



**DECHEMA**

Gesellschaft für Chemische Technik  
und Biotechnologie e.V.

WHITE PAPER

# E-Fuels – Mehr als eine Option

Autoren: Kurt Wagemann und Florian Ausfelder



**E-Fuel**

## Inhalt

Einleitung	3
E-Mobilität und zukünftiger Bedarf nach Flüssigkraftstoffen	4
Optionen zur Minderung der CO <sub>2</sub> -Emissionen im Verkehrssektor	5
E-Fuels: Herausforderungen für die Herstellung innerhalb des inländischen Stromsystems	8
Höhe des EE-Anteils im Strom-Mix	8
Produktion von E-Fuels an Wind- und Sonnenlicht-begünstigten Standorten als Alternative	11
Größenordnungen von Produktion und Investitionsbedarf	13
Ausblick auf die fernere Zukunft	13
Schlussfolgerungen	14
Literatur	15

### IMPRESSUM

#### Herausgeber

DECHEMA e.V.  
Theodor-Heuss-Allee 25  
60486 Frankfurt am Main

#### Verantwortlich im Sinne des Presserechts

DECHEMA e.V.  
Dr. Florian Ausfelder  
Theodor-Heuss-Allee 25  
60486 Frankfurt am Main

#### Gestaltung/Satz

PM-GrafikDesign  
Peter Mück, Wächtersbach

ISBN: 978-3-89746-198-7

Erschienen im September 2017

## Einleitung

Bis auf wenige Ausnahmen sind heute in Deutschland und Europa nur erdölstämmige Kraftstoffe auf dem Markt; die „klassischen“ Biokraftstoffe Bioethanol, und Biodiesel dienen lediglich als Zusätze für Otto- und Dieselmotoren, und auch gasförmige Kraftstoffe (CNG, LPG) werden nur in geringem Umfang eingesetzt.

Auch weltweit werden nur in ganz wenigen Einzelfällen andere, synthetische Kraftstoffe hergestellt und eingesetzt. Beispiele sind Kohlenwasserstoffe aus der Fischer-Tropsch-Synthese in Südafrika und China auf Basis von Kohle sowie in Malaysia, Qatar und Südafrika unter Einsatz von Erdgas, Dimethylether (DME), Methanol (als Zusatz) in China auf Kohlebasis, in Island auf Basis von erneuerbaren Energien sowie MtG-Benzin (Methanol-to-Gasoline in China und Südafrika produziert auf Basis von Kohle und in Qatar mit Erdgas als Rohstoff.

Das Paris-Abkommen und – aufbauend auf dem Kyoto-Protokoll – die Klimaschutz-Strategie der Bundesregie-

rung legen ehrgeizige Ziele zur CO<sub>2</sub>-Minderung der gesamten Gesellschaft fest. Bis zum Jahr 2050 wird eine Reduzierung um 80 bzw. 95 % im Vergleich zu 1990 angestrebt. In den Plänen der Bundesregierung werden die Ziele auf einzelne Bereiche (Sektoren) mit definierten Etappenzielen herunter gebrochen. So wird z. B. für den Verkehrssektor eine Minderung des Endenergieverbrauchs um 40 % angestrebt. Ein spezifisches nationales Ziel für die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gibt es nicht. Im Rahmen der Effort Sharing Decision<sup>1</sup> hat sich Deutschland verpflichtet, den Ausstoß von Treibhausgasen bis 2020 um 14 % gegenüber 2005 zu senken. Darüber hinaus soll der Anteil an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor bis 2020 auf 10% steigen. Die EU geht davon aus, dass bis 2050 eine Reduzierung im Verkehrssektor europaweit um – 60% bezogen auf 1990 notwendig ist. Europaweit sind die Emissionen im Straßenverkehr jedoch heute um über 20 % höher als 1990. In Deutschland hat sich innerhalb der letzten 27 Jahre der CO<sub>2</sub>-Ausstoß in diesem Bereich praktisch nicht verändert.

<sup>1</sup> Die Effort Sharing Decision enthalten die Treibhausgasreduktionsverpflichtungen der Mitgliedsstaaten für jene Bereiche, die nicht im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS, Strom- und Wärmeerzeugung mit über 20 MW Feuerungsleistung, emissionsintensive Industrieprozesse und die intereuropäische Luftfahrt) erfasst sind.

## E-Mobilität und zukünftiger Bedarf nach Flüssigkraftstoffen

Die naheliegende Lösung ist eine weitgehende Elektrifizierung des PKW-Verkehrs. Mit dem wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien (EE) am Strom-Mix würden in zunehmendem Maße CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden.<sup>2</sup>

Der Umstieg auf E-Mobilität benötigt jedoch Zeit, auch für den Aufbau einer attraktiven Infrastruktur. Aufgrund des großen Fahrzeugbestands (PKW: ca. 45,8 Mio. Fahrzeuge [1]) und des durchschnittlichen Alters von 9,3 Jahren ist das System träge. Staatliche Lenkungsmaßnahmen wie aktuell die Prämie für Elektrofahrzeuge wirken eher nur mittelfristig. Der aktuelle Bestand an Elektro- und Hybridfahrzeugen in Deutschland beträgt ca. 200.000 PKW. Schätzungen der Bundesregierung ebenso wie Prognosen der DENA zu dessen weiterem Anstieg gehen in die gleiche Richtung: Für das Jahr 2030 werden ca. 6 Mio. Elektro-PKW erwartet [2]. Im Ergebnis würden immer noch ca. 85 % der PKW von „klassischen“ Verbrennungskraftmaschinen mit einem entsprechenden Kraftstoffbedarf angetrieben.

Wichtige weitere Verbraucher von Flüssigkraftstoffen in Form von Diesel sind ferner die LKW-Flotte, die – trotz Überlegungen zu Oberleitungen auf Autobahnen – nur sehr schwer elektrifiziert werden kann, große Teile des Schiffsverkehrs, Teile des Schienenverkehrs (auf nicht elektrifizierten Strecken) sowie einige andere Einsatzgebiete von Verbrennungskraftmaschinen wie z. B. Baumaschinen. Als weiterer sehr großer Verbraucher kommt der Flugverkehr mit seinen spezifischen Anforderungen an den Kraftstoff (Kerosin – Jet Fuel) hinzu, für den Elektroantriebe nicht zu den realistischen Optionen gehören.

<sup>2</sup> Hinweis: Die Argumentation der Stromerzeuger geht noch einen Schritt weiter: Unabhängig vom Strom-Mix werden CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden, da sie von einem unkontrollierten in einen gedeckelten Bereich (EU ETS) überführt werden. Implizit steht dabei die Annahme dahinter, dass dieser Deckel nicht angehoben wird (die Zahl der Emissionszertifikate also nicht erhöht wird), auch wenn große Teile des Verkehrs nun integriert werden.

## Optionen zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrssektor

Mit dem Beitrag der E-Mobilität alleine würden also die gesteckten Ziele weit verfehlt. Eine Änderung des Verbraucherverhaltens hin zum Kauf kleinerer Fahrzeuge oder Umsteigen auf den ÖPNV ist derzeit ebenso wenig absehbar, wie Geschwindigkeitsbegrenzungen auf Autobahnen erwogen werden. Daher müssen weitere – technische – Optionen herangezogen werden:

- a) Signifikante Effizienzsteigerungen von Verbrennungskraftmaschinen, die den Flottenverbrauch deutlich senken.
- b) Verstärkter Einsatz von Kraftstoffen auf der Basis von Biomasse (inklusive Reststoffen) sowie anderer kohlenstoffhaltiger Reststoffe
- c) Entwicklung und Einsatz von synthetischen Kraftstoffen durch Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien (power to fuels – „P-2-Fuels“, im folgenden E-Fuels)

Verschiedene Faktoren haben dazu geführt, dass sich die unter a.) genannten Effizienzsteigerungen in der Vergangenheit bisher nicht in verringerten CO<sub>2</sub>-Emissionen niedergeschlagen haben; dem standen unter anderem der Trend zu stärkerer Motorisierung und ein höheres Gewicht der Fahrzeuge aufgrund gestiegener Anforderungen an In-sassensicherheit und Komfort entgegen. Außerdem können Effizienzsteigerungen sich auch nur bemerkbar machen, wenn entsprechende Fahrzeugneuentwicklungen in den Markt gelangen. Trotzdem sind alle Anstrengungen in dieser Richtung sinnvoll und wichtig; die neuen Konzepte müssen aber rasch entwickelt und in entsprechenden Stückzahlen auf die Straße gebracht werden.

So bleiben b) und c) als wichtigste realistische Handlungsoptionen, die rascher greifen könnten. Heute machen Biokraftstoffe ca. 4% des Gesamtenergiebedarfs im Verkehr aus. Das Potenzial zur Erhöhung dieses Anteils ist durch begrenzte landwirtschaftliche Anbauflächen und Forstflächen sowie der zur Kraftstoffproduktion geeigneten Reststoffmengen limitiert; hinsichtlich des Potentials der Kultivierung von Algen sei auf das DECHEMA-Positionspapier „Mikroalgen-Biotechnologie – Gegenwärtiger Stand, Herausforderungen, Ziele“ verwiesen [3]. Unter c) E-Fuels existieren folgende Optionen:

- 1) Wasserstoff für die Nutzung in Brennstoffzellen-Fahrzeugen
- 2) Methan
- 3) Methanol
- 4) Kohlenwasserstoffe via Methanol-to-Gasoline
- 5) Kohlenwasserstoffe aus der Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Kohlenwasserstoffe)
- 6) Oxymethylenether (OME)
- 7) Andere sauerstoffhaltige Energieträger (wie z. B. DME)

Allen Optionen sind zwei Dinge gemeinsam: Strom aus erneuerbaren Quellen muss, zumindest zu einem hohen Anteil, als Energiequelle dienen, und als Rohstoffe werden Wasser und in den meisten Fällen zusätzlich CO<sub>2</sub> eingesetzt. Für die einzelnen Optionen sind in der Diskussion folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- 1) **Wasserstoff:** Der Vorteil der Nutzung von Wasserstoff im Verkehr liegt darin, dass außer dem ersten Schritt, der Wasserelektrolyse, und der anschließenden Kompression für Lagerung und Transport keine weiteren mit Verlusten behafteten Folgeschritte erforderlich sind. Die Umwandlung über eine Brennstoffzelle im Fahrzeug nutzt den Strom im Vergleich zu einem Batterie-elektrisch betriebenen Fahrzeug allerdings weniger effizient. Außerdem ist die Etablierung eines entsprechenden leitungsgebundenen Versorgungsnetzes aufwändig. Lösungsansätze bestehen u.a. in der Vor-Ort-Elektrolyse und im Transport von Wasserstoff mittels Trägerflüssigkeiten („Liquid Organic Hydrogen Carriers“ LOHC).
- 2) **Methan:** Methan beginnt sich als Ersatzkraftstoff zu etablieren und könnte eventuell auch im LKW- und Bus-Bereich sowie in der Schifffahrt einen wichtigen Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Einsparung liefern. Schon fossiles Methan (Erdgas) kann durch seinen hohen Wasserstoff-Anteil im Vergleich zu länger-kettigen Kohlenwasserstoffen CO<sub>2</sub> einsparen, wenn auch in geringem Umfang. Interessant ist aber insbesondere Bio-Methan (aufbereitetes Biogas) und Methan aus der Umsetzung von CO<sub>2</sub> mit elektrolytisch gewonnenem Wasserstoff. Der große Vorteil liegt darin, dass die in Deutschland sehr

gut ausgebaute Infrastruktur in Form des Erdgasnetzes genutzt werden kann, in das Methan unabhängig von seiner Herkunft eingespeist werden können. Von Nachteil ist, dass ein weiterer, mit energetischen Verlusten behafteter Prozessschritt erforderlich ist. Audi hat mit seinem Pilotprojekt in Werlte eine Vorreiterrolle für den Verkehrssektor eingenommen: In der dortigen Anlage wird Methan auf der Basis von regenerativ erzeugtem Strom und CO<sub>2</sub> aus einer Biogasanlage erzeugt und ins Netz eingespeist; der Fahrzeugbesitzer tankt bilanziell erneuerbares Methan (E-Gas) an der Tankstelle.

3) **Methanol:** Analog ist die Situation für die Herstellung von Methanol aus Synthesegas. Dessen Herstellung ist – insbesondere auf Basis von Erdgas – im Maßstab von mehreren Millionen Tonnen pro Jahr etabliert. Im Gegensatz zu FT-Kohlenwasserstoffen wird Methanol nur in Form eines maximal 3 %igen Zusatzes zu den Kraftstoffen zugefügt, so dass es sich um eine Drop-In-Lösung handelt. Ansonsten sind Fragen nach der Anpassung der hiesigen Kraftstoffnormen, notwendigen Motoranpassungen und der erforderlichen Erweiterung der Tank-Infrastruktur zu klären. Hinzu kommen Akzeptanzfragen bei der Neu-Einführung einer als giftig bekannten Chemikalie, obgleich auch herkömmliche Kraftstoffe als gesundheitsschädlich deklariert sind. Carbon Recycling International betreibt in Island die Methanolherstellung auf Basis erneuerbarer Energien. Die Produktionskapazität entspricht 5 Mio. Liter pro Jahr, womit ca. 2,5 % des isländischen Kraftstoffbedarfs gedeckt wird. [4] Auf der Basis von Methanol sind klassische Kraftstoffe (über Methanol-to-Gasoline) und Oxymethylenether (OME) sowie DME zugänglich.

4) **Kohlenwasserstoffe via Methanol-to-Gasoline:** Methanol kann nach dem Methanol-to-Gasoline (Mobil)-Verfahren mit einer hohen Effizienz von 88% in Benzin umgewandelt werden. Dabei wird Methanol in einem ersten Schritt teilweise zu Dimethylether kondensiert und dann unter Abspaltung von Wasser zu einem aromatenreichen Kohlenwasserstoffgemisch umgesetzt. Im Vergleich zum ersten großtechnischen Einsatz in Neuseeland (1985 – 1995) wurden inzwischen verbesserte Verfahrensvarianten entwickelt und stehen für einen großtechnischen Einsatz zur Verfügung.

5) **FT-Kohlenwasserstoffe:** Die Fischer-Tropsch-Synthese aus Synthesegas ist ein auch in industriellem Maßstab entwickeltes Verfahren. Für die Herstellung dieser E-Fuels würde – analog wie im vorgenannten Fall Methanol – das Synthesegas entweder aus der Co-Elektrolyse von Wasser und CO<sub>2</sub> oder einem Reverse Water-Gas-Shift eines Gemisches von CO<sub>2</sub> und Wasserstoff aus einer klassischen Elektrolyse stammen. Damit ist auch hier, verglichen mit dem Direkteinsatz von Wasserstoff ein weiterer Prozessschritt erforderlich. Der Vorteil liegt darin, dass sich aus dem primär entstehenden Kohlenwasserstoffgemisch ein direkt einsetzbarer, hochwertiger Kraftstoff im Sinne einer Drop-in Lösung herstellen lässt.

6) **Oxymethylenether (OME):** Die OME-Synthese benötigt in ihrer heutigen Route, ausgehend von Methanol, zwei weitere Prozessschritte: Dabei wird Methanol zu Formaldehyd oxidiert, das anschließend mit Methanol zu OME umgesetzt wird. Um Nebenprodukte zu vermeiden, werden gemäß heutigem Stand der Technik Zwischenprodukte wie Methylal und Trioxan eingesetzt, die bei der Reaktion zu OME kein Methanol oder Wasser freisetzen. Die OME-Herstellung ist bislang nur im Maßstab von mehreren 10.000 t/a realisiert, und zwar in China auf Basis von Kohle. Dem zusätzlichen Syntheseaufwand steht eine dieselmotorische Verbrennung mit sehr geringen Emissionen von Ruß und NOx gegenüber: Während im Regelfall bei der „mageren“ Verbrennung unter Sauerstoffüberschuss die Rußemissionen sinken, aber dafür die NOx-Emissionen ansteigen, verhält es sich bei einer „fetten“ Fahrweise des Motors umgekehrt. Aufgrund des Fehlens von C-C-Verknüpfungen sind diese beiden Effekte bei OME entkoppelt; es lassen sich gleichzeitig beide Emissionen minimieren. Von Vorteil ist ferner, dass OME, die heute vor allem als Lösungsmittel Verwendung finden, nicht als toxisch eingestuft sind. Allerdings sind nicht alle gängigen Dichtungsmaterialien mit OME kompatibel, so dass auch hier eine Anpassung des Fahrzeugs und eine Erweiterung der Tank-Infrastruktur erforderlich wird.

7) **Andere sauerstoffhaltige Energieträger:** Hierzu zählen beispielsweise Dimethylcarbonat (DMC) und Methylformiat, die für Otto-Motoren geeignet sind. Ferner gibt es Arbeiten zu einer Reihe weiterer Verbindungen

auf Basis Biomasse oder über P2X, die als Kraftstoffe in Frage kommen. Das Aachener Exzellenzcluster TMBF hat dazu kürzlich Ergebnisse veröffentlicht [5].

Die Optionen 6 und 7 sind besonders attraktiv, weil sie – in unterschiedlichem Maße – die Möglichkeit zu einer optimalen Motoranpassung und insbesondere zur signifikanten Senkung der Schadstoffemission bieten. Allerdings verfügen diese oxygenierten synthetischen Kraftstoffe, wie auch Methanol, über eine deutlich geringere Energiedichte als die herkömmlichen fossilen Äquivalente; im Fall von OME liegt sie bei ca. 50 %. Dies ist auch, neben den sehr rigiden Fuel-Normen in der Luftfahrt, der Hauptgrund, weshalb oxygenierte Verbindungen voraussichtlich nicht als Flugturbinenkraftstoffe in Frage kommen.

Hinweis: Eine ausführliche Darstellung der verschiedenen Wege zu alternativen Kraftstoffen und deren Kopplung findet sich im gerade erschienenen Positionspapier „Fortschrittliche alternative flüssige Brenn- und Kraftstoffe: Für Klimaschutz im globalen Rohstoffwandel“ des temporären ProcessNet-Arbeitskreises „Alternative Brenn- und Kraftstoffe“ [6].

Rund um Herstellung und Anwendung dieser alternativen Kraftstoffe stellen sich eine Reihe naturwissenschaftlicher und technischer Fragen, aber auch Fragen zu Logistik und Akzeptanz.



# E-Fuels: Herausforderungen für die Herstellung innerhalb des inländischen Stromsystems

Welches Potenzial E-Fuels für die CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung eröffnen, hängt stark davon ab, wie viel Strom aus erneuerbaren Quellen verfügbar ist und wie hoch der Anteil der erneuerbaren Energien (EE) am für die Kraftstoff-

Herstellung verwendeten Strom-Mix liegt. Zu berücksichtigen ist ferner der Anteil der direkten Elektrifizierung des Verkehrssektors.

## Höhe des EE-Anteils im Strom-Mix

Nach den aktuellen, seit 2016 gültigen Plänen der Bundesregierung für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien im Elektrizitätssektor könnten 2030 unter der Annahme heutiger Stromerzeugung pro installierter Leistung, max. 47,5 TWh auf Basis Photovoltaik und 170,6 TWh auf Basis Windenergie (On-Shore und Off-Shore) produziert werden [7]. Dazu kommen Wasserkraft, deren Potenzial weitgehend ausgeschöpft ist, Bioenergie bzw. Biogas, deren Menge sich kaum steigern lässt, und andere Energiequellen wie tiefe Geothermie, deren Anteil nicht signifikant ist. Zusammen errechnet sich daraus für das Jahr 2030 ein deutscher Strom-Mix mit einem EE-Anteil von max. 53,7 %. Dabei ist allerdings die Verwendung von Strom in anderen Sektoren und der damit einhergehende Mehrbedarf nicht berücksichtigt.

Auf Basis dieser Prognose und unter der Annahme von ca. 10 % E-Mobilität (Batterie-Fahrzeuge), würde die erforderliche Emissionsminderung im Jahr 2030 durch den flächendeckenden Einsatz von E-Fuels längst noch nicht erreicht. Schuld daran sind die energetischen Verluste bei der Herstellung flüssiger E-Fuels, die bislang immer über mehrstufigen Prozessketten erfolgt:

Die Zusammenhänge lassen sich vereinfacht am – hypothetischen – Beispiel eines „All Methane“-Energiesystems darstellen<sup>3</sup>. Als Ausgangspunkt für den Vergleich verschiedener Nutzungspfade wird dabei Methan (fossilen Ursprungs) gewählt. In Tabelle 1 sind verschiedene Wege der Nutzung von Methan und der Nutzung von EE-Strom (jeweils direkt und indirekt über E-Fuels) gegen-

übergestellt. Pfad „0“ beschreibt ein Batterie-betriebenes Fahrzeug („0a“ bei der Erzeugung des Stroms in einem fossilen Gaskraftwerk, „0b“ unter ausschließlicher Nutzung von EE-Strom). Analoges gilt für die beiden Pfade „1a“ und „1b“ für ein Brennstoffzellen-Fahrzeug. Pfad „2a“ beschreibt die Nutzung von Methan im Erdgasfahrzeug als fossil-basierte Referenz zu E-Fuels für klassische Fahrzeuge. Die Umwandlungskette besteht aus zwei Schritten: 1. Kompression und Transport, die zusammen einen Wirkungsgrad von ca. 95 % aufweisen, und 2. der Verbrennungsmotor, der ca. 30 % erreicht. In Summe hat der Pfad einen Gesamt-Wirkungsgrad von 29 %. Im Falle von Methan als EE-Fuel ermittelt sich der Gesamtwirkungsgrad von 11 % aus den entsprechenden Werten der Teilschritte: 1. Elektrolyse, 2. Reverse Water Gas Shift, 3. Methanisierung und 4. Kompression und Transport

In der Tabelle sind für diese und weitere Pfade die Gesamtwirkungsgrade und der Erdgaseinsatz (für gleiche Fahrleistung) in a. u. (arbitrary units) angegeben.

Für die Darstellung des Einflusses des Strom-Mixes auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz eines E-Fuels sind die Pfade „3b“ (Herstellung des E-Fuels auf der Basis von EE-Strom) und „3c“ (Herstellung des E-Fuels auf der Basis von fossil-basiertem Strom) maßgeblich. Aus den Werten für den Erdgaseinsatz lässt sich einfach errechnen, dass ein EE-Anteil von 74 % erforderlich ist, um die gleiche CO<sub>2</sub>-Emission wie bei einem Erdgas-betriebenen Fahrzeug zu erreichen, und er müsste 84% ausmachen, um der Forderung nach einer 40 %igen CO<sub>2</sub>-Reduktion gegenüber dieser fossilen Referenz nachzukommen.

Das Beispiel beruht allerdings auf einigen Vereinfachungen: Z. B. werden klimaschädliche Methanemissionen (in der gesamten Kette vom Bohrloch bis zum Verbrennungsmotor) nicht berücksichtigt. Auch eine mögliche Nutzung der Abwärme der einzelnen Teilprozesse ist nicht mit einberechnet; im Sinne maximaler Ausnutzung des EE-Stroms könnte anfallende Abwärme „rückverstromt“ werden oder im Falle des Einsatzes einer Hochtemperatur-Elektrolyse zu deren Beheizung oder für andere Anwendungen im Rahmen eines größeren (Chemie-)Verbundstandortes genutzt werden

Die Wirkung des Einsatzes von E-Fuels auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Verkehrssektors ist in der Realität wesentlich komplexer und von vielen Annahmen zu den Entwicklungen in den nächsten Jahren abhängig: Weitere Marktdurchdringung durch E-Fahrzeuge, Ausbau der Erneuerbaren Energien und damit deren Anteils am Strom-Mix, Wirkung der EU-Vorgaben zur Emissionsminderung im Straßenverkehr. Nach 2030 treten Emissionsminderungen durch E-Fuels ein, gleichzeitig verringert sich aber der Bestand von Fahrzeugen angetrieben von Verbrennungskraftmaschinen. Der direkten Elektrifizierung ist

**Tabelle 1: „All Methane-Energiesystem“ – Darstellung der Wirkungsgrade verschiedener Teilschritte und verschiedener Gesamt-Pfade für den Antrieb von Fahrzeugen auf Basis von fossilem Erdgas (rot) und EE-Strom (grün)**

		Pfad 0a	Pfad 0b	Pfad 1a	Pfad 1b	Pfad 2a	Pfad 2b	Pfad 3a	Pfad 3b	Pfad 3c	Pfad 4	Pfad 5	Pfad 6
	Wirkungsgrad	Elektroauto (konv)	Elektroauto (EE)	H-Auto (konv)	H-Auto (EE)	Gasauto (konv)	Gasauto (EE)	FT-KW (konv.)	FT-KW (EE)	FT-KW (E konv)	Methanol (EE)	MTG (EE)	OME (EE)
Gas, Kompression/Transport	95%			95%	95%	95%	95%						
Gasturbine	60%	60%								60%			
Vergasung	80%			80%				80%					
WGS	80%			80%									
Elektrolyse	70%				70%		70%		70%	70%	70%	70%	70%
RWGS + CO <sub>2</sub>	80%						80%		80%	80%	80%	80%	80%
Fischer-Tropsch-Synthese	70%							70%	70%	70%			
Methanisierung	70%						70%						
Methanol Synthese	70%										70%	70%	70%
Formaldehyd Synthese	70%												70%
OME Synthese	70%												70%
Methanol-to-Gasoline	88%											88%	
Brennstoffzelle	60%			60%	60%								
Batterie	95%	95%	95%	95%	95%								
Elektroantrieb	90%	90%	90%	90%	90%								
Verbrennungskraftmaschine	30%					30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
<b>Gesamtwirkungsgrad</b>		51%	86%	31%	34%	29%	11%	17%	12%	7%	12%	10%	6%
<b>Erdgaseinsatz</b>		1,9	0	3,0	0	3,4	0	5,9	0	14,3	0	0	0

**Erläuterungen zu Tabelle 1:**

In der Tabelle werden die Wirkungsgrade verschiedener Power-to-X-Pfade für die Mobilität gegenübergestellt. Die Gesamtwirkungsgrade sind als Produkte der Einzelwirkungsgrade der Schritte in den jeweiligen Pfaden berechnet. Diese Einzelwirkungsgrade sind als Energiegehalt des Produktes gegenüber dem Energiegehalt des Eduktes auf Basis der elektrischen Energie oder chemischen Energie als unterer Heizwert dargestellt. Prozessintegration und Wärmerückgewinnung wurden nicht betrachtet. Elektrische Energie auf Basis von Wind und Sonne wird definitionsgemäß mit einem Wirkungsgrad von 100% berücksichtigt.

<sup>3</sup> Dieses Beispiel wird auch deshalb gewählt, weil es den jüngst veröffentlichten Vorschlag des Öko-Instituts [8] abbildet. Danach kommt dem Einsatz von Erdgas (und damit auch den derzeit nur mit geringen Betriebsstunden laufenden, hoch effizienten, gleichzeitig aber in der Merit-Order der verschiedenen Kraftwerke hinten anstehenden GuD-Kraftwerken) Priorität zu. Dies wäre ein Weg zur verhältnismäßig raschen Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in erheblichem Umfang und würde auch den im folgenden Kapitel beschriebenen Bedarf an E-Fuels reduzieren.

dabei auch weiterhin Priorität zu geben, denn dieser Nutzungsweg hat die geringsten Verluste. Demnach würde der Bedarf nach E-Fuels durch ein Maximum gehen. Diese Aussagen beziehen sich allerdings nur auf den PKW-Verkehr. LKW, Schiffe, Flugzeuge, Baumaschinen und andere Einsatzgebiete von Verbrennungskraftmaschinen werden weiterhin den in dem Abschnitt „E-Mobilität und zukünftiger Bedarf nach Flüssigkraftstoffen“ dargestellten hohen Bedarf nach Flüssigkraftstoffen aufweisen.

### Zur Verfügung stehende Strommengen

Die Herstellung der benötigten E-Fuels erfordert in großem Umfang Strom aus erneuerbaren Quellen. Die zitierten Pläne zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Elektrizitätssektor berücksichtigen jedoch weder den zusätzlichen Strombedarf durch die direkte Elektrifizierung, noch den zusätzlichen Strombedarf durch den Einsatz von Brennstoffzellen-Fahrzeugen, noch die Herstellung strombasierter Kraftstoffe für herkömmliche Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren.

In Zeiten hoher Produktion durch Windkraft- und PV-Anlagen entstehen heute schon Strommengen, die keine Abnehmer finden und demnach abgeregelt werden müssen. Im letzten Jahr waren dies etwa 4,7 TWh [9]; für das Jahr 2030 sollte sich diese Zahl signifikant erhöhen. Theoretisch stünde diese Strommenge also zur Verfügung. Allerdings lassen sie sich nicht in vollem Umfang nutzen, da ein großer Teil davon nicht mangels Verbraucher, sondern wegen unterdimensionierter Übertragungskapazitäten nicht ins Netz eingespeist wird.

Nachdem sich mit 1 TWh Strom über Elektrolyse ca. 200 Mio. m<sup>3</sup> Wasserstoff und daraus ca. 90.000 Jahrestonnen Methanol (oder durch dessen Konversion ca. 40.000 t Kohlenwasserstoffe) herstellen lassen, ergäbe sich für 2030 bei einer geschätzten abgeregelten und der Kraftstoffproduktion verfügbar gemachten Strommenge von 25 TWh eine Jahresproduktion von maximal 1 Mio. t Kraftstoff heutigen Energieinhalts<sup>4</sup>.

Diese Zahlen machen schon deutlich, dass hierfür ganz andere (z. B. modulare) Produktionskonzepte als in den

heutigen Worldscale-Anlagen erforderlich sind. Gleichzeitig gibt es eine Reihe von Vorteilen, die mit dieser geringeren Größe und der dezentralen Produktionsstruktur einhergehen; vor allem ist aber der potentiell große Beitrag zur Stabilisierung eines durch hohe EE-Anteile sehr volatilen Strom-Systems relevant. Daran wird seit Ende 2016 im Kopernikus-Projekt P2X in einem großen Forschungskonsortium unter Koordination von DECHEMA, FZJ und TWTH Aachen gearbeitet.

Allerdings steht den hierbei generierbaren Kraftstoffmengen ein heutiger Verbrauch von über 50 Mio. t Otto- und Dieselmotoren gegenüber, der für 2030 um den Minderverbrauch aufgrund des gestiegenen Anteils von E-Fahrzeugen zu reduzieren ist. Nicht zu unterschätzen sind außerdem eine Reihe von legislativen Rahmenbedingungen. Sie reichen von Fixkosten durch Umlagen und Netzstabilisierung aufgrund des EEG über Regulierungen durch BImSchG [11] sowie Normen für Kraft- und Schmierstoffe bis zur Frage, wem die Gutschrift für die CO<sub>2</sub>-Minderung angerechnet wird – dem (industriellen) Emittenten, dem Betreiber der Konversionsanlage oder dem Verkehrssektor selbst, wie es bei Biokraftstoffen üblich ist?

Der Aufbau einer entsprechenden Produktionsinfrastruktur, eingebettet in das heutige Elektrizitätssystem in Deutschland, ist eine Option, benötigt aber einen starken zusätzlichen Ausbau von erneuerbaren Energien im Stromsektor. Außerdem müssten auch die genannten Rahmenbedingungen förderlich ausgestaltet werden.

## Produktion von E-Fuels an Wind- und Sonnenlichtbegünstigten Standorten als Alternative

Die zweite Option ist der Bau und Betrieb dezidierter Anlagen – Industriekomplexe, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen und damit E-Fuels produzieren.

### Vorteile

Mehrere Gesichtspunkte sprechen dafür, solche Produktionskomplexe an von Wind und Sonne begünstigten Standorten zu realisieren:

- » niedrige Stromkosten, weil die Stromproduktion bezogen auf die Investitionskosten für Photovoltaik und Windkraft hoch ist.
- » hohe Auslastung der Elektrolyse, die ggf. mit einem vorgeschalteten elektrischen Speicher ausgestattet werden kann, um eine kontinuierliche Fahrweise mit hohen Betriebsstunden bei gleichzeitig reduzierter Gesamtauslegung der Anlage zu erreichen, und
- » dadurch geringere Wasserstoff-Speichergröße zur Sicherstellung einer kontinuierlichen Kraftstoffproduktion.

In Deutschland bieten sich dafür nur große Off-Shore Windkraftanlagenparks im Norden an. Wie die Ergebnisse der Ausschreibung für Windparks in der Nordsee Anfang 2017 zeigten, sind diese inzwischen in hohem Maße konkurrenzfähig geworden. Entsprechend der Ausführungen im Abschnitt „Höhe des EE-Anteils im Strom-Mix“ würden solche Windparks nicht als Teil des deutschen Elektrizitätssystems konzipiert. Ihr Betrieb würde alleine in Verbindung mit der E-Fuels-Produktion erfolgen; hierdurch entfielen die oben beschriebene Strom-Mix-Diskussion und die Kosten gemäß EEG.

Andererseits ist die Energiewende keine rein deutsche Angelegenheit; sie stellt ebenso auch eine europäische Aufgabe dar, für die die EU-Kommission bereits Strategien entwickelt. Aufgrund des grenzüberschreitenden Verkehrs sind E-Fuels zudem auch in der Kraftstoffversorgung der anderen Länder Europas zu berücksichtigen. Deshalb sollten auch Gebiete mit hoher Sonneneinstrahlung für

die Stromproduktion über PV-Anlagen beispielsweise in Süd-Spanien, Süd-Italien und eventuell Griechenland in die Überlegungen einbezogen werden.<sup>5</sup> Relativ strukturschwache Gebiete könnten von einer Ansiedlung von Industriekomplexen mit signifikanter Wertschöpfung vor Ort erheblich profitieren.

### Zusätzliche Herausforderungen

Neben den politischen Fragen – vor allem aber auch den politischen Handlungsoptionen –, die sich daraus ergeben, und Fragen nach dem oder den Investoren sowie den Betreibern stellen sich außerdem wichtige technische bzw. logistische Fragen: Woher sollen die benötigten Rohstoffe Wasser und CO<sub>2</sub> kommen?

Für die Kohlenstoffquelle CO<sub>2</sub> existieren folgende Optionen:

1. Bestehende „naheliegende“ industrielle CO<sub>2</sub>-Emittenten wie z. B. große Zementwerke
2. Antransport beispielsweise über Pipelines aus entfernteren Industriestandorten
3. Gewinnung aus der Luft

Ein Blick auf die Landkarte, vgl. Abbildung 1 für die bedeutenden CO<sub>2</sub>-Punktquellen macht deutlich, dass die erste Option nur einen Teil der Problemlösung darstellt. Die Optionen 2 und 3 müssen deshalb berücksichtigt werden, wobei der energetische Aufwand für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus Abgasen bzw. aus der Luft, für Aufreinigung, Kompression und Transport eine wesentliche Rolle spielt. Als 4. Option ist immer auch der Transport von Strom zu den Standorten mit größeren CO<sub>2</sub>-Quellen in Betracht zu ziehen. Dies gilt insbesondere für Off-Shore-Standorte, die in geringerer Entfernung zu küstennahen Industriestandorten liegen und wo Risiken der Meerwasserverschmutzung vermieden werden müssen. Unter der Annahme, dass es tatsächlich gelingt, in dem im Klimaschutzabkommen von Paris vereinbartem Umfang die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren, wird sich die Zahl der CO<sub>2</sub>-Quellen verringern. Bei den Überlegungen zur E-Fuels-Produktion ist dies ebenso

<sup>4</sup> Der BDEW hat gerade ein Positionspapier veröffentlicht, in dem 40 TWh genannt werden [10].

<sup>5</sup> Die Veröffentlichung der Autoren H. Offermanns et al. [12] weist in eine ähnliche Richtung. Hierin wird auch auf die Desertec-Initiative verwiesen, die jedoch nur auf Produktion und Transport von Strom aus Nord-Afrika nach Europa abzielte.



zu betrachten wie der Aufwand für die Reinigung des CO<sub>2</sub>, wenn dann auch die Quellen höchster Güte (z. B. aus Chemieprozessen) nicht mehr ausreichen.

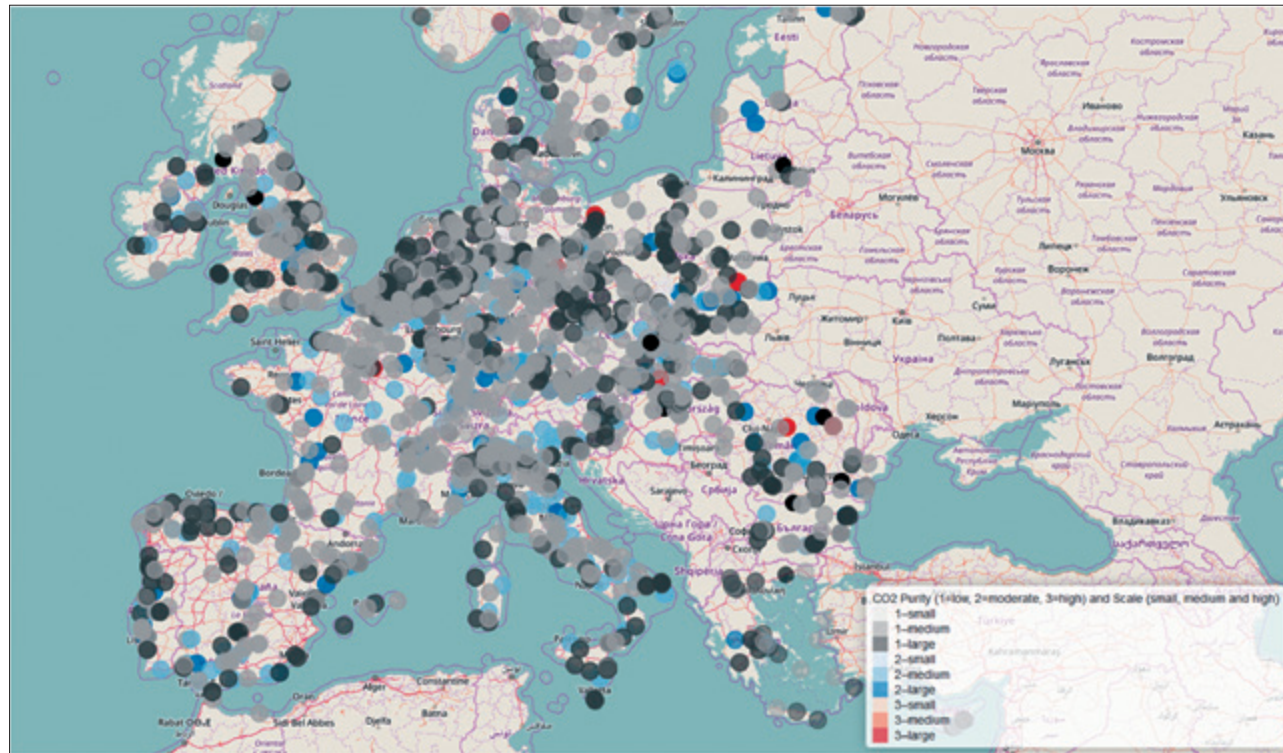


Abb. 1: Verteilung der CO<sub>2</sub>-Punktquellen aus Industrie und Kraftwerken in Europa [13].

Für die Herstellung von E-Fuels wird ferner in großem Umfang Wasser benötigt – sowohl als Rohstoff für die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff als auch als Brauch- und Kühlwasser für die Chemie-Prozesse. Gerade in Südeuropa darf dieser Aspekt nicht außer Acht gelassen werden. Beispielsweise ist für die chinesische Chemie-Produktion auf Basis von Kohle in ariden Landesteilen Wasser als der limitierende Faktor bekannt. Gleiches gilt für die Abwasserthematik, insbesondere auch für kleinere Anlagen, Meerwasserentsalzung, das Schließen von industriellen Wasserkreisläufen bis hin zu Konzepten für Zero-Liquid-Discharge bieten Ansatzpunkte, diese Probleme in den Griff zu bekommen [14,15] – sowohl für aride Gebiete als auch für Off-Shore-Anlagen

## Größenordnungen von Produktion und Investitionsbedarf

Neben der CO<sub>2</sub>-Versorgung der Anlagen für die E-Fuels-Produktion wurden die erforderlichen Mengen an EE-Strom bereits angesprochen. Allein für die Kraftstoffversorgung Deutschlands würden im Fall von Photovoltaik ca. 1000 „Worldscale-Anlagen“ wie beispielsweise die Topaz Solar Farm (Kalifornien) benötigt, die mittlerweile im zweiten Jahr über 1 TWh (bei einer Nennleistung von 550 MW) produzierte. Zum Vergleich: Bei einer Nennleistung von 60 MW speiste im Jahr 2015 der Off-Shore-Windpark alphaventus 0,242 TWh in das Stromnetz ein. [16]

Die Diskussion zur CO<sub>2</sub>-Versorgung und zur Größe der PV- bzw. Windkraft-Anlagen geht generell einher mit der Frage nach der geeigneten Größe der Anlagen für die E-Fuels-Produktion. Die Skala erstreckt sich von wenigen 10.000 t/a für Insellösungen bzw. heute übliche große Windparks, über 100.000 t/a in Verbindung mit einer gerade beschriebenen PV-Worldscale-Anlage bis zu mehreren Mio. t/a Worldscale-Produktion nach heutigen Chemie-/Raffinerie-Maßstäben.

Die notwendigen Investitionsvolumina sind beträchtlich. Allein die Produktion von herkömmlichen Kraftstoffen aus Methanol (Methanol-to-Gasoline, MtG) auf Basis von Synthesegas (aus Elektrolyse-Wasserstoff und CO<sub>2</sub>) dürfte bei einer Jahresproduktion von 1 Mio. t Anlageninvestitionen zwischen 5 und 10 Mrd. € erfordern. Für große Off-Shore-Windkraftanlagen wird derzeit von etwa 1,5 Mrd. € Investitionskosten bei einer 500 MW-Anlage ausgegangen. Unter der Annahme von 4.500 Betriebsstunden läge die jährliche Stromproduktion über 2 TWh. Für die Stromversorgung der Elektrolyseure zur Generierung des für die oben als Beispiel angeführte MtG-Anlage benötigten Wasserstoffs wären zehn dieser Parks erforderlich. Hinzu kommen die Kosten für diese Elektrolyseure – hier wird erwartet, dass sich die heutigen Kosten von ca. 1000 €/kW (im Falle von PEM-Systemen) zukünftig halbieren lassen. Ferner können weitere Infrastrukturkosten wie beispielsweise für ein etwaig erforderliches Verladeterminal zu den gesamten Investitionskosten beitragen.

## Ausblick auf die fernere Zukunft

Bei der Betrachtung der wirtschaftlichen Risiken ist zu berücksichtigen, dass Verbrennungskraftmaschinen, die mit E-Fuels betrieben werden, im PKW-Bereich aller Wahrscheinlichkeit nach nur eine Übergangstechnologie darstellen. Allerdings werden LKW, Schiffe und Flugzeuge noch für längere Zeit auf kohlenstoffbasierte Kraftstoffe angewiesen sein. Investitionen in der angesprochenen Größenordnung werden jedoch vermutlich alleine für eine zeitlich befristete vollständige Ausnutzung der Anlagen nicht getätigt werden.

Das Realisierungs- und Finanzierungskonzept müsste also eine „Folgenutzung“ mit einschließen: Parallel zur sinkenden Nachfrage nach Flüssigkraftstoffen aufgrund des steigenden Anteils der E-Mobilität wäre von einem steigenden Bedarf der chemischen Industrie nach Grundchemikalien („E-Chemicals“) auszugehen, die unter Nut-

zung der etablierten EE-Strom-Parks und zumindest von Teilen der chemischen Produktionskapazitäten aus Strom und CO<sub>2</sub> hergestellt werden [17]<sup>6</sup>.

Ein möglicher Einstieg in die Herstellung von E-Fuels wäre die Nutzung von Wasserstoff, der im Rahmen der Chlor-Alkali-Elektrolyse als Koppelprodukt ohnehin elektrolytisch (aus dem aktuellen Strom-Mix) erzeugt wird. Mit Chlor als Hauptprodukt kann der Wasserstoff als CO<sub>2</sub>-neutral betrachtet werden. Praktisch alle Chlor-Standorte produzieren einen Wasserstoffüberschuss, der häufig energetisch wieder zur Erzeugung von Strom und Wärme in den Industriekraftwerken eingesetzt wird. Bei einer Chlorproduktion von 4 Mio. t/a entspricht dies rund 113 000 t/a Wasserstoff. Wenn die Hälfte zur Herstellung von E-Fuels genutzt werden könnte, so könnten rund 400 000 t/a E-Fuels vom Typ Kohlenwasserstoffe hergestellt werden.

<sup>6</sup> Die Investitionen in die dezidierten Anlagen zur E-Fuels Produktion wären dann gleichzeitig eine Chance für die Etablierung von P2X für andere Sektoren.

## Schlussfolgerungen

1. Aktivitäten auf allen Ebenen, von F&E-Fördermaßnahmen bis zu industriepolitischen Initiativen sind notwendig, um E-Fuels zu etablieren. Aufgrund des langjährigen Vorlaufs so groß dimensionierter Projekte muss damit jetzt begonnen werden. Zum heutigen Zeitpunkt gibt es hinsichtlich der technologischen Optionen kein entweder/oder; Technologie-Offenheit ist nötig. Vermutlich dürfte die Lösung in einem Mix verschiedener Technologien liegen.
2. Der Verkehrssektor wird eine Vorreiterrolle für die Sektorkopplung und P2X spielen müssen, da die Vorgaben zur Emissionsminderung anders kaum zu erreichen sein werden. Einiges spricht für dezidierte Anlagen an Wind- und Sonneneinstrahlungs-begünstigten Standorten.
3. Wenn der Bedarf an E-Fuels aufgrund hoher Marktdurchdringung der E-Mobilität bei PKWs zurückgeht, sollten sich die Produktionskapazitäten durch den erheblichen Restbedarf an Flüssigkraftstoffen und den Bedarf an E-Chemicals auslasten lassen.
4. Unabhängig davon wird die Bedeutung von P2X für das hiesige Stromnetz in der weiteren Zukunft immer größer werden. Auf Basis der Lerneffekte in der Produktion von Kraftstoffen und den damit einhergehenden Skaleneffekten wird sich die Stabilisierung des Stromnetzes einfacher darstellen lassen. Für diese Stabilisierung kommt als zusätzliche technische Herausforderung der Umgang mit einem im Vergleich mit dezidierten Anlagen wesentlich stärker fluktuierenden Stromangebot hinzu.
5. In gleicher Weise wird die strombasierte Chemieproduktion mittel- und langfristig profitieren. Aufgrund der höheren Wertschöpfung bei der Herstellung von Chemikalien sollten sich aber gleichzeitig bereits kurzfristiger Erfolgsgeschichten aufzeigen lassen.
6. Für die dezidierte Produktion von synthetischen Kraftstoffen bedarf es der branchenübergreifenden Zusammenarbeit zwischen Automobilindustrie, Automobilzulieferindustrie, der Mineralölwirtschaft und der Chemie sowie der Stromversorger. Die Politik wird mitwirken müssen, ein geeignetes Industrie-Konsortium zu etablieren, das rasch die nötigen Entscheidungen zu Standort, Kraftstofftyp und Produktionsroute inklusive Up-Scaling vorbereitet.
7. Angesichts des großen Bedarfs an Zubau von EE-Anlagen und dem gleichfalls sehr hohen Investitionsbedarf für die Herstellung der benötigten Mengen an E-Fuels sind parallele Anstrengungen zur Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs und damit zur Vermeidung von verkehrsverursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen auf allen Ebenen unerlässlich.

Die Fortführung der Diskussion wird in größerem Umfang weiteren F&E-Bedarf definieren. Erfreulich ist, dass bereits heute hinsichtlich grundlagenwissenschaftlicher Fragestellungen bei Elektrolyse und Co-Elektrolyse, beim Transport von Wasserstoff und bei der Herstellung von Kraftstoffen und Chemikalien inklusive modularer Systemlösungen mit dem bereits erwähnten Kopernikus-Projekt P2X [18] ein Anker in der deutschen Forschungslandschaft gesetzt wurde.

## Literatur

Alle Links gültig zum 28.08.2017.

- [1] Webseite des Kraftfahrtbundesamtes. <http://www.kba.de>
- [2] DENA-Studie: Ungeliebt, aber unentbehrlich. Bedarf und Produktion von Mineralöl im künftigen Energiemix. Berlin, September 2011. [https://www.mwv.de/wp-content/uploads/2016/08/mwv-dena-Bedarf\\_und\\_Produktion\\_von\\_Mineraloel\\_im\\_kuenftigen\\_Energiemix\\_2011.pdf](https://www.mwv.de/wp-content/uploads/2016/08/mwv-dena-Bedarf_und_Produktion_von_Mineraloel_im_kuenftigen_Energiemix_2011.pdf)
- [3] DECHEMA Positionspapier „Mikroalgen-Biotechnologie Gegenwärtiger Stand, Herausforderungen, Ziele“, ISBN: 978-3-89746-184-0, Frankfurt am Main 2016. [http://dechema.de/dechema\\_media/PP\\_Algenbio\\_2016\\_ezl-p-20001550.pdf](http://dechema.de/dechema_media/PP_Algenbio_2016_ezl-p-20001550.pdf)
- [4] F. Ausfelder et al. „Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung“, Chem. Ing. Tech. 2015, 87, No. 1-2, 17-89. <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/cite.201400183/epdf>
- [5] W. Leitner et al., „Synthese, motorische Verbrennung, Emissionen: Chemische Aspekte des Kraftstoffdesigns“, Angew. Chem. 2017, 129, 2-47.
- [6] ProcessNet Positionspapier „Fortschrittliche alternative flüssige Brenn- und Kraftstoffe: Für Klimaschutz im globalen Rohstoffwandel“ des temporären ProcessNet-Arbeitskreises „Alternative Brenn- und Kraftstoffe“. [http://dechema.de/Alternative\\_Brenn\\_und\\_Kraftstoffe](http://dechema.de/Alternative_Brenn_und_Kraftstoffe)
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende, „Die Energie der Zukunft“, Berlin 2016. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=38](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=38)
- [8] C. Heinemann, M. Koch, D. Ritter, M. Vogel, R. Harthan, D. Bauknecht, „Ökologische Bereitstellung von Flexibilität im Stromsystem“, Öko-Institut e.V., Freiburg, 2016. [https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/OEkoLogische\\_Flexibilitaetsoptionen.pdf](https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/OEkoLogische_Flexibilitaetsoptionen.pdf)
- [9] Webseite der Bundesnetzagentur, „EEG in Zahlen“. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html)
- [10] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Positionspapier, „10 Thesen zur Sektorkopplung, Berlin 2017. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/3cc78be7f576bf4ec1258110004b1212/\\$file/bdew%20positionspapier\\_10%20thesen%20zur%20sektorkopplung\\_0%20a.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/3cc78be7f576bf4ec1258110004b1212/$file/bdew%20positionspapier_10%20thesen%20zur%20sektorkopplung_0%20a.pdf)
- [11] Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 18. Juli 2017 (BGBl. I S. 2771) geändert worden ist.
- [12] H. Offermanns et al., „Solarthermie und CO<sub>2</sub>: Methanol aus der Wüste“, Chem. Ing. Tech. 2017, 89, No. 3, 270-273.
- [13] TU Delft mit Daten des European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR). [http://enipedia.tudelft.nl/EPTR/CO2\\_source\\_visualization.html](http://enipedia.tudelft.nl/EPTR/CO2_source_visualization.html)
- [14] DECHEMA, VDI „Einordnung von Zero Liquid Discharge (ZLD) im industriellen Wassermanagement“, Diskussionspapier der ProcessNet-Fachgruppe „Produktionsintegrierte Wasser- und Abwassertechnik“, Frankfurt am Main 2015. [http://dechema.de/dechema\\_media/Diskussionspapier\\_ZLD\\_2015-p-20001375.pdf](http://dechema.de/dechema_media/Diskussionspapier_ZLD_2015-p-20001375.pdf)
- [15] DECHEMA, VDI „Trends und Perspektiven in der industriellen Wassertechnik Rohwasser – Prozess – Abwasser“, Positionspapier der ProcessNet-Fachgruppe „Produktionsintegrierte Wasser und Abwassertechnik“, ISBN: 978-3-89746-153-6, Frankfurt am Main, 2014. [http://dechema.de/dechema\\_media/PP\\_Industr\\_Wassertechnik\\_2014-p-4866-view\\_image-1-called\\_by-dechema-original\\_site-dechema\\_eV-original\\_page-124930.pdf](http://dechema.de/dechema_media/PP_Industr_Wassertechnik_2014-p-4866-view_image-1-called_by-dechema-original_site-dechema_eV-original_page-124930.pdf)
- [16] Webseite von alpha-ventus. <https://www.alpha-ventus.de/ueberblick/>
- [17] A. Bazzanella, F. Ausfelder, DECHEMA, CEFIC Technology Study “Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry”, ISBN: 978-3-89746-196-2, Frankfurt am Main 2017. [http://dechema.de/dechema\\_media/Technology\\_study\\_Low\\_carbon\\_energy\\_and\\_feedstock\\_for\\_the\\_European\\_chemical\\_industry-p-20002750.pdf](http://dechema.de/dechema_media/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry-p-20002750.pdf)
- [18] Webseite des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen“. <https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/power-to-x>



DECHEMA  
Gesellschaft für Chemische Technik  
und Biotechnologie e.V.  
Theodor-Heuss-Allee 25  
60486 Frankfurt am Main

Telefon: 069 7564-0  
Telefax: 069 7564-117  
E-Mail: [info@dechema.de](mailto:info@dechema.de)