ziel der deutschen Energiewende ist die Reduktion der gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland um 80 bis 95 % bis 2050 gegenüber 1990 [1]. Daneben erfordert die Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5 °C ohne oder mit begrenztem Überschreiten laut IPCC [2] einen sofortigen Beginn der Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen, das Erreichen von globalen Netto-Null-CO<sub>2</sub>-Emissionen bis ca. 2050 und parallel die drastische Reduktion der anderen Treibhausgasemissionen ebenfalls bis ca. 2050.

Eine Betrachtung der heutigen Treibhausgasemissionen ergibt die in ► **Abbildung 1** gezeigte sektorale Aufteilung. Um die zuvor genannten Reduktionsziele zu erreichen, müssen in allen Sektoren Emissionsreduktionen erfolgen [3]. Diese Anforderung verdeutlicht die bedeutende Rolle der Sektorenkopplung auf dem Weg hin zu einer Treibhausgasneutralität, da durch sie nahezu alle Sektoren für Treibhausgasreduktionen erschlossen werden [4]. Weiterhin ist ersichtlich, dass die Reduktion von heute bis 2050 ca. 1,5- bis 2-mal schneller erfolgen muss im Vergleich zur Reduktion zwischen 1990 und 2018.

Um die Herausforderung hin zur Treibhausgasneutralität anzugehen, stehen verschiedene sich gegenseitig unterstützende Optionen zur Verfügung. Diese sind vor allem die nahezu treibhausgasneutrale Energiebereitstellung<sup>1</sup>, worunter erneuerbare Energien wie auch Formen der Kernenergie fallen und die Reduktion der Energienachfrage. Wobei Letzteres ohne z.B. erneuerbare Energien nur zur Minderung von Treibhausgasemissionen beitragen kann, aber nicht zur Erreichung einer Treibhausgasneutralität ausreicht. Vor dem Hintergrund der deutschen Energiewende und dem Thema dieses Beitrags wird hier auf erneuerbare Energien und ihr Wechselspiel mit chemischen Energiespeichern fokussiert. Um mittels erneuerbarer Energien eine annähernde oder vollständige Treibhausgasneutralität zu erreichen, wird ein massiver Ausbau oder Import erneuerbarer Energien erforderlich. Die volatilen erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie erfordern dabei zur Erhaltung einer

hohen Versorgungssicherheit Energiespeicher über verschiedene Zeitspannen. Für diese verschiedenen Versorgungsaufgaben über unterschiedliche Zeitspannen hinweg stehen prinzipiell eine Reihe von Energiespeichern zur Verfügung (► **Abbildung 2**). Darunter eignen sich chemische Energiespeicher wie z.B. Wasserstoff oder Methan vor allem zur Überbrückung von saisonalen Schwankungen volatiler erneuerbarer Energien.

► **Abbildung 3** zeigt unten das Power-to-X-Konzept: Hier wird (meist erneuerbarer) Strom in eine andere Energieform wie z.B. Wärme oder chemische Energieträger umgewandelt. Der obere Teil von ► **Abbildung 3** beleuchtet dabei genauer den Teilaspekt Power-to-Fuel.

Die chemischen Energiespeicher (H<sub>2</sub>: Wasserstoff, LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier, CH<sub>4</sub>: Methan, CH<sub>3</sub>OH: Methanol) sind ein wesentlicher Teil des Power-to-X Konzeptes, da sie verschiedene Energienachfragen in den Endenergiesektoren bedienen können. So können über sie Kraftstoffe für den Verkehrssektor sowie Endenergien und Chemikalien in den Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Industrie bereitgestellt werden.

Der Transport der unterschiedlichen chemischen Energieträger kann dabei entweder auf bestehende Infrastrukturen zurückgreifen (z.B. Einspeisung von „grünem“ Methan in das Erdgasnetz) oder erfordert eine Veränderung oder Neubau der entsprechenden Transportoptionen (z.B. Transport via Lkw, Umbau des Erdgasnetzes auf Methan-Wasserstoff-Mischungen oder reinen Wasserstoff).

Wie im Bereich „Primärenergie“ der ► **Abbildung 3** gezeigt, können chemische Energiespeicher sowohl mittels konventioneller Kraftwerke als auch über erneuerbare Energien hergestellt werden. Der Fokus dieses Beitrags liegt auf den erneuerbaren Energien. [4]

## 2. Forschungsergebnisse und Beiträge aus der Forschung

Um das Potenzial chemischer Energiespeicher als Wegbereiter zur Treibhausgasneutralität erschließen zu können, sind noch vielfältige Technologieentwicklungen und Systemanalysen notwendig.

1. Hierbei müssen in tiefergehenden Analysen auch die Treibhausgasemissionen der Anlagenherstellung und -entsorgung mitbetrachtet werden.

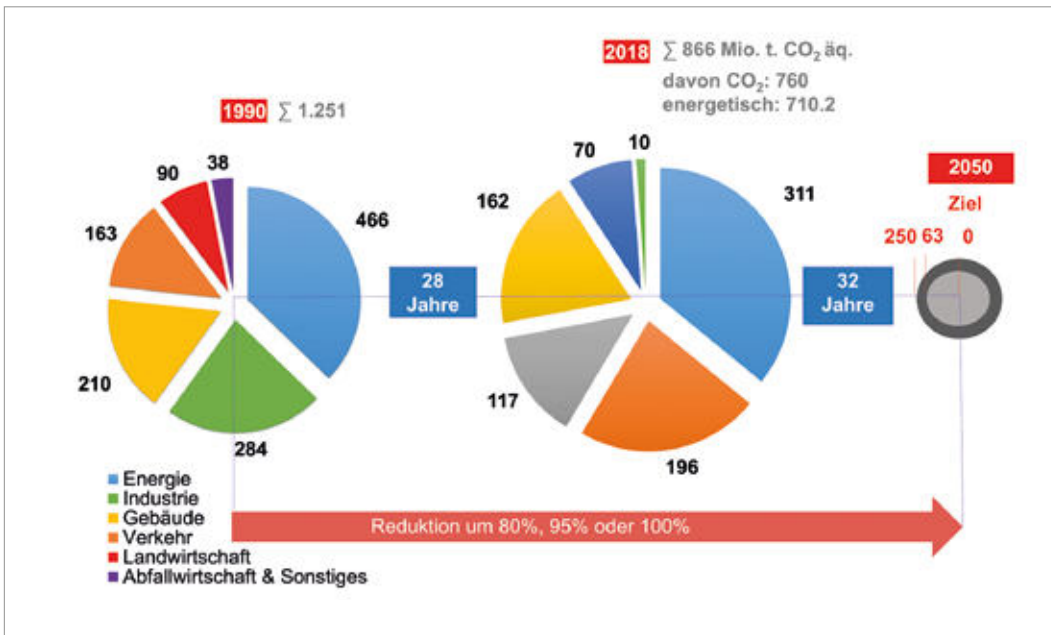


Abbildung 1  
**Sektorale Treibhausgasemissionen in Deutschland in 1990, 2018 und 2050 [3]**

Aus beiden Forschungsbereichen werden im Folgenden Beispiele aufgezeigt.

## 2.1 Modulare Fischer-Tropsch Reaktortechnologie

Am Karlsruher Institut für Mikroverfahrenstechnik (KIT-IMVT) werden gemeinsam mit dem eigenen Spin-Off INERATEC GmbH<sup>2</sup> modulare Reaktortechnologien für die Fischer-Tropsch (FT)-Synthese vom Labor bis zum Maßstab 1500L/Tag (1 MW) entwickelt (► *Abbildung 4*).

<sup>2</sup> INERATEC hat inzwischen 30 fest angestellte Mitarbeiter\*innen und zahlreiche Preise gewonnen, u.a. den deutschen Gründerpreis in der Kategorie Start-Up.

Parallel werden auch Reaktortechnologien für andere exotherme Kraftstoffsynthesen wie z.B. von Methanol, Dimethylether (DME) und auch für die Methanisierung entwickelt. In zahlreichen Projekten (BMBF, BMWi, Land BaWü, Helmholtz) wird dazu gemeinsam mit Partnern (u.a. Climeworks und Sunfire) auch an der stofflichen und thermischen Integration der Einzeltechnologien in die jeweiligen Power-to-Liquid (PtL)-Prozessketten gearbeitet, immer mit dem Ziel die stoffliche und energetische Effizienz zu maximieren und die Kosten zu verringern. Dezentrale Anwendungen, bei denen ein dynamischer Betrieb vorteilhaft oder evtl. sogar zwingend erforderlich ist, stehen dabei aktuell im Mittelpunkt. Neben der hier gezeigten Anlage, die im Rahmen des Energy Lab 2.0 am KIT aufgebaut wurde, ist ergänzend die weltweit erste integrierte PtL-Anlage zu nennen, die CO<sub>2</sub> aus der

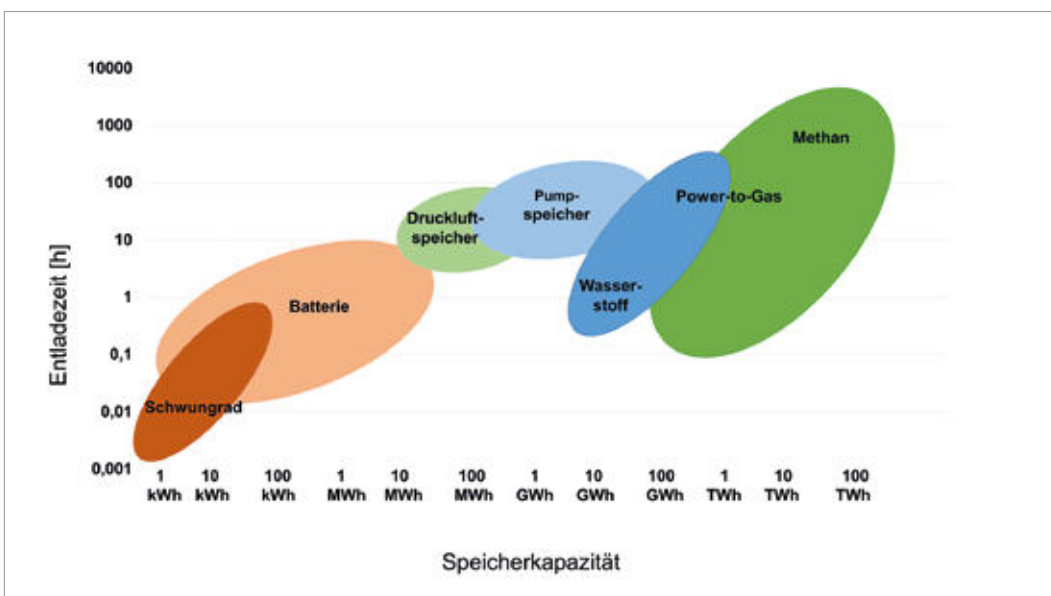
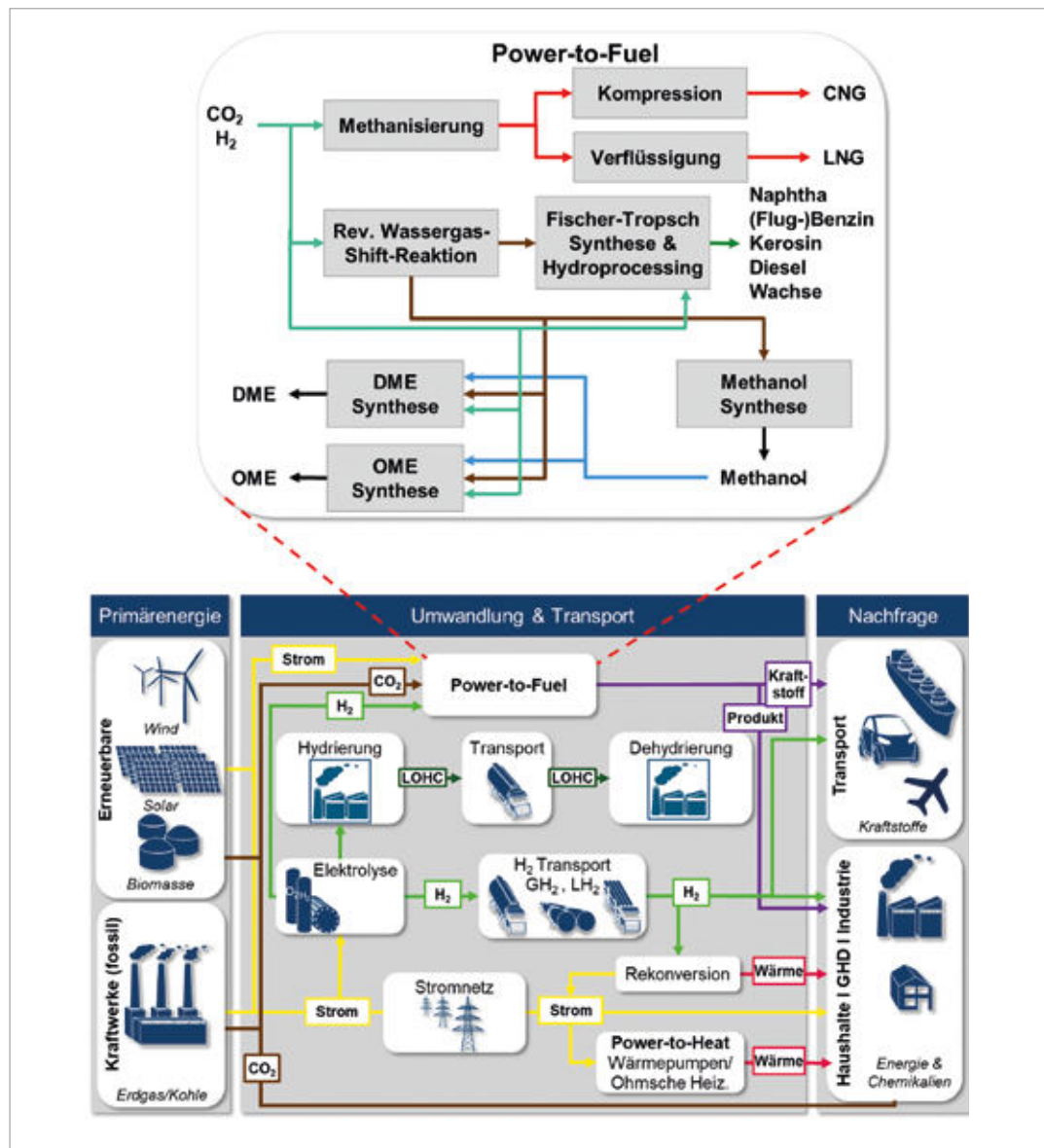


Abbildung 2  
**Überblick über Energiespeicher als Funktion ihrer Entladezeit und Speicherkapazität [5]**

Abbildung 3  
**Chemische Energiespeicher**  
 als Teil des  
 Power-to-X Konzeptes  
 im Energiesystem  
 sowie im  
 Power-to-Fuel Konzept  
 [4]



Luft in FT-Kraftstoffe umwandelt und die im Kopernikus-Projekt P2X entwickelt wird. [6-8]

## 2.2 Dreiphasen-Reaktorkonzepte für lastflexible Methanisierung

Bei der Synthese chemischer Energieträger als Speichermedium für volatile elektrische Energie ist vor allem die begrenzte Dynamikfähigkeit der „state of the art“ katalytischen Syntheseprozesse eine der großen Herausforderungen. Etablierte Syntheseprozesse werden im Normalbetrieb üblicherweise keinen oder nur sehr langsamen Lastwechseln unterzogen, da die mit schnellen Änderungen verbundenen Temperaturspitzen auf Grund der Exothermie der Methanisierung zu thermischen Problemen bis hin zu instabilen Betriebszuständen führen können [9–11]. Weiterhin können diese Effekte zur beschleunigten Katalysator-

desaktivierung und zu schwankenden Produktzusammensetzungen führen, die das Einhalten der geltenden Einspeiserichtlinien erschweren [12, 13].

Um Lösungen für die speziellen Herausforderungen des dynamischen Betriebs katalytischer Reaktoren – speziell für die Methanisierung und die Methanolsynthese – zu finden, werden am KIT-EBC seit einigen Jahren Dreiphasen-Reaktorkonzepte entwickelt und theoretisch und experimentell untersucht [11–14]. Für die Anwendung als hochdynamisch betreibbarer Methanisierungsreaktor sind speziell Blasensäulenreaktoren geeignet, in welchen die festen Katalysatorpartikel in einer geeigneten Flüssigphase suspendiert und durch die Eduktgase indirekt fluidisiert werden. Die in situ am Katalysator vorliegende Flüssigphase ermöglicht effiziente Wärmeabfuhr und Temperaturkontrolle im Reaktor, da aus dem dreiphasigen System eine deutlich verbesserte Wärmeabfuhr unter statio-

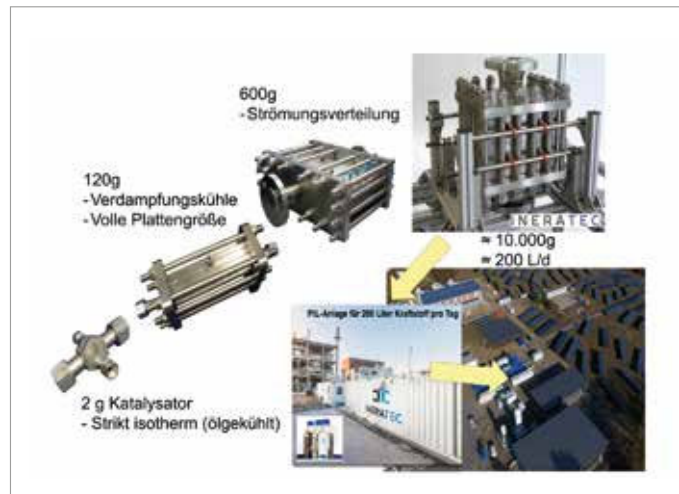


Abbildung 4

**Modulare  
Fischer-Tropsch  
Reaktortechnologie [6]**

nären und dynamischen Bedingungen erfolgen kann, als dies bei herkömmlichen Festbett-Reaktorkonzepten der Fall ist.

Der Reaktor selbst ist sehr einfach aufgebaut und damit kostengünstig in Fertigung, Betrieb und Wartung. Die Auslegung und speziell das Scale-up von Dreiphasen-Reaktoren sind jedoch sehr aufwändig und erfordern ein hohes Maß an Knowhow und Zugriff auf geeignete Stoffdaten und zuverlässige experimentelle Daten speziell zur Hydrodynamik und zur Reaktionskinetik.

Aktuelle Forschungsprojekte und Grundlagenuntersuchungen am EBI ceb setzen die Arbeit der vergangenen Jahre fort und finden in der in ► **Abbildung 5** gezeigten Pilotanlage zur Dreiphasen-Methanisierung am KIT Energy Lab 2.0 ihren bisherigen Höhepunkt. Es handelt sich dabei um die weltweit erste Anlage ihrer Art und speziell durch den Schritt vom kleinskaligen Laborreaktor hin zum technisch relevanten Pilotmaßstab und die damit einhergehende Vermeidung von Wandeffekten auf Hydrodynamik und Stofftransport werden experimentelle Ergebnisse von hoher wissenschaftlicher Relevanz erzielt.

Nach ihrer Fertigstellung und Inbetriebnahme im Sommer 2019 konnte die Anlage in einer ersten mehrtägigen Messkampagne im Oktober den Nach-

weis der Dynamikfähigkeit liefern. Über einen Zeitraum von mehr als 100 Stunden wurde Methan aus Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zuverlässig und mit hoher Ausbeute erzeugt. Die Anlage zeichnete sich dabei durch ihre hohe Robustheit bezüglich schneller Lastwechsel aus und lässt auf interessante Ergebnisse in den nächsten Versuchskampagnen hoffen.

Die Forschungsarbeiten zur Dreiphasen-Methanisierung am Energy Lab 2.0 sind vor allem in die laufenden Projekte „MethQuest (BMW)“, „Energiesystemintegration & Sektorkopplung (BMBF)“ und „RegEnZell (BMW)“ eingebunden und werden durch begleitende Grundlagenuntersuchungen und Studien am EBI ceb und bei der DVGW-Forschungsstelle am EBI ergänzt. [15]

### 2.3 Kostenvergleich H<sub>2</sub>-basierter Kraftstoffe

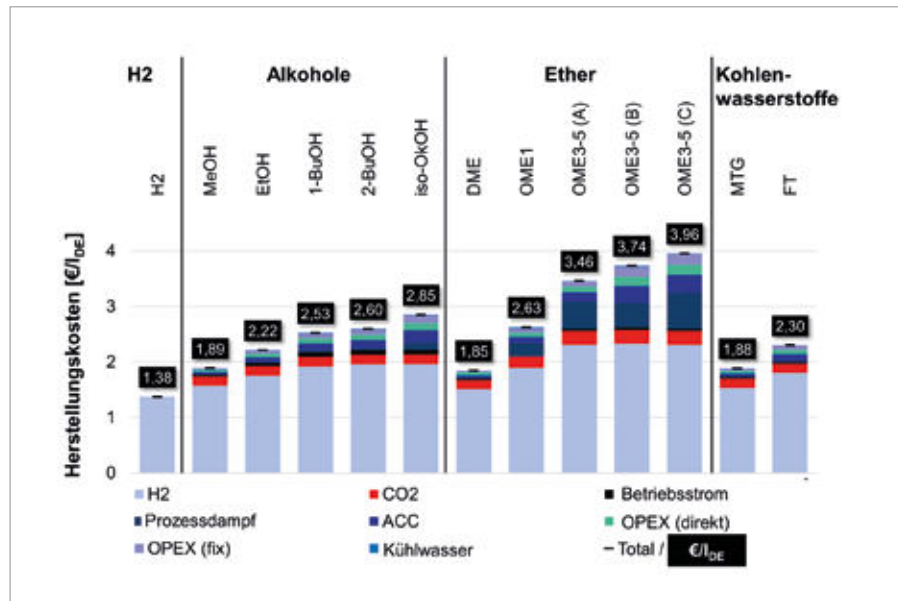
Bei einem Kostenvergleich verschiedener wasserstoff-basierter Kraftstoffe (Wasserstoff, Alkohole, Ether und Kohlenwasserstoffe) wurde eine hohe Spannweite in den Kosten von 1,85 bis 3,96 Euro pro Liter auf Basis von ASPEN-Prozesssimulationen ermittelt (► **Abbildung 6**).



Abbildung 5

**Dreiphasen-  
Methanisierungsanlage  
des EBI ceb am  
KIT Energy Lab 2.0 [15]**

Abbildung 6  
**Kostenvergleich  
H<sub>2</sub>-basierter Kraftstoffe**  
[16]



Von den einzelnen Kostenbestandteilen ist der Anteil dominierend, der auf die Wasserstoffproduktion entfällt. Ab einem Preis von ca. 2 Euro pro kg Wasserstoff könnten Kraftstoffkosten von ca. 1 Euro/L erreicht werden, was als kostenkompetitiv zu herkömmlichen Kraftstoffen angesehen werden könnte. Bei diesem Vergleich ist aber insbesondere zu beachten, dass diese Kosten die Herstellkosten der unterschiedlichen Kraftstoffe beschreiben, nicht aber die kilometerspezifischen Kosten. Würden die stark unterschiedliche Effizienz von Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellen mitberücksichtigt, würde sich der Vergleich stark zugunsten des Wasserstoffs bzw. der Brennstoffzellenfahrzeuge verschieben. [16]

## 2.4 Zur Rolle von Biogasaufbereitungsanlagen

Aktuell existieren ungefähr 200 Biogasanlagen mit Biogasaufbereitung in Deutschland (~9,8 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub> in 2018) [17] und es gibt eine Stagnation bei einem weiteren Ausbau aufgrund geringer Vergütungssätze [18] bzw. von Gebotsobergrenzen [19].

Biomethan kann aufgrund seiner einfachen Speicher- und Transportfähigkeit (Gasnetz) einen entscheidenden Beitrag zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Stromerzeuger leisten. Es besteht hier auch ein gewisses Ausbaupotenzial im Anlagenbestand insofern ca. 300–600 bestehende Biogasanlagen auf Biomethanerzeugung umgestellt werden könnten [18]. Diese Zahl beinhaltet bereits eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (im Vergleich zu bestehenden Biomethananlagen) und die Berücksichtigung von Restriktionen bezüglich des Gasnetz Zugangs, da nicht überall wo Biogasanlagen an einer Erdgasleitung stehen, unbegrenzt viel Biomethan ins Netz eingespeist werden kann (► *Abbildung 7*).

Ergänzend wäre Biomethan aus Reststoffen im Sinne der Renewable Energy Directive II [20] ein äußerst interessanter Kraftstoff, da es als „advanced biofuel“ definiert werden könnte. Daraus ergeben sich Vorteile bei der Vermarktung, da hier mit höheren Erlösen bei den CO<sub>2</sub>-Quoten und evtl. mit der Anrechnung des doppelten Energiegehalts gerechnet werden kann. Allerdings steht die nationale Umsetzung noch aus. Hauptproblem bei dieser Betrachtung ist, dass es derzeit keinen Markt für Biomethan bzw. Erdgas im Kraftstoffsektor gibt. Hier müssten politische Signale gesetzt werden.

Eine interessante Möglichkeit der Flexibilisierung von Biogasanlagen im Kontext Biomethan wäre die Auf-

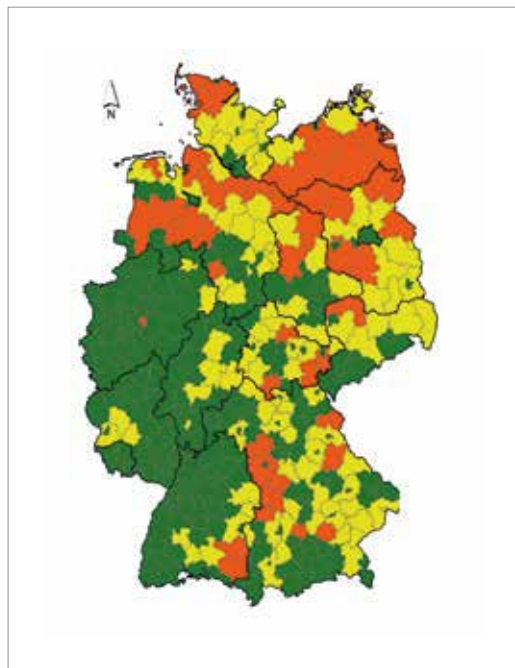
Abbildung 7  
**Abgleich der  
Biogasproduktion  
mit den  
Gasnetzkapazitäten  
auf Verteilnetzebene**  
[21]:

Biogasproduktion 2015  
abzgl. Gasnetzkapazitäten  
2020 [MWh<sub>H<sub>2</sub></sub>]

- <0
- > 1-100.000
- 1-100.000

Bereitstellung von Biogas in (MWh<sub>H<sub>2</sub></sub>) basierend auf der Stromerzeugung für Biogas im Jahr 2015 und einem durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad von 38%.

Berücksichtigt werden nur Daten mit einer Bemessungsleistung ≥400 kW<sub>el</sub> und einem KWK-Anteil <25%



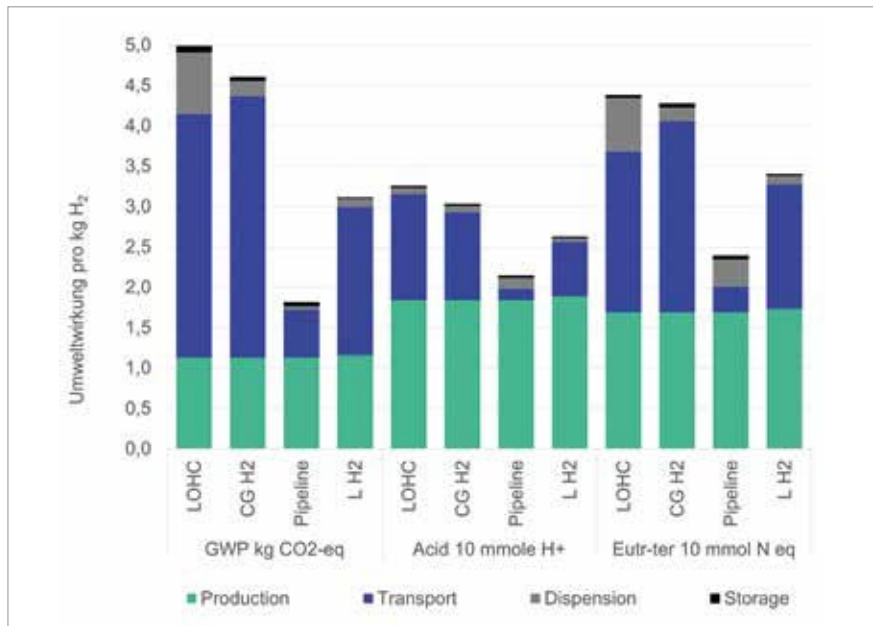


Abbildung 8  
**Ökologischer Vergleich von H<sub>2</sub>-Transportoptionen für Mobilität 2050 [22]**

Untersuchte Umweltwirkungen:

- „Global Warming Potential“ (GWP)
- Versauerung (Acid)
- terrestrische Eutrophierung (Eutr.-ter.).

rüstung bestehender Biogasanlagen mit Aufbereitungstechnologie, so dass diese Biogasanlagen in Zeiten niedriger Strompreise Biomethan erzeugen können welches zwischengespeichert und für lokale Fuhrparks (z.B. in der Landwirtschaft oder im ÖPNV) genutzt werden kann. Die regelmäßige Abnahme spielt hier aber eine besondere Rolle, da so die notwendigen Speicherkapazitäten für Biomethan geringgehalten werden können.

## 2.5 Ökologischer Vergleich von H<sub>2</sub>-Transportoptionen für Mobilität 2050

Ein Vergleich ausgewählter ökologischer Implikationen von verschiedenen Wasserstoff-Transportoptionen zur Deckung eines Mobilitätsbedarfs in 2050 ist in ► **Abbildung 8** gezeigt.

Dabei wurde angenommen, dass der Wasserstoff in Elektrolyseuren mit Strom aus Windenergie produziert sowie mit 700 bar an der Tankstelle zur Verfügung gestellt wird. Darüber hinaus werden Salzkaavernen als saisonale Speicher für Wasserstoff genutzt. Der Transport von Wasserstoff über 400km erfolgt entweder per Lkw oder Pipeline.

Der Transport mittels Lkw wurde weiterhin differenziert zwischen LOHC, in Hochdrucktanks (CG H<sub>2</sub>) und in Flüssigtanks (L H<sub>2</sub>).

Als Umweltwirkungen wurden das „Global Warming Potential“, die Versauerung und die terrestrische Eutrophierung untersucht. Die Untersuchung ergab, dass in allen drei Umweltwirkungen der Pipelinetransport am besten abschneidet. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die Wahl der H<sub>2</sub>-Transportoption auch maßgeblich von der räumlichen Verteilung der Nachfrage abhängt. [22]

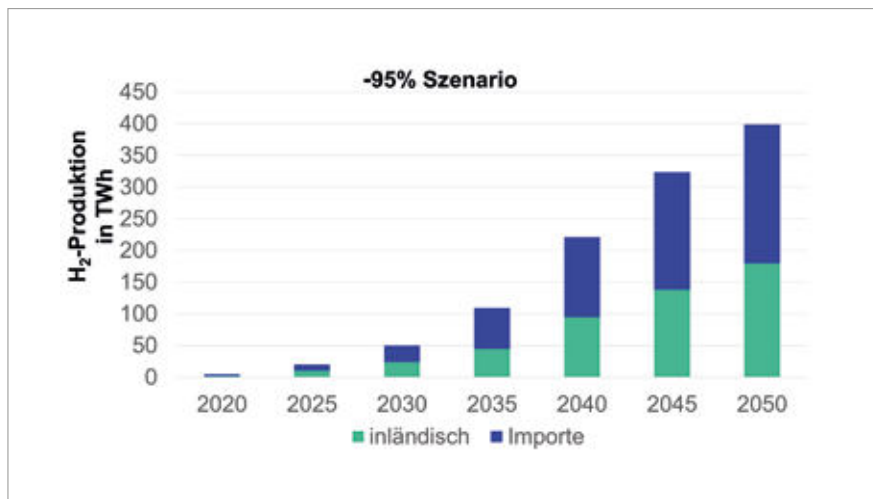


Abbildung 9  
**Wasserstoffbedarf in Deutschland bei einer Treibhausgasreduktion um -95% bis 2050 [23]**

## 2.6 Szenarien zur Rolle von H<sub>2</sub> im deutschen Energiesystem in 2050

In einer aktuellen Szenarienstudie zu Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem [23] zeigt sich, dass bei einer Reduktion der Treibhausgase bis 2050 um 80% sich eine Wasserstoffnachfrage primär im Verkehrssektor ergibt. Wird hingegen ein Szenario mit einer Treibhausgasreduktion um 95% bis 2050 betrachtet, so wird Wasserstoff von verschiedenen Endenergiesektoren nachgefragt und ein wesentlicher Teil dieses nachgefragten Wasserstoffs wird nicht in Deutschland produziert, sondern importiert (► *Abbildung 9*). Biomethan hingegen spielt eine vergleichsweise geringe Rolle (~40 TWh in 2050) und dies auch nur im „-95%-Szenario“. Im Vergleich dieser Ergebnisse mit internationalen Energieszenarien fällt auf, dass sehr hohe Treibhausgasreduktionen oft mit einer Wasserstoffnutzung einhergehen [24].

## 3. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Um den Klimawandel zu verringern, ist eine zügige Reduktion der Treibhausgasemissionen hin zur Treibhausgasneutralität bis ca. 2050 erforderlich. Dies erfordert eine massive Erhöhung der Geschwindigkeit von Treibhausgasreduktionen in allen Sektoren. Hierbei können die vielfältigen chemischen Energiespeicher, die insbesondere auch die saisonale Speicherung ermöglichen, die Treibhausgasneutralität in vielen Sektoren des Energiesystems via Sektorkopplung unterstützen bzw. ermöglichen.

Die Forschung unterstützt die Nutzbarmachung von chemischen Energiespeichern sowohl durch Technologieentwicklung als auch durch systemanalytische Untersuchungen.

Bei der Technologieentwicklung liegt das Augenmerk derzeit insbesondere auf dynamischen und modularen Prozessen wie z.B. die weltweit erste komplette Power-to-Liquid-Prozesskette oder ein Dreiphasen-Reaktorkonzept zur lastflexiblen Methanisierung. Die systemanalytischen Forschungsbeiträge beleuchten insbesondere ökonomische Aspekte von e-Kraftstoffen, Substitutionsoptionen für Biomethan, ökologische Einflüsse von H<sub>2</sub>-Transportoptionen und die stark steigende H<sub>2</sub>-Nachfrage bei -95% Treibhausgasreduktion bis 2050.

## 4. Quellen

- [1] Pfluger, B., et al., Reduktion der Treibhausgasemissionen in Deutschland um 95% bis 2050 – Grundsätzliche Überlegungen zu Optionen und Hemmnissen Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie 2017. Modul 10a: p. 1.
- [2] IPCC, Global Warming of 1.5 °C. 2019.
- [3] Emele, L., et al., Projektionsbericht 2019 für Deutschland – Zusammenfassung in der Struktur des Klimaschutzplans. Climate Change 33/2019, 2019.
- [4] Robinius, M., et al., Linking the Power and Transport Sectors – Part 1: The Principle of Sector Coupling. *energies*, 2017.
- [5] Rosemarie Benndorf, M.B., Andreas Bertram, Wolfgang Butz, Folke Dettling, Johannes Drotleff, Cornelia Elsner, Eric Fee, Christopher Gabler, Christine Galander, Yvonne Hargita, Reinhard Herbener, Tim Hermann, Fabian Jäger, Judith Kanthak, Hermann Kessler, Yvonne Koch, David Kuntze, Martin Lambrecht, Christian Lehmann, Harry Lehmann, Sandra Leuthold, Benjamin Lünenbürger, Insa Lütkehus, Kerstin Martens, Felix Müller, Klaus Müschen, Diana Nissler, Sebastian Plickert, Katja Purr, Almut Reichart, Jens Reichel, Hanno Salecker, Sven Schneider, Jens Schuberth, Dietrich Schulz, Marlene Sieck, Ulla Strenge, Bärbel Westermann, Kathrin Werner, Christine Winde, Dietmar Wunderlich, Brigitte Zietlow, Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. 2014.
- [6] Piermartini, P., et al., Influence of Channel Geometry on Fischer-Tropsch Synthesis in Microstructured Reactors. *The chemical engineering journal*, 2017. 313: p. 328–335.
- [7] Dittmeyer, R., et al., Micro and micro membrane reactors for advanced applications in chemical energy conversion. *Micro and micro membrane reactors for advanced applications in chemical energy conversion*, 2017. 17: p. 108–125.
- [8] Pfeifer, P., et al., Patent WO 2017013003 A1. 2017.
- [9] Lefebvre, J., et al., A comparison of two-phase and three phase CO<sub>2</sub> methanation reaction kinetics. *Fuel*, 2019. 239: p. 869–904.
- [10] Lefebvre, J., et al., A study of three-phase CO<sub>2</sub> methanation reactions kinetics in a continuous stirred-tank slurry reactor. *Fuel*, 2018. 217: p. 151–159.
- [11] Lefebvre, J., Three-phase CO<sub>2</sub> methanation reaction kinetics and transient behavior of a slurry bubble column reactor 2019.

- [12] DVGW Deutscher Verein des Gas und Wasserfaches e.V. Technisch-wissenschaftlicher Verein. DVGW-Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit“, 2013.
- [13] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. Technisch-wissenschaftlicher Verein. DVGW-Arbeitsblatt G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“, 2011.
- [14] Götz, M., et al., Methanisierung im Dreiphasenreaktor. 2015.
- [15] <https://www.elab2.kit.edu/144.php>
- [16] Schemme, S., et al., H<sub>2</sub>-based synthetic fuels: A techno-economic comparison of alcohol, ether and hydrocarbon production. International Journal of Hydrogen Energy, 2019.
- [17] Beil, et al., Schlussbericht zum Vorhaben "Effiziente MikroBiogasaufbereitungsanlagen". 2019.
- [18] §37 Abs. 1–4 Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Bundesgesetzblatt, 2014: p. 1066.
- [19] §39 Abs. 4 Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Bundesgesetzblatt, 2017: p. 2258.
- [20] EU, Renewable Energy Directive II.
- [21] Bundesnetzagentur, Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber 2007–2015. 2016.
- [22] Wulf, C., et al., Life Cycle Assessment of hydrogen transport and distribution options. Journal of Cleaner Production, 2018. 199: p. 431–443.
- [23] Robinius, M., et al., Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050 (Kurzfassung). 2019.
- [24] Quarton, C., et al., The curious case of the conflicting roles of hydrogen in global energy scenarios. Sustainable Energy and Fuels, 2019.