



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



November 2017
Stellungnahme

»Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina | www.leopoldina.org
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften | www.acatech.de
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften | www.akademienunion.de

Impressum

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Geschäftsstelle München, Karolinenplatz 4, 80333 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

Wissenschaftliche Koordination

Dr. Cyril Stephanos, acatech

Produktionskoordination

Marie-Christin Höhne, acatech

Gestaltung und Satz

Atelier Hauer + Dörfler GmbH, Berlin

Druck

Königsdruck, Berlin

ISBN: 978-3-8047-3672-6

Bibliographische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie, detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Vorwort

Die deutsche Energiewende ist ins Stocken geraten. Obwohl Windkraft und Photovoltaik in den vergangenen Jahren massiv ausgebaut wurden und bereits rund 20 Prozent des Stromverbrauchs decken, basiert die Energieversorgung in Deutschland noch zu etwa 80 Prozent auf fossilen Energieträgern. Eine lineare Fortschreibung dieser Entwicklung zeigt, dass Deutschland seine Klimaziele deutlich verfehlt, wenn keine substanzielle Änderung eintritt.

Um die Energiewende zum Erfolg zu führen, müssen wir also umdenken und das Tempo erhöhen. Das geht nur, wenn wir das Energiesystem in seiner Gesamtheit betrachten und die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr stärker miteinander verzahnen. Denn bisher laufen die einzelnen Zahnräder unterschiedlich kraftvoll nebeneinander, greifen aber nicht ineinander.

Wie der Motor der Energiewende in Gang gesetzt werden kann, hat eine Arbeitsgruppe des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) untersucht. Die vorliegende Stellungnahme zeigt mögliche Entwicklungspfade und Handlungsoptionen für Deutschland auf: Ein deutlicher Zubau an erneuerbaren Energien, Einsparmaßnahmen und Energieeffizienz, eine stärkere Nutzung von Strom in allen Sektoren sowie von innovativen Energieträgern wie Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen, flankiert von einem einheitlichen, wirksamen CO₂-Preis – das sind Leitplanken für die Systemintegration. Die begleitende Analyse *»Sektorkopplung«: Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems* liefert ausführliche Hintergrundinformationen und Berechnungen. Wir danken den Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern sowie den Gutachtern herzlich für ihr Engagement.

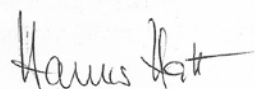
Deutschland muss in eine neue Phase der Energiewende eintreten. Nachdem Windkraft, Photovoltaik und Biomasse in den vergangenen Jahren kontinuierlich weiterentwickelt wurden, stehen nun die Basistechnologien für eine umfassende Kopplung der Sektoren zur Verfügung. Es ist Aufgabe der Politik, jetzt die Weichen zu stellen, um den Hochtechnologiestandort Deutschland zu stärken und die Energieversorgung flexibel, technologieoffen und zukunftssicher zu gestalten. Nur so können wir an den international wachsenden Märkten der künftigen Energieversorgung partizipieren. Und nur dann können wir unsere internationalen Verpflichtungen einhalten und haben eine Chance, die Pariser Klimaziele zu erreichen.



Prof. Dr. Jörg Hacker



Prof. Dr. Dieter Spath



Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt

Inhalt

Abkürzungen und Einheiten	6
Zusammenfassung	7
1 Einleitung	13
2 Technologieoptionen für die zukünftige Energieversorgung	21
2.1 Wärmebereitstellung im Gebäudesektor.....	22
2.1.1 Reduktion der CO ₂ -Emissionen für Wärme in Gebäuden	23
2.1.2 Dezentrale Wärmebereitstellung in Einzelgebäuden	25
2.1.3 Wärmenetze	26
2.1.4 Fazit	27
2.2 Verkehrssektor	28
2.2.1 Personenverkehr	29
2.2.2 Schwerlast-, Flug- und Schiffsverkehr	30
2.2.3 Effizienz und CO ₂ -Emissionen der verschiedenen Antriebsarten	31
2.2.4 Fazit	33
2.3 Prozesse in der Industrie.....	33
2.3.1 Prozesse mit Strom führen.....	35
2.3.2 Recyclingprozesse und Abwärmenutzung	36
2.3.3 Fazit	37
2.4 Ausbau erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung	38
2.4.1 Fazit	41
2.5 Regelbare Kraftwerke und Energiespeicher	41
2.5.1 Flexible Reservekapazität zur Stromerzeugung	42
2.5.2 Kurzzeitspeicher	43
2.5.3 Fazit	45
2.6 Biomasse	45
2.6.1 Fazit	47
2.7 Synthetische Brenn- und Kraftstoffe	47
2.7.1 Herstellung und Speicherung	48
2.7.2 Ergebnisse aus Modellrechnungen	50
2.7.3 Import synthetischer Brenn- und Kraftstoffe.....	52
2.7.4 Fazit	53
2.8 Kosten der Energiewende	53
2.9 Phasen der Energiewende.....	55

3	Politische Rahmenbedingungen und Steuerungselemente	58
3.1	Optionen, um ein einheitliches Preissignal zu schaffen	60
3.1.1	Ausbau des Europäischen Emissionshandelssystems	62
3.1.2	Einführung einer CO ₂ -Steuer	65
3.1.3	Reform der Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien	68
3.2	Herausforderungen, Hemmnisse und ergänzende Maßnahmen	70
3.2.1	Wärme in Gebäuden	73
3.2.2	Verkehr	74
3.2.3	Prozesse in der Industrie	74
3.2.4	Stromerzeugung und -nutzung	75
3.2.5	Synthetische Brenn- und Kraftstoffe	76
4	Fazit	78
	Anhang	81
	Literatur	82

Abkürzungen und Einheiten

Abkürzungen

CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CO ₂	Kohlendioxid
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU ETS	Europäisches Emissionshandelssystem
GuD-Kraftwerk	Gas-und-Dampf-Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

Einheiten

g	Gramm
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
kWh	Kilowattstunde
m ³	Quadratmeter
TWh	Terawattstunde

Zusammenfassung

Mehr als 30 Prozent des Stroms in Deutschland werden bereits aus erneuerbaren Energien erzeugt. Es ist absehbar, dass Windkraft und Photovoltaik, die heute knapp 20 Prozent beitragen, in Zukunft die Stromerzeugung dominieren werden. Wärme- und Verkehrssektor hinken jedoch bei der Umsetzung der Energiewende weit hinterher. Um die Klimaschutzziele zu erreichen, müssen auch diese Sektoren überwiegend auf klimaneutrale Energieträger umgestellt werden.

Eine zentrale Rolle wird dabei Strom spielen, der zunehmend in Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzeugt und gegebenenfalls zwischengespeichert wird. Für den Einsatz des Stroms im Energiesystem – insbesondere in den Sektoren, die heute vorrangig fossile Brenn- und Kraftstoffe nutzen – können drei Hauptrichtungen unterschieden werden: 1) Der Strom wird direkt zur Bereitstellung von Wärme oder Mobilität genutzt, beispielsweise in Wärmepumpen oder batterieelektrischen Fahrzeugen (direkte Elektrifizierung). 2) Mit dem Strom wird Wasserstoff erzeugt, der gespeichert und dann zum Beispiel in Brennstoffzellen als Energieträger eingesetzt oder mittels Verbrennung rückverstromt wird. 3) Der Wasserstoff wird weiter aufbereitet zu synthetischen Brenn- und Kraftstoffen wie Methan (Erdgas) oder Benzin. Biomasse, Solarthermie und Geothermie können die Energieversorgung mit erneuerbaren Energien ergänzen und helfen, den Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen zu begrenzen.

Zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr ergeben sich dadurch neue Schnittstellen – sie wachsen zusammen zu einem integrierten Energiesystem. Diese Stellungnahme beschreibt Optionen für mögliche Entwicklungspfade bis 2050 zu einem solchen Energiesystem, das sowohl versorgungssicher ist als auch die Klimaschutzziele erreicht. Darüber hinaus wird diskutiert, wie die rechtlich-ökonomischen Rahmenbedingungen angepasst werden können, um die nächsten Phasen der Energiewende so kostengünstig wie möglich zum Erfolg zu führen.

Methodik

Verschiedene Zukunftstechnologien wurden im Rahmen von **Expertendiskussionen** auf Basis verfügbarer Daten und Quellen analysiert. Dabei wurden Wirkungsgrade, Kosten und Potenziale quantitativ abgeschätzt. Unter Berücksichtigung weiterer Faktoren wie Benutzerfreundlichkeit und Akzeptanz sowie Forschungs- und Entwicklungsbedarf wurde bewertet, welche Funktionen die Technologien im Gesamtsystem künftig übernehmen können. Parallel dazu wurden **Modellrechnungen** durchgeführt, um mögliche Entwicklungen des Energiesystems bis 2050 in ihrer ganzen Komplexität besser zu verstehen, Zusammenhänge und Parameterabhängigkeiten zu untersuchen und die verschiedenen Technologien bezüglich ihrer potenziellen Beiträge und bezüglich ihres Einflusses auf die Gesamtkosten zu vergleichen. Ergänzend wurden **Energieszenarien** aus veröffentlichten Studien ausgewertet und im Sinne einer Metaanalyse **verglichen**. Darüber hinaus wurde analysiert, welcher regulatorische Rahmen zum Erreichen der Klimaschutzziele erforderlich scheint. Hemmnisse wurden identifiziert und Vorschläge zu deren Überwindung gemacht.

Die drei Herangehensweisen – Expertendiskussion, Modellrechnungen, Szenarienvergleich – erlauben es, mögliche Wege zu einer klimaschonenden Energieversorgung zu skizzieren sowie Schlüsseltechnologien und Bandbreiten für ihren Einsatz anzugeben. Die Ergebnisse stellen natürlich nicht die einzigen Möglich-

keiten dar und sind auch nicht als Zukunftsprognosen zu verstehen, sondern zeigen beispielhaft verschiedene Optionen, wie die Energieversorgung umgestaltet werden kann. Alle vorgestellten Erkenntnisse haben sich als robust in den meisten Herangehensweisen erwiesen, wenn man von der weitgehend unbekannten zukünftigen Akzeptanz und gesellschaftlichen Umsetzung absieht.

Ergebnisse

Strom wird langfristig zum dominierenden Energieträger im gesamten Energiesystem, und dieser wird überwiegend mit Windkraft und Photovoltaik erzeugt. Da er zunehmend auch im Wärme- und Verkehrssektor eingesetzt wird, **wird der Strombedarf zukünftig stark steigen**. Es ist denkbar, dass Deutschland im Jahr 2050 mit mehr als 1.000 Terawattstunden nahezu doppelt so viel Strom verbrauchen wird wie heute. Dafür wäre eine installierte Leistung von bis zu 500 Gigawatt an Windkraft- und Photovoltaikanlagen erforderlich – etwa das Sechsfache dessen, was heute bereits vorhanden ist –, sofern eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 85 Prozent erreicht werden soll. Dies erscheint machbar, ist jedoch mit hohen technischen und gesellschaftlichen Herausforderungen verbunden.

Um die gesellschaftliche Akzeptanz für die Energiewende zu erhalten, sollte jedoch der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik und damit auch der Stromnetze möglichst begrenzt werden. Das kann vor allem durch **Energieeinsparung und Erhöhung der Wandlungseffizienzen** erreicht werden, die mit höherer Priorität als bisher verfolgt werden sollten. Auch **Solarthermie, Geothermie und Bioenergie** können dazu beitragen, den erforderlichen Ausbau an Windkraft und Photovoltaik zu begrenzen. Allerdings sind die Potenziale dafür beschränkt. Beispielsweise gibt es bei der Bioenergie schon heute Konkurrenz mit anderen Verwendungswegen (Beispiel „Tank-Teller-Problematik“) und Kritik an der Umwelt- und Klimabilanz von Energiepflanzen. Diskutiert wird vor diesem Hintergrund auch der Import **synthetischer Brenn- und Kraftstoffe**, die in windreichen Gegenden (Küsten) und an guten Solarstandorten (Wüstengebieten) hergestellt werden. Solche Alternativen bieten Chancen (Kostensenkungen), aber auch Risiken (neue Importabhängigkeiten), die gut gegeneinander abgewogen werden sollten.

Bei den meisten untersuchten Entwicklungspfaden sind jährliche Zubauraten von etwa 8 bis 12 Gigawatt **Windkraft und Photovoltaik** erforderlich, um die Klimaziele einhalten zu können. Dies ist mehr als doppelt so viel wie in den letzten fünf Jahren. Die im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 vorgesehenen **Ausbaukorridore werden aller Voraussicht nach nicht ausreichen, um den wachsenden Strombedarf klimafreundlich zu decken**. Nur wenn es gelingt, den Energieverbrauch durch ambitionierte Effizienzmaßnahmen drastisch zu reduzieren, Bioenergiepotenziale effizient zu nutzen und große Mengen an CO₂-freien Energieträgern zu importieren, lassen sich die Klimaschutzziele möglicherweise auch ohne eine Erweiterung der Ausbaukorridore erreichen.

Im **Gebäudebereich** sind sowohl umfangreiche Maßnahmen zur Wärmedämmung als auch ein hoher Bedarf für den Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung absehbar. Eine wichtige Rolle werden dabei aller Voraussicht nach **Wärmepumpen** spielen, die sehr energie- und klimaeffizient sind, wenn sie überwiegend mit erneuerbaren Energien betrieben werden. Sie werden allerdings erst dann rentabel, wenn der regulatorische Rahmen zu niedrigeren Strompreisen führt. In jedem Fall sollten die Zeitfenster für die Installation klimafreundlicherer Wärmeerzeugungs- und Verteilungstechnologien (Wärmepumpen, Solarthermieranlagen, Wärmenetze, Wärmespeicher) schon in den kommenden Jahren stärker als bisher

genutzt werden, weil Heizungsanlagen in der Regel sehr langlebig sind. Außerdem wird es voraussichtlich notwendig sein, den gesamten Gebäudebestand bis 2050 zu sanieren. Die heutige **Sanierungsrate** von weniger als einem Prozent pro Jahr ist dafür deutlich zu niedrig.

Die **Industrie** hat bisher den größten Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen geleistet, daher sind viele einfach zu erschließenden Effizienzpotenziale bereits ausgeschöpft.¹ Um Industrieverfahren auf emissionsarme Energieträger umzustellen, kommt neben Biomasse auch eine Elektrifizierung von Prozessen mit hohem Wärmebedarf infrage. Letzteres ist aufgrund der oft sehr hohen erforderlichen Temperaturen allerdings schwierig, weil beispielsweise Wärmepumpen oberhalb von etwa 200 Grad Celsius nicht einsetzbar und alternative Technologien wie Elektrodenheizkessel weniger effizient sind. Zudem müssen die Energieträger in Industrieprozessen oft zusätzliche chemische oder mechanische Funktionen übernehmen. Größere Effizienzpotenziale gibt es bei der Nutzung industrieller **Abwärme**. Denn derzeit bleibt diese oft ungenutzt, wenn die Verwendungsmöglichkeiten am Produktionsstandort ausgeschöpft sind. Würde diese Wärme in **Wärmenetze** eingespeist, könnten damit Gebäude beheizt werden.

Im **Verkehrssektor** werden batterieelektrische Pkw voraussichtlich eine zentrale Rolle spielen. Die Modellrechnungen ergeben bereits neun Millionen Elektrofahrzeuge im Jahr 2030. Damit der Umstieg gelingt, muss die Batterietechnik weiterentwickelt werden, um die Reichweite zu erhöhen und die Kosten zu senken, und die Ladeinfrastruktur flächendeckend ausgerollt werden. Im Verkehr über große Distanzen und im Güterverkehr zeichnet sich hingegen noch keine eindeutige Lösung ab, da hier der Vorteil gut speicher- und transportierbarer Kraftstoffe mit möglichst hoher Energiedichte wie Wasserstoff, Methan oder Flüssigkraftstoff sehr wichtig ist. Insgesamt muss im Verkehrssektor daher auch langfristig mit einem Energieträgermix gerechnet werden. Deshalb sollte neben der Umstellung auf CO₂-arme Antriebssysteme auch intensiv an einer drastischen Senkung des Energieverbrauchs durch Verkehrsvermeidung und -verlagerung sowie an effizienteren Verkehrsabläufen gearbeitet werden.

Technisch gesehen ist es in der Regel **effizienter und damit kostengünstiger, Strom direkt zu nutzen** (zum Beispiel in Wärmepumpen und Elektroautos), als ihn in Wasserstoff oder synthetische Brenn- und Kraftstoffe umzuwandeln. Außerdem würden für eine verbreitete Nutzung von synthetischen Kraftstoffen erheblich mehr Windkraft- und Photovoltaikanlagen benötigt. Um den Ausbau von Windkraft, Photovoltaik und Stromnetzen auf ein gesellschaftlich verträgliches Maß zu begrenzen, ist deshalb ein hoher Grad an direkter Elektrifizierung sinnvoll.

Dennoch werden **Brenn- und Kraftstoffe auch langfristig unverzichtbar sein**, vor allem weil gut speicherbare Energieträger auch zur Energieversorgung in mehrtägigen Wetterphasen mit wenig Wind und Sonne bei gleichzeitig hohem Heizbedarf („kalte Dunkelflauten“) benötigt werden. Insgesamt gilt: **Je weniger energiebedingte CO₂-Emissionen unsere Gesellschaft anstrebt, desto wichtiger werden synthetische Brenn- und Kraftstoffe**. Den Modellrechnungen zufolge wäre es bei einer Reduktion der CO₂-Emissionen um 85 Prozent im Jahr 2050 gesamtwirtschaftlich optimal, wenn knapp ein Drittel des Stroms genutzt würde, um Wasserstoff, synthetisches Methan und Flüssigkraftstoffe zu produzieren. Doch selbst bei wesentlich moderateren Klimaschutzzielen ist es schon sinnvoll, in begrenztem Umfang Wasserstoff zu er-

¹ Die erreichten Reduktionen beinhalten jedoch auch Minderungen aufgrund der Verlagerung energieintensiver Prozesse aus Deutschland.

zeugen, weil damit sonst ungenutzter Strom nicht abgeregelt werden müsste und die Netze entlastet würden.

Im Hinblick auf die fluktuierende Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik wird **Sektorkopplung** vor allem auch eingesetzt, um **Pufferkapazitäten zu schaffen**. Diese sollten um eine verbrauchsseitige Anpassung an das fluktuierende Angebot („Demand Response“) ergänzt werden. Voraussetzung dafür ist, dass die erforderliche Steuerungstechnik vorhanden ist und geeignete Geschäftsmodelle existieren. Andernfalls besteht die Gefahr, dass Technologien der Sektorkopplung das Energiesystem in Spitzenverbrauchszeiten zusätzlich belasten, etwa wenn ein Großteil der Elektroautos oder stationären Batteriespeicher zur gleichen Tageszeit aufgeladen werden oder elektrisch betriebene Wärmepumpen und Elektrodenheizkessel zum falschen Zeitpunkt im Hochbetrieb laufen.

Als Langzeitspeicher bietet sich neben Tanks für flüssige Brenn- und Kraftstoffe das **Erdgasnetz** mit den dazugehörigen Kavernen- und Porenspeichern an. In diesen können 250 Terawattstunden Erdgas, Biomechan oder synthetisches Methan gespeichert werden – genug, um fast ein Drittel des heutigen Jahresbedarfs an Raumwärme und Warmwasser zu decken.

Neben Speichern und dem flexibilisierten Verbrauch sind dennoch in großem Umfang **Reservekraftwerke** erforderlich, um die Versorgung in allen Wetterlagen und zu allen Jahreszeiten zu sichern. Aller Voraussicht nach wird auch auf lange Sicht eine Kapazität von etwa 60 bis 100 Gigawatt benötigt – gegenüber der heute installierten Kapazität von 100 Gigawatt wird sich der Bedarf an abrufbarer Erzeugungskapazität also kaum verringern. Allerdings sollten aus Klimaschutzgründen dann überwiegend Gaskraftwerke oder Brennstoffzellen zum Einsatz kommen, die mit Wasserstoff, Erdgas oder synthetischem Methan aus den Langzeitspeichern betrieben werden. Auch flexible Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), gefeuert mit Biogas oder den gespeicherten Gasen, können zur Sicherung der Versorgung beitragen. Kohlekraftwerke sollten in Zukunft dagegen keine Rolle mehr spielen.

Es ist allerdings abzusehen, dass Reservekraftwerke ebenso wie Elektrolyseure teilweise mit eher geringer Auslastung betrieben werden müssen. Das erschwert die Refinanzierung der Investitionen und die Rentabilität der Anlagen. Gelingen kann deren Betrieb nur, wenn die **Energiemärkte** künftig Geschäftsmodelle auch für Flexibilitätsanbieter mit wenigen Hundert Betriebsstunden pro Jahr bieten und entsprechend höhere Kosten akzeptieren.

Durch die erforderliche Ausgleichskapazität für fluktuierende Einspeisung wird das **Stromsystem anlagentechnisch wesentlich aufwendiger als heute**. So könnte allein die gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung von heute etwa 200 Gigawatt auf rund 600 Gigawatt (500 Gigawatt erneuerbarer Energien zuzüglich 100 Gigawatt Reservekraftwerke) steigen. Hinzu könnten bis zu 100 Gigawatt an Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen und in gleicher Größenordnung Batteriespeicher kommen.

Durch die umfangreichen Investitionen für diese Energieanlagen, neue Verbrauchsgeräte und andere Maßnahmen (zum Beispiel energetische Sanierung) ist für den Umbau des Energiesystems in den **nächsten dreißig Jahren mit jährlichen Mehrkosten in Höhe von etwa ein bis zwei Prozent des heutigen Bruttoinlandsprodukts** zu rechnen. Diese Schätzung basiert auf einem Vergleich von Modellrechnungen mit einer 60- bis 85-prozentigen Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen mit einem Referenzsystem, in dem lediglich 40 Prozent der CO₂-Emissionen gegenüber 1990 eingespart werden. Obwohl solche Kos-

tenschätzungen mit sehr hohen Unsicherheiten behaftet sind, machen sie doch die Größenordnung des Projektes „Energiewende“ deutlich, die durchaus vergleichbar mit der der deutschen Wiedervereinigung ist. Daher ist es essenziell, durch klug gesetzte Rahmenbedingungen unnötige Mehrkosten zu vermeiden.

Zum Erreichen der Klimaschutzziele sind Sektorkopplung und Systemintegration – also die ganzheitliche Optimierung des Energiesystems – unerlässlich. Die oben genannten technischen Einzellösungen müssen verzahnt und aufeinander abgestimmt werden. Das Zusammenfügen all dieser Bausteine stellt eine sehr große Aufgabe für alle Beteiligten dar. Es wird dafür auch notwendig sein, heute noch wenig oder gar nicht verbreitete Technologien zu nutzen. Derzeit haben es neue Technologien jedoch schwer, sich am Markt zu etablieren. Da Strom zum Beispiel wesentlich stärker mit Abgaben, Umlagen und Steuern belastet ist als Erdgas und Heizöl, sind stromgetriebene Heizungen gegenüber konventionellen Technologien wirtschaftlich bisher unattraktiv. Damit die Sektorkopplung ihr Potenzial entfalten kann, sollten die Märkte für Strom, Wärme und Mobilität zusammenwachsen und faire, gleiche Bedingungen für alle Energieträger bieten. Ein **einheitliches Preissignal für alle CO₂-Emissionen** kann in diesem Zusammenhang die zentrale Rolle spielen.

Dies kann dadurch erreicht werden, dass das **Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS)** auf alle Sektoren ausgeweitet wird und der Preis für Emissionszertifikate signifikant steigt. Dazu müssten zusätzlich zu den bereits heute am EU ETS teilnehmenden Kraftwerken und Industrieanlagen auch die Emissionen sehr vieler Kleinverbraucher erfasst werden, was organisatorisch am einfachsten über die primären Anbieter fossiler Energieträger erfolgen könnte. Ergänzend oder alternativ – wenn die Modifikation des EU ETS politisch nicht zeitnah umsetzbar ist – könnte eine **nationale CO₂-Steuer** erhoben werden, die aus Wettbewerbs-, Akzeptanz- und Aufwandsgründen durch den Abbau von vorhandenen energiepolitischen Instrumenten wie Steuern und Abgaben auf Energieträger flankiert werden sollte. Um auch international faire Wettbewerbsbedingungen zu schaffen, könnte an eine **Besteuerung emissionsintensiver Importe** als Alternative zur derzeitigen Zuteilung kostenloser Emissionszertifikate an Industrieunternehmen gedacht werden.

In jedem Fall sollte eine weiter reichende **Reform der Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien** ins Auge gefasst werden, selbst wenn der einheitliche CO₂-Preis nicht sofort oder nur schrittweise eingeführt werden kann. Infrage dafür kommt eine Teilfinanzierung der EEG-Kosten aus allgemeinen Steuermitteln oder eine erweiterte EEG-Umlage auf fossile Energieträger in allen Sektoren. Dadurch würden die Kosten für Strom relativ zu anderen Energieträgern sinken und die Sektorkopplung tendenziell wirtschaftlicher werden. Damit könnte man sich auch dem einheitlichen CO₂-Preis nähern. Allerdings muss dabei berücksichtigt werden, dass niedrige Energiepreise zu geringen Anreizen für Energieeinsparungen führen können und damit die Klimaziele aus volkswirtschaftlicher Sicht in der Tendenz nicht effizient erreicht werden.

Ein einheitlicher CO₂-Preis ist jedoch kein Allheilmittel. Selbst wenn er hoch genug ist, damit emissionsarme Technologien mit konventionellen konkurrieren können, können ihrer Markteinführung beziehungsweise ihrem flächendeckenden Einsatz Hemmnisse entgegenstehen. Gründe hierfür könnten zum Beispiel sein, dass Marktakteure aufgrund von Informationsdefiziten nicht die für sie wirtschaftlichste Alternative wählen, Anreize für Unternehmen fehlen, in öffentliche Güter zu investieren, oder Differenzen zwischen langfristigem Nutzen und kurzfristiger Rentabilität bestehen. Um diese Hemmnisse abzubauen, können

ergänzende Maßnahmen erforderlich sein. Neben **finanziellen Anreizen** wie Investitionszuschüssen, Steuererleichterungen, Marktanreizprogrammen und staatlicher Ko-Finanzierung von Infrastrukturen, die fast immer das Risiko der volkswirtschaftlichen Ineffizienz mit sich bringen, kann es sinnvoll sein, ordnungsrechtliche Vorgaben etwa zu Emissionsgrenzwerten und technischen Standards zu machen. Auch Forschungs- und Entwicklungsförderung, Informations- und Beratungsangebote sowie Programme zur Aus- und Fortbildung von Fachkräften können helfen, neue Technologien in die Breite zu tragen.

Kurzfristiger Handlungsbedarf innerhalb der kommenden fünf Jahre besteht im Hinblick auf die Klimaziele insbesondere bei der Gebäudesanierung, dem Umbau der Wärmeversorgung von Gebäuden, beim Ausbau der Erneuerbaren und Stromnetze sowie im Verkehrssektor. Synthetische Brenn- und Kraftstoffe werden voraussichtlich **ab etwa 2025** in größerem Umfang benötigt, wenn wegen der steigenden Klimaschutzanforderungen fossile Energieträger zunehmend durch klimaneutrale, gut speicherbare Alternativen abgelöst werden müssen. In den nächsten Jahren steht also im Vordergrund, verschiedene Herstellungsverfahren weiterzuentwickeln und die Gesamtkette Herstellung – Transport – Nutzung beispielsweise in Modellregionen zu testen. Auch an die Anpassung des rechtlich-ökonomischen Rahmens für den großflächigen Einsatz von Wasserstoff und synthetischen Brenn- und Kraftstoffen muss zeitnah gedacht werden, weil ohne entsprechende Anreize nicht investiert und forciert entwickelt wird.

Damit die verschiedenen Akteure jedoch überhaupt in klimafreundliche Technologien investieren, brauchen sie Planungssicherheit. Eine starke Selbstverpflichtung der Politik zum Klimaschutz und Vertrauen der Akteure in die **Verbindlichkeit der Klimaschutzziele** sowie den langfristigen Bestand der CO₂-Preise sind daher essenziell. Einzelne Instrumente, insbesondere wenn sie dazu dienen, die derzeitige Phase niedriger CO₂-Preise zu überbrücken oder neuen Technologien den Markteintritt zu erleichtern, sollten hingegen offen sein für Nachjustierungen und laufend im Hinblick auf Notwendigkeit, Wirksamkeit und Kosten-Nutzen-Verhältnis evaluiert werden.

1 Einleitung

Die deutsche Energiewende einschließlich der Entscheidung zum Ausstieg aus der Kernenergienutzung wurde von einer breiten politischen Mehrheit getragen. Auch in der Gesellschaft gab es zum Zeitpunkt der Entscheidung in den Jahren 2010 und 2011 einen großen Konsens. Fachleute und öffentliche Meinung hatten und haben wenig Zweifel daran, dass der globale Temperaturanstieg anthropogene Ursachen hat. Deshalb besteht in Deutschland und Europa – wie nahezu weltweit – eine breite Übereinstimmung hinsichtlich der notwendigen massiven Reduktion der Emissionen klimaschädlicher Spurengase. Dennoch ist die deutsche Energiewende ins Stocken geraten, und die Meinungen gehen weit auseinander, wenn es um die Relevanz einzelner Technologien und um die Bedeutung und Veränderung politisch-regulatorischer Maßnahmen geht, damit die gesetzten Ziele erreicht werden können.

So sind trotz des starken Ausbaus erneuerbarer Energien in den vergangenen zehn Jahren – insbesondere Wind-, Solarenergie und Biomasse zur Stromerzeugung – die energiebedingten CO₂-Emissionen zwischen 2009 und 2015 mehr oder weniger konstant geblieben², was eine Debatte über die Relevanz erneuerbarer Energien und ihrer Ausbaugeschwindigkeit zur Folge hatte. Ebenso wird das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) äußerst kontrovers bewertet: Einige Fachleute und gesellschaftliche Gruppen sehen das EEG als großen Erfolg an, da die gesteigerte Marktnachfrage nach erneuerbaren Energien zu massiven Reduktionen der Erzeugungskosten erneuerbaren Stroms geführt hat.³ Dadurch wurde ein signifikanter Beitrag erneuerbarer Energien zur Energieversorgung überhaupt erst möglich. Auf der anderen Seite werden die hohen Kosten, die über viele Jahre insbesondere auch von den Stromkunden aufzubringen waren und sind, ins Feld geführt und mit der Aussage verknüpft, dass diese Mittel wesentlich effizienter für andere Maßnahmen zur Reduktion von CO₂-Emissionen hätten eingesetzt werden können beziehungsweise dass die gleichen Kostendegressionen und Ausbauraten mit kosteneffizienteren Instrumenten möglich gewesen wären. Ebenso gehen die Einschätzungen darüber, ob die Energiewende mehr Lasten oder Chancen mit sich bringt, weit auseinander: Während in internationalen Abkommen vielfach vom „Burden Sharing“ gesprochen wird, wird der gleiche Sachverhalt an anderer Stelle als „Opportunity Sharing“ bezeichnet.⁴ Nicht weniger weit divergieren die Meinungen hinsichtlich der Wirksamkeit des Europäischen Handelssystems für Emissionszertifikate. Bezweifelt wird vor diesem Hintergrund auch die Sinnhaftigkeit nationaler Energie- und Klimapolitiken mit Zielen, die von den europäischen Zielen abweichen beziehungsweise über diese hinausgehen. Schließlich ist auch die Bürgerschaft nicht mehr einheitlich bereit, alle Aspekte der Energiewende mitzutragen, insbesondere dann, wenn sie von den Maßnahmen wie dem Ausbau von Stromleitungen oder Windenergieanlagen unmittelbar betroffen ist.

Die Vielfalt der Einschätzungen zu Maßnahmen und Wegen beim Umbau unserer Energieversorgung dokumentiert die Komplexität des Themas – trotz einer großen Übereinstimmung, was die übergeordneten Ziele betrifft. Diese Komplexität beginnt auf der technischen Ebene: Es sind zukünftig viel mehr kleinere Anlagen an der Energieversorgung beteiligt, die Stromerzeugung wird insgesamt weniger planbar und

² Siehe hierzu: UBA 2016-1.

³ REN21 2014.

⁴ So zum Beispiel Staatssekretär Rainer Baake (BMWi) auf der Veranstaltung „Baustelle Energiewende. Strom, Wärme und Verkehr ökologisch modernisieren“ der Heinrich-Böll-Stiftung am 28.06.2017.

volatiler, und es zeichnet sich eine zunehmende Kopplung der verschiedenen Verbrauchs- und Erzeugungssektoren ab – Strom, Wärme in Gebäuden und Industrieprozessen, Mobilität. Die größere Komplexität der technischen Ebene spiegelt sich im Bereich der Ökonomie darin wider, dass die Marktorganisation des bisherigen Energieversorgungssystems, das sich in den vergangenen Jahrzehnten seit der Liberalisierung der Energiemärkte entwickelt hat, nicht mehr ausreichend zu funktionieren scheint. Auch hier spielt die zunehmende Wechselwirkung von Verbrauchssektoren, die bis dato mit je einem eigenen regulatorischen Rahmen behandelt wurden, eine wichtige Rolle. Hinzu kommt eine zusätzliche Komplexität durch die Einbettung all dessen in den europäischen Rahmen. Und schließlich werden nur Lösungswege erfolgreich sein können, die von der Gesellschaft in großer Breite mitgetragen werden.

Aufgabe der Arbeitsgruppe „Sektorkopplung“ im Projekt „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) war es, ausgehend von den übergeordneten Zielen – insbesondere von den auf die Energieversorgung heruntergebrochenen deutschen Klimaschutzzielen – robuste Aussagen über sinnvolle und erforderliche Entwicklungen des deutschen Energiesystems abzuleiten: Welche Entwicklungen und Maßnahmen sind mit hoher Wahrscheinlichkeit notwendig? Und wo bestehen Handlungsspielräume im Sinne einer Systemgestaltung? Dafür wird zunächst ein techno-ökonomischer Zugang gewählt – genauer eine gesamtsystemische Analyse möglicher technischer Entwicklungspfade unter Einbeziehung aller Energieträger und aller Verbrauchssektoren in einem integrierten Gesamtsystem (Kapitel 2). Darauf aufbauend werden Gestaltungsmöglichkeiten des regulatorischen Rahmens diskutiert und mögliche Maßnahmen im Sinne von Optionen beschrieben (Kapitel 3). Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz und Partizipation standen nicht im Zentrum der Betrachtung, wurden aber an vielen Stellen in der Diskussion und Bewertung berücksichtigt.

Natürlich bleiben bei einem so komplexen Thema immer viele Aspekte unberücksichtigt. So haben wir uns beispielsweise nicht explizit dem Thema „Digitalisierung“ gewidmet, obwohl diesem Thema in doppelter Hinsicht große Bedeutung für die Energiewende zukommt. Einerseits sind zukünftige Informations- und Kommunikationstechnologie-Lösungen (IKT-Lösungen) notwendige Enabling-Technologien, um die Organisation und den Betrieb des komplexen zukünftigen Energiesystems überhaupt zu ermöglichen. Andererseits können Entwicklungen im Bereich der IKT und der Digitalisierung zum Beispiel Verbrauchsverhalten beim Konsum oder Abläufe in der Produktion beeinflussen, die einen massiven, aber schwer absehbaren Einfluss auf die Entwicklung des zukünftigen Energieverbrauchs haben.

1.1 Ausgangssituation

Basis für die vorliegende Stellungnahme ist das derzeit geltende Energiekonzept für Deutschland⁵, das die Bundesregierung 2010 beschlossen hat und das hinsichtlich des Ausstiegs aus der Kernenergie Ende 2011 noch einmal modifiziert wurde. Es beschreibt Ausbauziele für erneuerbare Energien und Reduktionenziele für Energieverbräuche und Treibhausgasemissionen bis 2050 über konkrete Zwischenziele. Diese Ziele werden durch den „Klimaschutzplan 2050“ ergänzt, den die Bundesregierung im November 2016 zur nationalen Umsetzung des Vertrags der Weltklimakonferenz in Paris 2015 verabschiedet hat.⁶ Darin werden für einzelne Sektoren zusätzliche konkrete Minderungsziele bis zum Jahr 2030 genannt.

⁵ BMWi 2010.

⁶ BMUB 2016.

Die genannten Beschlüsse bilden den Rahmen und den zentralen Treiber für den Umbau des Energiesystems bis 2050. Rund 85 Prozent der Treibhausgasemissionen werden heute durch die Nutzung fossiler Energieträger zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen verursacht, und 99 Prozent dieser energiebedingten Treibhausgasemissionen sind Emissionen von CO₂.⁷ Energiebedingte CO₂-Emissionen spielen insofern zur Erreichung der angestrebten Klimaschutzziele die zentrale Rolle.

Um den Begriff Sektorkopplung oder Sektorenkopplung und die für einzelne Sektoren festgeschriebenen Minderungsziele zu erläutern, sind eine Definition des Sektor-Begriffes und ein Blick auf die Energieverbräuche der einzelnen Sektoren sinnvoll. Der Begriff Sektor bezieht sich im Wesentlichen auf die Nutzungsarten des Energieverbrauchs. Im einfachsten Fall unterscheidet man die drei Sektoren *Stromverbrauch*, *Mobilität/Verkehr* und *Wärmeverbrauch*, wobei der Wärmesektor oft auch noch in die zwei Sektoren *Niedertemperaturwärme* (Raumheizung und Warmwasser) und *Prozesswärme* (Industrie) unterteilt wird. Andere Sektorenaufteilungen wie zum Beispiel im Klimaschutzplan beziehen zum Beispiel noch die Landwirtschaft mit ein.

Zum Verständnis der vor uns liegenden Aufgabe ist es hilfreich, sich die heutigen Energieverbräuche in den genannten vier Energiesektoren etwas genauer anzuschauen (siehe Abbildung 1). Man erkennt, dass der Strom nur einen Anteil von etwa 20 Prozent am Endenergieverbrauch hat, obwohl er in der öffentlichen Diskussion bei Weitem dominiert. Dagegen machen die beiden Wärmesektoren zusammen etwa 50 Prozent des Endenergieverbrauchs und der Sektor Verkehr rund 30 Prozent aus. Wegen ihres großen Anteils sind diese drei Sektoren neben dem Strom deshalb für die Emissions- und Verbrauchsbilanz von großer Bedeutung. Das wird auch deutlich, wenn man den hohen Anteil von überwiegend fossilen Brenn- und Kraftstoffen betrachtet und dabei berücksichtigt, dass auch die Stromerzeugung derzeit noch zu etwa der Hälfte auf fossilen Brennstoffen beruht.⁸ Die Größe der vor uns liegenden Aufgabe wird dadurch noch unterstrichen, dass der Anteil der in den letzten Jahren stark ausgebauten erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik an der Stromerzeugung heute zwar bereits gut 20 Prozent beträgt, dass aber diese beiden erneuerbaren Energiequellen bisher nur etwa 4 Prozent zum gesamten Endenergieverbrauch beitragen. Aus der Abbildung wird unmittelbar klar, dass eine getrennte Betrachtung der Sektoren nicht zielführend ist, sondern nur mit einem sektorübergreifenden Umbau des gesamten Energiesystems die ehrgeizigen Ziele der Energiewende realisiert werden können. Diese ganzheitliche Entwicklung eines integrierten Energiesystems wird deshalb häufig mit dem Begriff Sektorkopplung identifiziert beziehungsweise beschrieben.

⁷ UBA 2016-2.

⁸ Die Stromerzeugung war im Jahr 2016 für rund 40 Prozent der CO₂-Emissionen in Deutschland verantwortlich (UBA 2017-1). Wie sich die CO₂-Emissionen auf die vier Nutzungsbereiche verteilen, ist in der Analyse »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems (Ausfelder 2017-1) in Kapitel 2.1, Abbildung 5, dargestellt.

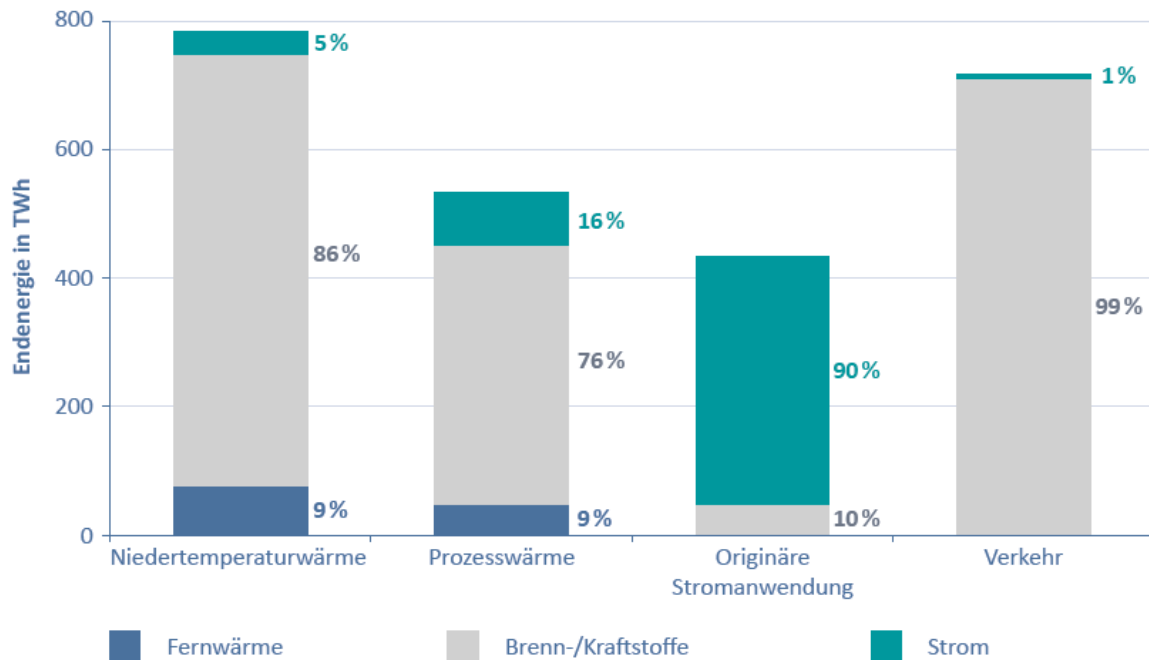


Abbildung 1: Endenergieverbrauch in Deutschland in den vier Nutzungsbereichen.⁹ Bei der Endenergie wird nach den drei Hauptformen Brenn- und Kraftstoffe, Strom und Fernwärme (Stand 2015) unterschieden. Zu den Brenn- und Kraftstoffen zählen feste, flüssige und gasförmige Energieträger fossiler und biogener Herkunft.

1.2 Durch Sektorkopplung zu einem integrierten, nachhaltigen Energiesystem

Wenn man die genannten 85 Prozent der Treibhausgasemissionen beim Verbrennen fossiler Energieträger reduzieren will, gibt es langfristig vor allem zwei entscheidende Hebel:¹⁰ erstens den Energieverbrauch zu senken und zweitens Energieerzeugungsmethoden einzusetzen, die keine oder deutlich weniger CO₂-Emissionen als die fossilen verursachen. Das bedeutet zum einen, Umwandlungseffizienzen zu steigern und Energie einzusparen, und zum anderen, sehr viel stärker als bisher auf „Sektorkopplung“ zu setzen. Unter Sektorkopplung fällt beispielsweise der Ansatz, erneuerbare Energien in allen Bereichen der Energieversorgung – direkt oder indirekt – einzusetzen und das Energiesystem sektorübergreifend zu optimieren. Die noch starren Grenzen zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr mit ihren unterschiedlichen Infrastruktursystemen, Märkten und Regulierungen müssen dabei aufgebrochen und Energieträger wie Strom, Erdgas, synthetische Brenn- und Kraftstoffe oder Biomasse flexibel und bedarfsgerecht in allen Anwendungsbereichen eingesetzt werden. Weil das Potenzial anderer regenerativer Energien wie Wasserkraft, Biomasse und Geothermie in Deutschland begrenzt ist, werden insbesondere Windkraft und Photovoltaik zur Bereitstellung von Wärme und Mobilität verwendet werden müssen.

Um Strom aus Wind und Sonne im Sinne der Sektorkopplung im Wärme- und Verkehrssektor zu nutzen, stehen grundsätzlich drei Ansätze zur Verfügung. Diese sind nicht als Alternativen, sondern als Kompo-

⁹ BMWi 2017-2.

¹⁰ Technologien zur Speicherung von Kohlenstoff unter der Erde (Carbon Capture and Storage, CCS) werden hier nicht in Betracht gezogen.

nenten im Energiesystem der Zukunft zu verstehen, wobei ihre jeweilige Gewichtung unterschiedlich sein kann und von Rahmenbedingungen, Bürgerwillen und Marktlage abhängen wird:

1. **Direkte Elektrifizierung:** Brenn- und kraftstoffbetriebene Anwendungen werden auf Strom umgestellt. Prominente Beispiele sind Elektroautos und Wärmepumpen.
2. **Wasserstoff:** Strom wird verwendet, um mittels Elektrolyse Wasserstoff herzustellen. Dieser wird gespeichert und über Gasturbinen rückverstromt oder über stationäre beziehungsweise mobile Brennstoffzellen in Strom umgewandelt, der als Beitrag zur dezentralen Stromversorgung oder zum Fahrzeugantrieb dient. Darüber hinaus kann Wasserstoff in chemischen Prozessen in der Industrie eingesetzt werden.
3. **Synthetische Brenn- und Kraftstoffe:** Zusammen mit Kohlendioxid kann Wasserstoff in andere Energieträger wie Methan, Alkohole oder maßgeschneiderte synthetische Brenn- und Kraftstoffe umgewandelt werden. Diese sind gut speicherbar und können daher problemlos in herkömmlichen Verbrennungsprozessen eingesetzt werden. Synthetisch hergestellte Kohlenwasserstoffe können in der chemischen Industrie Stoffe fossiler Herkunft ersetzen.

Im Gegensatz zur direkten Elektrifizierung werden die Wege über Wasserstoff und synthetische Brenn- und Kraftstoffe manchmal auch als **indirekte Elektrifizierung** bezeichnet.

Zusätzlich bietet sich der verstärkte Ausbau alternativer erneuerbarer Energiequellen an:

4. **Biomasse, Solarthermie und Geothermie:** Diese alternativen erneuerbaren Energiequellen können die Energieerzeugung ergänzen und sind deshalb auch mögliche Komponenten der Sektorkopplung. Sie können in verschiedenen Bereichen einen Teil des Energiebedarfs emissionsarm decken und gezielt dann eingesetzt werden, wenn andere nachhaltige Lösungen nicht oder nicht kostengünstig zur Verfügung stehen oder aus anderen Gründen nicht akzeptabel erscheinen.

Heute spielt die Sektorkopplung in der Energieversorgung eine untergeordnete Rolle: Bislang werden nur in wenigen Gebäuden Wärmepumpen genutzt, nur in wenigen Industrieprozessen wird Strom zum Heizen eingesetzt, und bis jetzt gibt es nur wenige Elektrofahrzeuge auf den Straßen. Wasserstoff wird heute fast ausschließlich (96 Prozent) mittels Dampfreformierung aus Erdgas und damit aus fossilen Quellen gewonnen¹¹, während synthetische Kraftstoffe wie beispielsweise Biodiesel oder Bioethanol in nennenswerter Menge bisher nur aus Biomasse erzeugt werden.

Sollen die CO₂-Emissionen aber stark gesenkt werden, führt kein Weg an einer stärkeren Kopplung der Sektoren und einem gesamtsystemischen Ansatz vorbei. Wenn man zudem die benötigten Energiemengen und potenziell zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energiequellen miteinander vergleicht, wird sehr deutlich, dass Strom aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen mit Abstand der wichtigste Energieträger sein wird.¹² Da deren Erzeugungskapazitäten sehr stark von Tageszeit und Wetterbedingungen abhängen, rückt ein wichtiger Aspekt zunehmend in den Fokus: Um die Versorgungssicherheit zu garantieren, muss das Energiesystem künftig ein hohes Maß an **Flexibilität** bieten, um Erzeugung und Verbrauch jederzeit miteinander in Einklang bringen zu können. Dazu werden voraussichtlich sowohl regelbare

¹¹ Decourt et al. 2014.

¹² Vgl. hierzu zum Beispiel in Ausfelder et al. 2017-1, Kapitel 5.3.

(thermische) Kraftwerke als auch Energiespeicher aller Art beitragen, aber auch der Energieverbrauch wird durch intelligente Steuerungssysteme und entsprechende Marktmodelle stark flexibilisiert werden müssen.

Speziell die Sektorkopplung kann in diesem Zusammenhang sehr wichtige Flexibilisierungsbeiträge leisten: Energie kann in Wärmespeichern oder chemischen Energieträgern wie Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen gespeichert werden. Wärmeerzeugung, Wärmespeicherung und Wärmeverbrauch lassen sich auch in kleineren Einheiten durch Verwendung verschiedener, tageszeitlich und saisonal variabler Energieträger optimieren (beispielsweise in KWK-Anlagen). Und die Kombination von direkter Stromnutzung und Brennstoffzellentechnik beziehungsweise Verbrennungsmaschinen mit synthetischen Kraftstoffen bietet flexible Lösungen für die Mobilität oder dezentrale Stromversorgungen.

1.3 Methodik

Die Stellungnahme basiert auf den Ergebnissen zahlreicher Expertendiskussionen, einem Vergleich unterschiedlicher (publizierter) Szenarien zur langfristigen Entwicklung des deutschen Energiesystems und eigenen Modellrechnungen. Die methodische Vorgehensweise, eine detailliertere Dokumentation der Annahmen und Untersuchungsergebnisse sowie eine ausführliche Diskussion der Folgerungen sind in der Analyse *»Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems* dargelegt.¹³ Im Folgenden werden nur einige Hinweise zum besseren Verständnis der Aussagen und Schlussfolgerungen gegeben.

Im Rahmen der **Expertendiskussionen** wurden sowohl Technologieoptionen auf Basis verfügbarer Daten und Quellen qualitativ und – soweit möglich – quantitativ analysiert als auch ökonomische, regulatorische und gesellschaftliche Herausforderungen und Lösungsansätze herausgearbeitet. Die Expertendiskussionen fanden zunächst innerhalb der Arbeitsgruppe „Sektorkopplung“ des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ statt. Später wurden auch Expertinnen und Experten aus Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und zivilgesellschaftlichen Organisationen einbezogen, etwa über das Format „Trialog“ der HUMBOLDT-VIADRINA Governance Plattform, über Diskussionsforen im Rahmen der ESYS-Jahresveranstaltung und über ein Fachgespräch zu Zwischenergebnissen der Arbeitsgruppe.¹⁴

Für den **Szenarienvergleich** wurden im Sinne einer Metaanalyse mehrere aktuelle Studien ausgewertet und einzelne Energieszenarien im Hinblick auf die Rolle und Ausprägung der Sektorkopplung verglichen. Die Szenarien haben alle einen Zeithorizont bis zum Jahr 2050, beruhen aber auf unterschiedlichen Energiesystemmodellen und unterscheiden sich teilweise deutlich hinsichtlich der Annahmen und Schwerpunktsetzungen. Sie decken somit eine große Spannweite möglicher Entwicklungen des Energiesystems ab.¹⁵ Die Ziele zur Reduktion der CO₂-Emissionen reichen dabei von 80 bis 100 Prozent im Jahr 2050.

¹³ Vgl. hierzu Ausfelder et al. 2017-1.

¹⁴ Die Ergebnisse des Trialogs „Sektorkopplung – von der Stromwende zur Energiewende“ wurden in einem Bericht zusammengefasst (siehe Höh et al. 2016). Der Trialog fand am 11. Juli 2016 und das Fachgespräch am 9. Mai 2017 in der Geschäftsstelle des Projektes statt (ESYS 2017 und ESYS 2016).

¹⁵ Folgende sechs Szenarien wurden für den Vergleich ausgewählt: das „Zielszenario“ aus der Studie „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“ (Prognos et al. 2014), das „Klimaschutzszenario 95“ aus der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut/Fraunhofer ISI 2015), die Studie „Treibhausgasneutrales

Technologien der Sektorkopplung kommen in allen betrachteten Szenarien zum Einsatz, allerdings in unterschiedlichem Maße. So spielen Wärmepumpen, Elektromobilität, Wasserstoffherzeugung, Methanisierung und Bioenergie in den verschiedenen Szenarien unterschiedlich große Rollen.

Bei den **eigenen Modellrechnungen** wurden mit dem Simulations- und Optimierungsmodell REMod-D¹⁶ des Fraunhofer ISE verschiedene mögliche Systementwicklungen berechnet. Dabei wurden jeweils unterschiedliche Minderungsziele für die CO₂-Emissionen vorgegeben, die jeweils jahresscharf einzuhalten waren. Für den vorgegebenen Reduktionspfad berechnete das Modell die zeitliche Entwicklung der Zusammensetzung aller relevanten Erzeuger, Wandler, Speicher und Verbraucher des Energiesystems, mit denen die Gesamtkosten des Energiesystems beziehungsweise des Transformationspfades möglichst niedrig ausfielen. Die Berechnung beinhaltet auch die Kosten für die Infrastruktur wie Netzausbau oder Ladeinfrastrukturen, die als Kostenaufschläge berücksichtigt wurden, jedoch nicht durch eine Netzausbildung direkt im Modell. Der Verbrauch musste dabei jederzeit stundengenau gedeckt sein¹⁷, die CO₂-Obergrenzen in jedem Jahr eingehalten werden. Das Ziel war dabei nicht, eine Zukunftsprognose abzugeben. Vielmehr sollte untersucht werden, wie sich die energiebedingten CO₂-Emissionen entsprechend einem vorgegebenen Reduktionsziel zu den geringstmöglichen Gesamtkosten senken lassen, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Eine weitere Motivation für die aufwendigen Rechnungen war, mehr über die systemischen Zusammenhänge und Parameterabhängigkeiten des deutschen Energiesystems zu erfahren und die Sensibilität für verschiedene Randbedingungen zu testen.^{18,19}

Deutschland im Jahr 2050“ (UBA 2013), das Szenario „85/amb/Mix/beschl.“ aus der Studie „Was kostet die Energiewende?“ (Fraunhofer ISE 2015), das „Sektorübergreifende Zielszenario 2050“ aus der Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ (Fraunhofer IWES et al. 2015) sowie das Szenario „100-II“ aus der Studie „GROKO – II Szenarien der deutschen Energieversorgung auf der Basis des EEG-Gesetzentwurfs – insbesondere Auswirkungen auf den Wärmesektor“ (Nitsch 2014).

¹⁶ Weiterführende Informationen zu dem Modell REMod-D finden sich in Henning et al. 2017, Palzer 2016 und Fraunhofer ISE 2015.

¹⁷ Der Verbrauch für herkömmliche Stromanwendungen, für die Prozesswärme der Industrie und für Warmwasser ist stundenscharf vorgegeben. Die originäre Stromnachfrage bleibt dabei auf dem heutigen Niveau von etwa 500 Terawattstunden, der Prozesswärmebedarf der Industrie bei 440 Terawattstunden. Im Verkehrssektor gehen die Anzahl der Lkw und Pkw und ihr zeitlich aufgelöstes Fahrverhalten als Annahmen in die Berechnung ein, wobei angenommen wurde, dass die Anzahl der Pkw bis 2050 um 5 Prozent sinkt, die der Lkw hingegen um 5 Prozent zunimmt. Der Raumwärmebedarf hingegen berechnet sich innerhalb des Modells anhand heutiger Lastkurven, aber in Abhängigkeit vom Standard der Gebäudedämmung.

¹⁸ Die Annahmen, die in die Modellrechnungen eingingen, werden in Ausfelder et al. 2017-1, Kapitel 5.1 diskutiert. Alle Annahmen (wie Zinssätze, Biomasseverfügbarkeit, Kostenkurven etc.) werden zudem als Materialien (Henning et al. 2017) veröffentlicht.

¹⁹ In den Modellrechnungen wird angenommen, dass die Preise für fossile Brennstoffe konstant auf dem heutigen Niveau bleiben (siehe Ausfelder et al. 2017-1, Kapitel 5.2). Preisschwankungen in einer gewissen Bandbreite, die an den Märkten immer auftreten, würden die Ergebnisse der Rechnungen nicht wesentlich verändern. Entscheidender ist jedoch, dass von keinem starken Kostenanstieg bis 2050 ausgegangen wird. Der Preis für Erdgas unterlag in den vergangenen Jahren teilweise recht starken Schwankungen (10 bis 30 Euro; EEX 2017). Der Preis von 33,1 €/MWh, der zu Beginn der Rechnungen festgelegt wurde, liegt über dem heutigen Wert von etwa 17 €/MWh (EEX 2017). Erfahrungen mit dem Rechenmodell REMod legen allerdings nahe, dass sich die Systemzusammensetzungen bei fixen Werten der zulässigen CO₂-Emissionen durch einen niedrigeren Erdgaspreis nur geringfügig ändern.

Als wichtiges Ergebnis konnte mit dem Rechenmodell beispielsweise der Bedarf verschiedener Systemkomponenten ermittelt werden, die zu einem kostenoptimierten Transformationspfad bei gegebenen Bedingungen führen. Dazu gehören beispielsweise die Kapazitäten der verschiedenen Erzeugungsanlagen (konventionelle Kraftwerke, verschiedene Erneuerbare-Energien-Anlagen), Wandlungsanlagen wie Elektrolyseure, Speichersysteme wie Batteriespeicher oder thermische Speicher (in Einzelgebäuden und für Wärmenetze), Effizienzmaßnahmen wie die energetische Sanierung des Gebäudebestands sowie die Zusammensetzung der Fahrzeugflotten. Unter gewissen Annahmen konnten auch Gesamtkosten für verschiedene Reduktionsziele miteinander verglichen und Aussagen über die zeitliche Entwicklung aller genannten Parameter getroffen werden.

Insgesamt wurden sieben Modellrechnungen mit unterschiedlichen Annahmen durchgeführt: Vor allem wurde untersucht, welche Auswirkungen unterschiedliche CO₂-Reduktionszielwerte bis zum Jahr 2050 auf die Entwicklung des Gesamtsystems haben. In vier Rechnungen wurden daher die energiebedingten CO₂-Emissionen auf 60 Prozent, 75 Prozent, 85 Prozent und 90 Prozent bis 2050 gesenkt.

In einem zweiten Schritt wurde untersucht, welchen Einfluss der vermehrte Einsatz von Wasserstoff oder von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen auf das Gesamtsystem hat. Wird die Auswahl der Technologien dem Modell frei überlassen, wird Strom vor allem direkt verwendet. Die Entscheidungen der Verbraucherinnen und Verbraucher für ein Elektroauto, ein Brennstoffzellenfahrzeug oder ein Fahrzeug mit Verbrennungsmotor hängen jedoch neben den Kosten von vielen anderen Faktoren ab, die in den Modellrechnungen nicht abgebildet werden können. Daher wurden zwei weitere Modelle mit dem CO₂-Reduktionsziel von 85 Prozent berechnet, die jedoch unterschiedliche Technologievorgaben hatten: Im ersten werden die Marktanteile von Wasserstofffahrzeugen bis zum Jahr 2050 auf 100 Prozent festgelegt, gleichzeitig kommt Wasserstoff in der Wärmeversorgung stärker zum Einsatz. Im zweiten Modell wurde der Anteil der Wärmepumpen auf 40 Prozent und der der batterieelektrischen Fahrzeuge auf 50 Prozent beschränkt, sodass Raumheizungen und Fahrzeuge hauptsächlich mit synthetischen Brenn- beziehungsweise Kraftstoffen oder Gasen betrieben werden.

In allen Modellrechnungen mit dem CO₂-Reduktionsziel von mindestens 85 Prozent erreicht die installierte Kapazität an Windkraft- und Photovoltaikanlagen die angesetzte Obergrenze von summarisch 500 Gigawatt, die sich aufgrund der begrenzten verfügbaren Flächen in Deutschland ergibt und im Modell hinterlegt ist. Daher wurde in einem letzten Schritt ein zusätzliches Modell mit verschiedenen Annahmen berechnet, die den Ausbaubedarf an Windkraft und Photovoltaik möglichst gering halten sollen. Dazu zählen Energieeinsparungen, eine verstärkte Nutzung der Solarthermie sowie die Möglichkeit, über einen Ausbau der Kuppelstellen in den elektrischen Netzen mehr Strom mit den Nachbarländern auszutauschen.

2 Technologieoptionen für die zukünftige Energieversorgung

Mit dem Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen wurde für die Stromerzeugung bereits ein technisch gangbarer Weg gefunden, fossile Energieträger durch erneuerbare zu ersetzen. Um die politisch beschlossenen Klimaschutzziele zu erreichen, müssen jedoch auch im Wärme- und Verkehrsbereich zunehmend klimaneutrale Energieträger als Ersatz für die herkömmlichen fossilen Brenn- und Kraftstoffe zum Einsatz gelangen. Bisher wird in diesen Sektoren hauptsächlich die nur begrenzt verfügbare Bioenergie genutzt, um den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen. Beispiele sind Beimischungen biogener Kraftstoffe im Verkehrsbereich oder Festholz, Pellets und Biogas zum Heizen. Strom dagegen spielt bei der Wärmeversorgung und im Verkehr bislang nur eine untergeordnete Rolle (Abbildung 1).

Nachfolgend werden in diesem Kapitel zunächst technologische Optionen der zukünftigen Energieversorgung in den drei wichtigen Verbrauchsbereichen Wärmeversorgung des Gebäudesektors (Abschnitt 2.1), Verkehr (2.2) und Industrieprozesse (2.3) betrachtet. Dabei wird insbesondere der Aspekt der möglichen Nutzung von Strom als Alternative zu heute genutzten fossilen Energieträgern diskutiert. Anschließend wird die Entwicklung des Stromsektors beleuchtet, einerseits hinsichtlich des Ausbaus der aus heutiger Sicht dominanten Erzeugungstechnologien Photovoltaik und Windenergie (2.4) und andererseits hinsichtlich des damit verknüpften Bedarfs an Speichern und Reservekraftwerken (2.5) und der dafür zur Verfügung stehenden technischen Optionen. Chemische Energieträger werden auch langfristig eine wesentliche Rolle spielen, da sie bedarfsgerecht zur Verfügung stehen. Neben der Biomasse und den daraus herstellbaren Brenn- und Kraftstoffen (2.6) sind Wasserstoff und daraus gewonnene synthetische Energieträger auf Basis von Kohlenwasserstoffen (2.7) eine Option der zukünftigen Energiewirtschaft. Schließlich werden Betrachtungen zu den Kosten der Transformation des gesamten Energiesystems durchgeführt (2.8) und abschließend aus heutiger Sicht absehbare Phasen der Energiewende diskutiert (2.9).

Dabei folgt die Argumentation durchgängig einer systemischen Betrachtung; nur eine solche Herangehensweise, bei der die vielfältigen und zunehmenden Wechselbeziehungen zwischen den verschiedenen Sektoren und Energieträgern Berücksichtigung finden, wird dem zukünftigen komplexen Energiesystem gerecht. Energieeffizienz sowie Konzepte zur Reduktion des Verbrauchs sind immanenter Bestandteil dieser systemischen Herangehensweise. An etlichen Stellen wird deutlich gemacht, dass erfolgreich umgesetzte Maßnahmen, die ein Weniger an bereitzustellender Energie ermöglichen, nicht nur zu niedrigeren Gesamtkosten führen, sondern vor allem auch die notwendige zu installierende Leistung der Wandler erneuerbarer Energien – vor allem Sonne und Wind – begrenzen. Dies ist nicht zuletzt vor dem Hintergrund einer wachsenden gesellschaftlichen Skepsis insbesondere gegenüber einem weiteren massiven Ausbau von Windkraftanlagen und einem weiteren großflächigen Anbau von Biomasse für energetische Nutzung ein maßgeblicher Gesichtspunkt

2.1 Wärmebereitstellung im Gebäudesektor

Die Bundesregierung strebt langfristig einen „klimaneutralen Gebäudebestand“ an. Dafür soll der Anteil fossiler Primärenergie für den Gebäudebestand auf maximal 20 Prozent des heutigen Wertes reduziert werden.²⁰ Der größte Anteil des Energieverbrauchs in Gebäuden entfällt auf die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme für Heizung und Warmwasser. Welche Mengen an Brennstoffen dafür ersetzt werden müssen, zeigt ein Blick auf den heutigen Verbrauch: Der Endenergieverbrauch lag im Niedertemperaturbereich im Mittel der Jahre 2011 bis 2015 bei rund 780 Terawattstunden, was einem Anteil von rund 32 Prozent am gesamten Endenergieverbrauch Deutschlands entspricht (siehe Abbildung 2). Auf Ein- und Zweifamiliengebäude sowie auf Nichtwohngebäude entfallen je knapp 40 Prozent und auf Mehrfamiliengebäude etwas über 20 Prozent. Der gesamte Endenergiebedarf für Niedertemperaturwärme in Gebäuden teilt sich in rund 660 Terawattstunden für Raumwärme und 120 Terawattstunden für Warmwasser auf.²¹ Die damit verknüpften CO₂-Emissionen betrugen im Jahr 2014 rund 175 Millionen Tonnen und machten damit knapp 20 Prozent aller Treibhausgasemissionen Deutschlands aus. Da die Potenziale zur Reduktion des Raumwärmebedarfs durch Maßnahmen des baulichen Wärmeschutzes begrenzt sind, sind effiziente Wandlungstechniken sowie erneuerbare Energieträger unverzichtbar, um die Treibhausgasemissionen in diesem Bereich auf die angestrebten Zielwerte zu reduzieren.

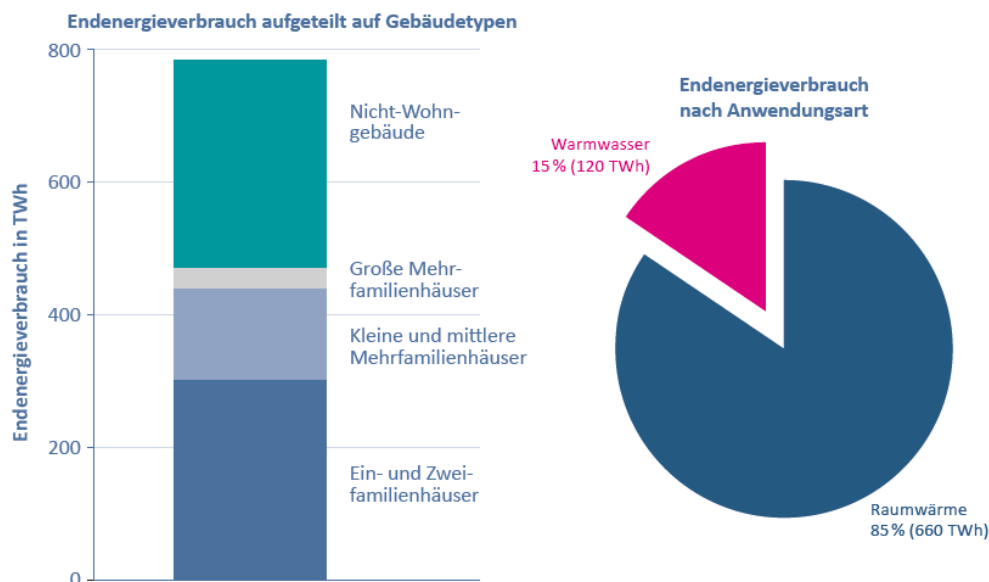


Abbildung 2: Endenergieverbrauch für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme in Gebäuden. Dargestellt ist die Aufteilung nach Gebäudetypen im Jahr 2015 (links) und nach Anwendungsart gemittelt zwischen 2011 und 2015 (rechts).²²

²⁰ BMWi 2015.

²¹ Die Werte schwanken aufgrund der Wetterbedingungen; die angegebenen Werte sind jeweils die Mittelwerte der Jahre 2011 bis 2015 basierend auf BMWi 2017-1.

²² Eigene Berechnungen, auf Grundlage der Daten von BMWi 2017-1 sowie Palzer 2016.

2.1.1 Reduktion der CO₂-Emissionen für Wärme in Gebäuden

Die Höhe der CO₂-Emissionen für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme hängt von zwei Faktoren ab: dem Energiebedarf und den mittleren spezifischen CO₂-Emissionen der Bereitstellungstechniken, also der ausgestoßenen CO₂-Menge pro bereitgestellter Menge Nutzenergie. Die CO₂-Emissionen können demnach einerseits durch energetische Sanierung des Gebäudesektors reduziert werden, da hierdurch der Bedarf an Raumwärme direkt verringert wird. Andererseits können Wärmebereitstellungstechniken verwendet werden, die geringere CO₂-Emissionen verursachen.

Der Warmwasserbedarf in privaten Haushalten steigt aus Komfortgründen kontinuierlich leicht an, mit Blick auf den stetig sinkenden Raumwärmebedarf der Gebäude nimmt er an Bedeutung zu. Der Raumwärmebedarf hängt primär von zwei Faktoren ab: der Entwicklung der beheizten Wohnfläche und der Entwicklung im Bereich des baulichen Wärmeschutzes. Eine Absenkung des Raumwärmebedarfs des Gebäudesektors durch Maßnahmen des baulichen Wärmeschutzes ist allerdings aufgrund von Dämmrestriktionen und unter Beachtung wirtschaftlicher Gesichtspunkte realistischer Weise auf rund 45 bis 60 Prozent des heutigen Wertes begrenzt.²³ Um die CO₂-Emissionen im Niedertemperaturwärmebereich auf maximal 20 Prozent des heutigen Wertes zu reduzieren, müssen demnach die spezifischen CO₂-Emissionen für die Wärmebereitstellung auf etwa ein Drittel des heutigen Wertes reduziert werden, also von einem mittleren Wert von 224 g/kWh auf rund 65 bis 85 g/kWh.²⁴ Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 3 veranschaulicht.

²³ Henning et al. 2013.

²⁴ Zum Vergleich: Die spezifischen Emissionen eines modernen Erdgas-Brennwertkessels betragen bei einem Nutzungsgrad von 90 Prozent rund 240 g/kWh (spezifische Emission von Erdgas bezogen auf Brennwert: 217 g/kWh inklusive Vorketten) und bei einer elektrischen Wärmepumpe mit einer Arbeitszahl von 3 rund 176 g/kWh bei Verwendung der mittleren CO₂-Emissionen des heutigen Strommix (2016: 527 g/kWh).

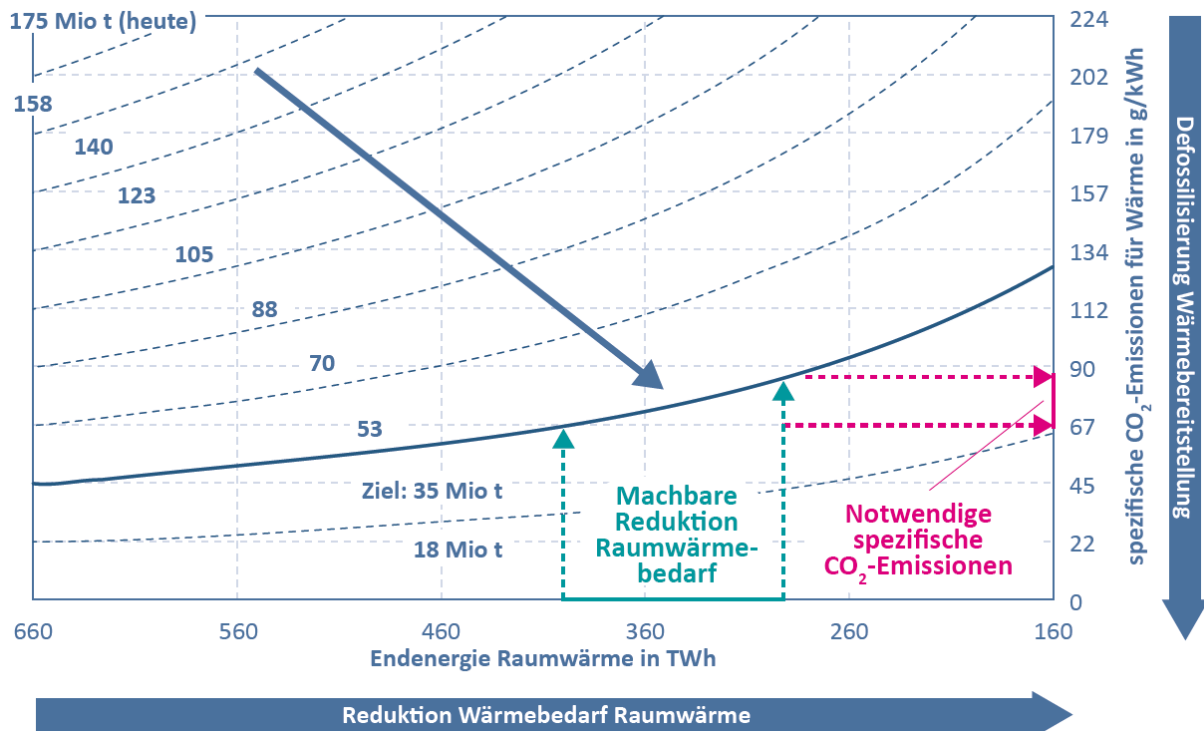


Abbildung 3: Mögliche Reduktion der CO₂-Emissionen für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme in Gebäuden. Heute betragen die CO₂-Emissionen hierfür insgesamt 175 Millionen Tonnen. Die gestrichelten Linien entsprechen reduzierten Absolutwerten dieser Emissionen. Eine Reduktion um 80 Prozent bedeutet eine Reduktion auf 35 Millionen Tonnen CO₂ (durchgezogene Linie). Gelingt es, den Endenergiebedarf für Raumwärme durch Maßnahmen des baulichen Wärmeschutzes um 40 bis 55 Prozent zu reduzieren, so dürfen pro Kilowattstunde bereitgestellter Wärme im Mittel nur noch etwa 65 bis 85 Gramm CO₂ ausgestoßen werden. Bei der Darstellung wurde davon ausgegangen, dass sich der Energiebedarf für Warmwasser nicht verändert.

Welche Optionen bestehen, um die CO₂-Emissionen für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme signifikant zu senken? Die Analyse der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems im Kontext des Zusammenspiels aller Sektoren und unter Berücksichtigung von systemischen Gesamtkosten liefert hier folgende Hauptergebnisse:

- Für die Zielerreichung erscheint nur ein Zusammenspiel aus der Reduktion des Raumwärmebedarfs durch Maßnahmen des baulichen Wärmeschutzes und von Lüftungswärmerückgewinnung einerseits und der Verwendung von Bereitstellungstechniken mit deutlich reduzierten CO₂-Emissionen andererseits sinnvoll. Aus Kostengründen erscheint es dabei nicht optimal, die technischen Möglichkeiten im Bereich der energetischen Sanierung voll auszureizen.
- Um die spezifischen CO₂-Emissionen bei der Verwendung von Brennstoffen zu reduzieren, ist eine effizientere Wandlung möglich. Die wichtigsten Techniken hierfür sind Gaswärmepumpen und Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung.
- Eine wesentliche Rolle spielt der Einbezug erneuerbarer Energien. Dabei kommen als lokal im Gebäude nutzbare erneuerbare Energien insbesondere Solarenergie (Solarthermie, Photovoltaik) und Umweltenergie (Erdreich, Außenluft) in Verbindung mit Wärmepumpen in Betracht.

- Für die dezentrale Wärmeversorgung in Einzelgebäuden erweisen sich insbesondere elektrische Wärmepumpen aus systemischer Sicht als zentrale Bausteine, ohne deren Einsatz im großen Maßstab Klimaschutzziele im Gebäudebereich mittel- und langfristig schwer erreichbar erscheinen.
- Wärmenetzen kommt auch zukünftig eine Bedeutung zu. Neben großen städtischen Fernwärmenetzen in dichten urbanen Räumen können auch kleinere Wärmenetze in städtischen Quartieren eine sinnvolle Option sein.

Die zwei zuletzt genannten Punkte betreffen wesentlich das Thema Sektorkopplung und werden nachfolgend stärker im Detail ausgeführt.

2.1.2 Dezentrale Wärmebereitstellung in Einzelgebäuden

Niedertemperaturwärme wird heute in erster Linie durch die direkte Verbrennung von Brennstoffen erzeugt. Hierfür wird in erster Linie Erdgas und Heizöl eingesetzt und zu kleineren Anteilen Biomasse. Moderne Kessel, die den Brennwert des Brennstoffs nutzen, haben Wirkungsgrade erreicht, die durch technische Weiterentwicklung nicht mehr gesteigert werden können. Insofern können Verfahren mit direkter Verbrennung in Heizkesseln nur dadurch mit niedrigen CO₂-Emissionen betrieben werden, dass Brennstoffe mit entsprechend niedrigeren spezifischen CO₂-Emissionswerten verwendet werden. Infrage kommen hierfür vorwiegend Brennstoffe aus Biomasse und längerfristig synthetische chemische Energieträger, die mit Strom aus erneuerbaren Quellen hergestellt werden.

Die systemische Analyse unter Einbeziehung des Zusammenspiels aller Sektoren und Berücksichtigung der systemischen Gesamtkosten zeigt jedoch, dass ein hoher Anteil der direkten Nutzung von Strom vorteilhaft gegenüber Techniken der direkten Verbrennung ist. Vor allem elektrische Wärmepumpen sollten demnach eine zentrale Rolle für die zukünftige Versorgung des Gebäudesektors mit Niedertemperaturwärme spielen. Diesem Resultat steht allerdings ein niedriger Marktanteil elektrischer Wärmepumpen heute gegenüber: Bei rund 10 Prozent aller neu installierten Heizungsanlagen werden Wärmepumpen verwendet, bei Neubauten liegt der Anteil bei rund 30 Prozent. Außerdem werden heute Wärmepumpen vor allem im Bereich der Ein- und Zweifamiliengebäude eingesetzt. Hier beträgt der Anteil an allen Heizungsanlagen heute etwa 5 Prozent, während der Anteil im Bereich der Mehrfamiliengebäude bei weniger als 1 Prozent liegt.

Hemmnisse für eine größere Verbreitung von Wärmepumpen sind vielfältig:

- **Kosten:** Aus Nutzersicht wirken insbesondere die hohen Kosten prohibitiv. Einerseits sind die Anschaffungs- und Installationskosten von elektrischen Wärmepumpen höher als diejenigen von Heizkesseln. Andererseits ist der Endkundenpreis von Strom heute so viel höher als der Endkundenpreis von Erdgas oder Heizöl, dass sich auch bei einer Betrachtung der Lebenszykluskosten in der Regel kein wirtschaftlicher Vorteil bei Verwendung von Wärmepumpen ergibt.
- **Heizungseinbindung:** Die Effizienz von Wärmepumpenanlagen hängt stark von der Temperatur ab, bei der Wärme abgegeben wird: Je niedriger diese Temperatur, umso höher die Effizienz. Niedertemperaturübergabesysteme – wie zum Beispiel Fußbodenheizungen – sind insbesondere in Neubauten und sanierten Altbauten anzutreffen. Insofern ist der Einsatz von Wärmepumpen vor allem bei diesen Heizungssystemen sinnvoll, sodass Maßnahmen zur Förderung des Einsatzes von Wärmepumpen insbesondere auf diese Fälle abzielen sollten.

- Lastspitzen im Strombezug: Elektrische Wärmepumpen benötigen dann die höchste elektrische Leistung, wenn niedrige Außentemperaturen vorherrschen. Ein schneller Zubau von elektrischen Wärmepumpen kann deshalb zu einem Anstieg der notwendigen Spitzenleistung bei der Stromversorgung führen und elektrische Netze zusätzlich belasten. Lösungsansätze hierfür bieten einerseits die Kombination mit Wärmespeichern und andererseits sogenannte Hybridwärmepumpen. Hybridwärmepumpen (elektrische Grundlastwärmepumpe mit Spitzenlastkessel) sind eine Kombination aus elektrischer Wärmepumpe und Heizkessel und werden heute schon vielfach als Geräteeinheit im Kleinleistungsbereich für Ein- und Zweifamilienhäuser angeboten. Der Wärmepumpenteil deckt dabei einen Großteil des Energiebedarfs als Grundlastgerät und der Gas- oder Ölkessel die Spitzenlast ab. Durch die Verwendung zweier Energieträger ist im zukünftigen Energiesystem ein Umschalten – zum Beispiel je nach Strompreis beziehungsweise Stromangebot – möglich.
- Mehrfamiliengebäude: Für Mehrfamiliengebäude müssen angepasste Lösungen entwickelt werden. Dabei geht es einerseits um die Sicherstellung von ausreichend hohen Temperaturen für die Trinkwarmwasserbereitung²⁵ in Verbindung mit den hygienischen Anforderungen und andererseits um kostengünstige Lösungen für Niedertemperaturübergabesysteme im Gebäudebestand. Daneben sind auch Fragen der Schallemission, vor allem in eng bebauten städtischen Räumen, von Bedeutung.
- Ausführung: Die Ausführung der Installation von Wärmepumpenanlagen und des hydraulischen Systems hat einen großen Einfluss auf die Effizienz im Betrieb. Maßnahmen zu einer verstärkten Marktdurchdringung von Wärmepumpen sollten deshalb durch Maßnahmen flankiert werden, die eine hohe Qualität in der Breite sicherstellen. Dazu gehören zum Beispiel auch Aus- und Weiterbildungsinitiativen für Planer und Installateure.

Als erneuerbare Energiequelle kann in Gebäuden auch **Solarthermie** genutzt werden. Heute wird etwa ein Prozent des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser von Solarthermieranlagen gedeckt. Aufgrund des saisonalen Versatzes zwischen Solargewinnen und Raumwärmebedarf bietet sich die Nutzung von solarthermischen Anlagen insbesondere für die Warmwasserbereitung an und gegebenenfalls anteilig für die Bereitstellung von Raumwärme vor allem in Frühjahr und Herbst. Eine Übersicht über Wärmebereitstellungstechniken für Einzelgebäude und deren qualitative Bewertung finden sich im Anhang.

2.1.3 Wärmenetze

Städtische Fernwärmenetze können die Flexibilität des Gesamtsystems erhöhen und erweisen sich als interessante Option für Energiemanagement auf städtischer Ebene. Dabei spielt die Möglichkeit der In-

²⁵ Nach den gültigen Vorschriften muss bei großen Warmwasservolumina im Leitungsnetz und in Warmwasserspeichern, wie sie in Mehrfamiliengebäuden zum Einsatz kommen, einmal täglich die gesamte Wassermenge auf eine Temperatur von mindestens 60 Grad Celsius erwärmt werden, um einen zuverlässigen Legionellen-schutz sicherzustellen. In kleinen Gebäuden werden die entsprechenden Volumina nicht erreicht, weshalb hier eine geringere Anforderung besteht. Alternative Möglichkeiten wie Ultrafiltration oder die Sicherstellung regelmäßiger Zapfungen können möglicherweise dazu führen, dass zukünftig auch in Mehrfamiliengebäuden diese Temperaturanforderungen nicht mehr notwendig sind.

tegration kostengünstiger großer Wärmespeicher eine wichtige Rolle, da dadurch auch ein Energiemanagement in Wechselwirkung mit der Stromversorgung ermöglicht wird. So kann in Zeiten mit hohem Angebot elektrischen Stroms aus volatiler erneuerbarer Erzeugung Wärme in Großwärmepumpen oder Elektrodenheizkesseln erzeugt werden. Diese Wärme kann – je nach Bedarf zeitversetzt – für die Wärmeversorgung genutzt werden. Zu Zeiten nicht ausreichend hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien können KWK-Anlagen Strom und Wärme erzeugen. Größere Anlagen, die an ein Wärmenetz angeschlossen sind, arbeiten dabei kostengünstiger als Kleinstanlagen für Einzelgebäude. Zugleich können in Wärmenetzen weitere Wärmequellen genutzt werden, wodurch die Flexibilität und Effizienz weiter gesteigert werden können. Beispiele hierfür sind Abwärme aus der Industrie, Solarthermie oder auch tiefe Geothermie. Letztere hat in einigen deutschen Großstadträumen das Potenzial zur Bereitstellung großer Wärmemengen (zum Beispiel München). Hier sind weitere Arbeiten notwendig, um dieses Potenzial zu bewerten und gegebenenfalls zu erschließen.²⁶

Neben großen städtischen Fernwärmenetzen in dichten urbanen Räumen können auch kleinere Wärmenetze in städtischen Quartieren eine sinnvolle Option sein. An diese Wärmenetze können mehrere Gebäude oder Gebäudegruppen angeschlossen werden. Mithilfe von Speichern, die in Quartierslösungen kostengünstiger installiert werden können als in Einzelgebäuden, ergibt sich sowohl ein höheres Potenzial für den Eigenverbrauch lokal erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien als auch ein höheres Potenzial für stromnetzdienliches Verhalten. Bei entsprechenden Marktrahmenbedingungen können hier neue Geschäftsmodelle entstehen.

2.1.4 Fazit

Für das Erreichen der Klimaschutzziele im Wärmebereich stehen als grundsätzliche Optionen einerseits Maßnahmen zur Reduktion des Verbrauchs und andererseits der Einsatz von Techniken mit niedrigeren spezifischen Emissionen zur Verfügung. Keine dieser grundsätzlichen Optionen wird alleine zur Zielerreichung genügen. Eine direkte Stromnutzung für die Wärmebereitstellung scheint insbesondere dort zweckmäßig, wo der Einsatz elektrischer Wärmepumpen mit überschaubarem Aufwand machbar ist. Entwicklungsarbeiten zur Ausweitung möglicher Einsatzbereiche erscheinen vor diesem Hintergrund sinnvoll. Voraussichtlich wird es aber auch mittel- und langfristig Bereiche des Gebäudesektors geben, in denen eine Installation von elektrischen Wärmepumpen aus unterschiedlichen Gründen schwer umzusetzen ist. Deshalb sollten aus heutiger Sicht auch alle anderen technischen Optionen wie Gas- und Hybridwärmepumpen, Solarthermie und Blockheizkraftwerke weiter verfolgt werden. Auch Wärmenetzen kommt im zukünftigen Energiesystem eine wichtige Rolle zu, insbesondere in verdichteten städtischen Räumen. Diese Aussage wird auch von den Ergebnissen der Modellrechnungen gestützt: In den durchgeführten Untersuchungen (Modellrechnungen) werden zwischen 20 und 35 Prozent aller Gebäude mit Wärmenetzen versorgt.

²⁶ Dem Thema der städtischen Wärmeversorgung auf Basis tiefer Geothermie-Quellen widmet sich eine eigene Arbeitsgruppe von acatech.

2.2 Verkehrssektor

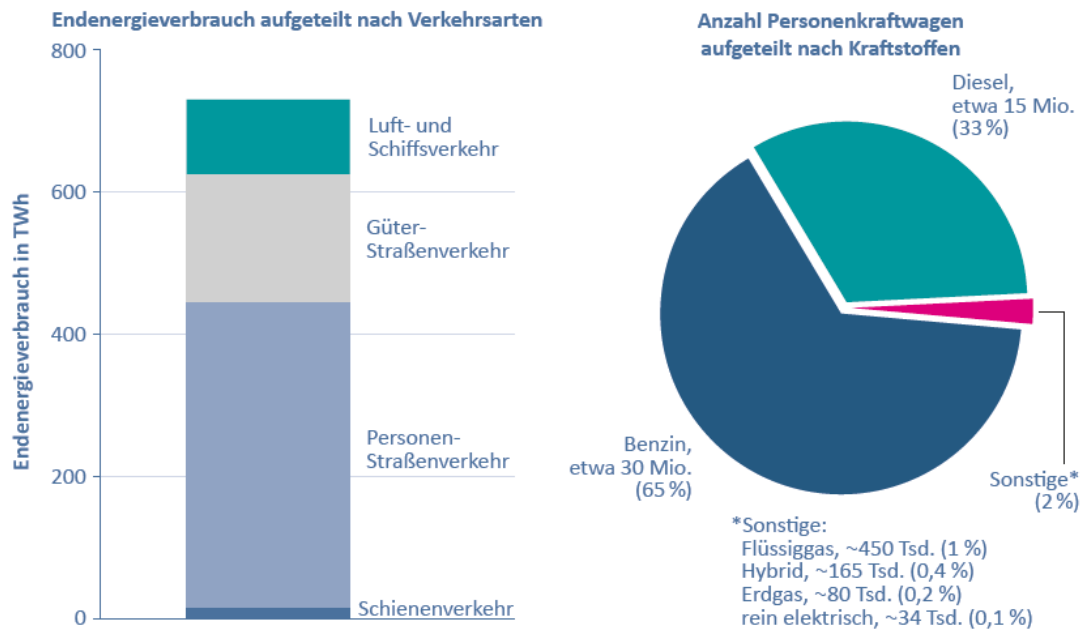


Abbildung 4: Zusammensetzung des Endenergiebedarfs im Verkehr im Jahr 2015 und Personenkraftwagen nach Kraftstoffen.²⁷

Im Verkehrssektor sind im Hinblick auf die Energiewendeziele bisher die geringsten Erfolge zu verzeichnen. Trotz ehrgeiziger Vorgaben der Bundesregierung (-10 Prozent bis 2020, -40 Prozent bis 2050) ist der Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich seit 1990 von etwa 600 Terawattstunden pro Jahr um rund 20 Prozent auf etwa 730 Terawattstunden pro Jahr gestiegen.²⁸ Dabei werden im Individualverkehr 76 Prozent der Personenkilometer mit benzin- oder dieselbetriebenen Autos zurückgelegt, im Güterverkehr entfallen auf Lkw 70 Prozent der Tonnenkilometer.²⁹ Strom trägt im Verkehrssektor heute lediglich mit 1 Prozent zum Endenergiebedarf bei,³⁰ hauptsächlich bei Eisenbahnen, U-Bahnen und Straßenbahnen. Der Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehr stagniert seit acht Jahren bei etwa 5 Prozent.³¹ Dieser Anteil stammt im Wesentlichen aus der Beimischung von Bioethanol und Biodiesel zu Kraftstoffen³² sowie aus dem Stromanteil erneuerbarer Energien der Bahn. Vor dem zusätzlichen Hintergrund einer erwarteten

²⁷ Eigene Berechnung auf Grundlage von AGEb 2017-1 und Kraftfahrt-Bundesamt 2017.

²⁸ BMWi 2017-1.

²⁹ Im Jahr 2012 wurden insgesamt 1.206 Milliarden Personenkilometer zurückgelegt: 76 Prozent motorisierter Individualverkehr, 5 Prozent Luftverkehr, 6 Prozent öffentlicher Straßenpersonenverkehr, 7 Prozent Eisenbahn und 6 Prozent Fuß- und Fahrradverkehr (BMVI 2014-1).

³⁰ BMWi 2017-1.

³¹ BMWi 2017-2.

³² Die CO₂-Bilanz von Biokraftstoffen wird kontrovers diskutiert und kann je nach eingesetzter Pflanze und Anbaustandort sehr unterschiedlich sein. Gemäß Nachhaltigkeitsvorgaben der EU müssen ab 2017 die CO₂-Emissionen von Biokraftstoffen mindestens 50 Prozent geringer sein als die von konventionellen Kraftstoffen (Richtlinie 2009/28/EG, in Deutschland umgesetzt durch die Biokraft-NachV 2009).

weiteren Steigerung der Verkehrsleistung³³ erscheint die Erreichung der geplanten Klimaschutzziele im Verkehrsbereich als sehr große Herausforderung.

2.2.1 Personenverkehr

Batterieelektrische Fahrzeuge ermöglichen eine effiziente Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien. Elektrische Antriebe sind geräuschärmer als Verbrennungsmotoren und erzeugen lokal keine gesundheitsschädlichen Emissionen wie Feinstaub und Stickoxide. Zudem besitzen sie höhere Wirkungsgrade als Verbrennungsmotoren: Würden alle konventionellen Pkw durch batteriebetriebene Elektrofahrzeuge ersetzt, ließe sich der Endenergiebedarf im Personenstraßenverkehr von etwa 400 Terawattstunden (vgl. Abbildung 4) auf rund 150 Terawattstunden reduzieren.³⁴ Derzeit sind die Anteile von Elektrofahrzeugen beim Neukauf von Pkw noch sehr gering.³⁵ Gründe sind unter anderen die derzeit hohen Anschaffungskosten, die beschränkte Reichweite und eine noch lückenhafte Ladeinfrastruktur. Das Ziel der Bundesregierung von einer Million Elektroautos im Jahr 2020 scheint vor dem Hintergrund der aktuellen Zahlen kaum zu erreichen: Von den knapp 46 Millionen zugelassenen Pkw in Deutschland sind heute lediglich etwa 95.000 Elektrofahrzeuge.^{36,37}

Parallel findet weltweit eine hochdynamische Weiterentwicklung von Batteriezellen und -systemen für die Elektromobilität statt, die sowohl zu einer höheren Leistungsdichte als auch zu signifikanten Kostenreduktionen führt. **Hybridfahrzeuge**, die sowohl über einen Elektromotor mit einer leistungsstarken Batterie als auch über einen Verbrennungsmotor verfügen, haben zudem höhere Reichweiten. Plug-in-Hybride³⁸ sowie Fahrzeuge mit einem Verbrennungsmotor als Reichweitenverlängerer (Range Extender) könnten auch längerfristig zum Einsatz kommen, da sie die Vorteile von Elektroautos mit den langen Reichweiten von herkömmlichen Fahrzeugen verbinden.

³³ UBA 2016-3; BMVI 2014-2.

³⁴ Hier ist für den Verbrennungsmotor ein durchschnittlicher Wirkungsgrad moderner Motoren (im Straßenbetrieb) von etwa 30 Prozent angenommen. Für den Elektromotor ist ein durchschnittlicher Wirkungsgrad von etwa 80 Prozent angenommen.

³⁵ In anderen Ländern ist der Marktanteil von Elektroautos teilweise deutlich höher. In Norwegen beispielsweise machten Mitte 2017 Elektrofahrzeuge (batteriebetriebene Elektroautos und Plug-in-Hybride) rund 42 Prozent der Neuzulassungen aus (Manager Magazin 2017). Beim Kauf eines Elektrofahrzeugs entfallen in Norwegen die Mehrwertsteuer sowie die sogenannte Anschaffungssteuer. Sie sind so in der Regel günstiger als konventionelle Autos. Hinzu kommen weitere Anreize, wie die kostenlose Nutzung von Mautstraßen und Busspuren, kostenlose Parkplätze und mancherorts kostenlose Ladestationen.

³⁶ Die Zahl stammt aus den Berechnungen der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE 2017), auf Basis der Zahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes. Sie umfasst alle batteriebetriebenen Elektroautos, Plug-in-Hybride und Elektroautos mit Range Extender; Stand: 31. Mai 2017.

³⁷ Inzwischen gibt es in der Bundesregierung Zweifel, ob dieses Ziel erreicht werden kann. Bundeskanzlerin Angela Merkel selbst sagte im Mai 2017: „So, wie es im Moment aussieht, werden wir dieses Ziel nicht erreichen“ (Handelsblatt 2017).

³⁸ Klassische Plug-in-Hybride funktionieren ähnlich wie sogenannte Vollhybride, bei denen die Batterie über die Bremsenergie und den Verbrennungsmotor aufgeladen wird. In bestimmten Fahrsituationen, beispielsweise bei niedrigen Geschwindigkeiten, können sie rein elektrisch fahren. Anders als bei batteriebetriebenen Elektroautos können jedoch keine größeren Fahrstrecken rein elektrisch zurückgelegt werden. Plug-in-Hybride können zusätzlich mit einem Stecker am Stromnetz geladen werden.

Brennstoffzellenfahrzeuge erzeugen den Strom für den Antrieb eines Elektromotors beim Fahren aus Wasserstoff und sind ebenfalls geräuscharm und lokal emissionsfrei. Vorteile gegenüber batterieelektrischen Autos sind eine höhere Reichweite und eine schnelle Betankung. Da sowohl bei der Umwandlung von Strom in Wasserstoff als auch bei der Rückkonversion in Strom im Fahrzeug Wandlungsverluste auftreten, muss im Vergleich zu batterieelektrischen Fahrzeugen mehr Energie für die gleiche Fahrleistung aufgebracht werden (siehe Abbildung 5). Darüber hinaus sind Fahrzeuge mit Brennstoffzelle in der Anschaffung derzeit teurer als jene mit Batterie.

Erdgasfahrzeuge können sowohl mit Erdgas als auch mit Biomethan (zu Erdgasqualität aufbereitetem Biogas)³⁹ sowie mit synthetischem Methan betrieben werden. Im Vergleich zu Benzin- oder Dieselfahrzeugen verursachen sie geringere gesundheitsschädliche Emissionen und haben einen geringeren CO₂-Ausstoß.⁴⁰ Wird synthetisches Methan verwendet, das aus Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt wird, so ist aufgrund der aufwendigen Gesamtwandlungskette mehr Energie für die gleiche Fahrzeugleistung erforderlich als bei den beiden zuvor beschriebenen Antriebskonzepten (siehe Abbildung 5).

Synthetische Flüssigkraftstoffe haben im Wesentlichen die Eigenschaften von Benzin und Diesel. Ein Austausch der Fahrzeugflotte wäre daher nicht erforderlich, und auch das bestehende Tankstellennetz könnte weitergenutzt werden. Dabei ist es auch möglich, Kraftstoffe herzustellen, die keine toxischen Zusatzstoffe haben und nahezu rußfrei verbrennen (vielfach als „Designer-Kraftstoffe“ bezeichnet). Zu ihnen zählen beispielsweise Dimethylether, kurz DME, oder Polyoxymethyldimethylether, kurz OME. Fahrzeuge mit herkömmlichen Dieselmotoren müssten nur geringfügig umgerüstet werden, um mit OME fahren zu können. Den größten Nachteil synthetischer Flüssigkraftstoffe stellen die hohen Wandlungsverluste entlang der Gesamtkette von der Wasserstoffherzeugung über die Weiterkonversion zu Kraftstoffen bis zur Nutzung in Verbrennungsmotoren dar.

2.2.2 Schwerlast-, Flug- und Schiffsverkehr

Im Logistikverkehr sind rein batterieelektrische Fahrzeuge vor allem für Kurzstrecken und den innerstädtischen Bereich eine Option. Für den Fernverkehr ist ihr Einsatz hingegen nicht absehbar, weil Batterien für diesen Anwendungsbereich zu schwer sind.⁴¹ Ähnlich wie beim Personenfernverkehr sind auch hier Hybridlösungen denkbar. Als direkt elektrische Lösung bieten Oberleitungs-Lkw eine Alternative. Diese können allerdings nur sinnvoll eingesetzt werden, wenn sich das Oberleitungsnetz möglichst über ganz Europa erstreckt. Da derartige Netze nicht alle Straßenabschnitte vom Start- bis zum Endziel abdecken können, müssten die Lkw zusätzlich mit Batterien oder Hybridantrieben ausgestattet werden, zum Beispiel für die Weiterfahrt zu den Logistikzentren. Eine weitere, bisher wenig diskutierte Möglichkeit ist das kabellose (induktive) Laden.

³⁹ Als Biomethan wird Methan bezeichnet, das aus Biogas gewonnen wird. Biogas besteht zu 50 bis 75 Prozent aus Methan, daneben enthält es weitere Gase wie CO₂, Stickstoff und Wasserstoff. Vor einer Einspeisung des Methans in das Gasnetz werden die übrigen Gase abgetrennt.

⁴⁰ Der VW VII Golf 1.2 TSI (Benzin, 77 kW Leistung) verursacht laut ADAC-Testbericht 148 Gramm CO₂ pro Kilometer, im Vergleich zu dem erdgasbetriebenen VW Golf 1.4 TGI BlueMotion, der laut Testbericht 98 Gramm CO₂ pro Kilometer ausstößt (ADAC 2016, ADAC 2014).

⁴¹ UBA 2015 sowie UBA 2016-3.

Brennstoffzellenantriebe und synthetische Kraftstoffe stellen für den Güterfernverkehr langfristige Alternativen dar, denn der Vorteil der höheren Reichweite gegenüber batterieelektrischen Fahrzeugen fällt hier deutlich stärker ins Gewicht als beim Personenverkehr.

Wenn Prognosen eintreffen, die für den **Flugverkehr und die Seeschifffahrt** eine starke Zunahme des Verkehrsaufkommens auf mehr als das Doppelte bis 2050 vorhersagen⁴², wird deren Bedeutung für die Energie- und Klimabilanz umso mehr steigen. Für den Flugverkehr sind rein elektrische Lösungen aufgrund der benötigten Energiemengen zwischen zwei Beladevorgängen, aufgrund des Gewichts von Batterien und aufgrund der geringen Energiedichte von Wasserstoff eher unwahrscheinlich.⁴³ Flüssigkraftstoffe dürften deshalb weiterhin schwer zu ersetzen sein. Ähnliches gilt für den Schiffsverkehr, wobei hier erste Studien zum Einsatz von Wasserstoff oder Methan durchgeführt wurden.⁴⁴

2.2.3 Effizienz und CO₂-Emissionen der verschiedenen Antriebsarten

Ob durch strombasierten Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe tatsächlich CO₂-Emissionen eingespart werden, hängt davon ab, wie der verwendete Strom erzeugt wird. So würden Brennstoffzellenautos nur dann weniger Emissionen verursachen als vergleichbare konventionelle Fahrzeuge, wenn bei der Stromerzeugung nicht mehr als rund 300 g CO₂/kWh ausgestoßen würden.⁴⁵ Bei synthetischen Kraftstoffen liegt der entsprechende Wert noch deutlich niedriger. Zum Vergleich: Der Strommix in Deutschland lag 2016 mit 527 g CO₂/kWh deutlich darüber.⁴⁶ Bei Verwendung von Netzstrom zur Herstellung der Energieträger können diese Technologien daher erst langfristig zum Erreichen der Klimaziele im Verkehr beitragen. Falls allerdings Überschussstrom zur Erzeugung des Wasserstoffs und der synthetischen Kraftstoffe verwendet wird, der andernfalls abgeregelt werden müsste, wäre die CO₂-Bilanz bereits heute schon positiv. Effiziente batteriebetriebene Elektroautos hingegen verursachen bereits mit dem heutigen durchschnittlichen Strommix weniger CO₂-Emissionen als vergleichbare Benzin- oder Diesel-Pkw.⁴⁷

Abbildung 5 stellt typische Wirkungsgrade der Umwandlungsketten für batterieelektrische Fahrzeuge, Brennstoffzellenfahrzeuge und Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor, die mit synthetischem Kraftstoff betrieben werden, einander gegenüber. Dabei wurde angenommen, dass alle Wandlungsketten vollständig auf Strom aus erneuerbaren Energien basieren. Für die gleiche Fahrstrecke benötigt ein Brennstoffzellenauto etwa zweieinhalbmal so viel Strom wie ein batterieelektrisches Fahrzeug, ein mit synthetischen

⁴² UBA 2016-3.

⁴³ UBA 2015; UBA 2016-3.

⁴⁴ 2015 ging das erste mit Liquefied Natural Gas, kurz LNG, betriebene Schiff unter deutscher Flagge in Betrieb (Hochhaus Schiffsbetriebstechnik 2017). Ein hybrid-elektrisches Schubschiff mit Batterie und Brennstoffzelle befindet sich in der Entwicklung (Bizz-energy 2016). Zusätzliche Motivation für die Verwendung alternativer Brennstoffe sind die strengen Emissionsbestimmungen für Nord- und Ostsee.

⁴⁵ Für den Vergleich wurde ein Toyota Mirai mit einem gemessenen Verbrauch von 11 kgH₂/100 km (ADAC 2017) mit einem VW Golf 1.2 TSI BMT mit einem Benzinmotor und einer Leistung von 77 kW (ADAC 2016) verglichen. Für den Strombedarf der Elektrolyse wurde dabei ein Wert von 4,3 kWh/m³ angenommen (Ausfelder et al. 2015).

⁴⁶ UBA 2017-2.

⁴⁷ Diese Aussage bezieht sich auf den heutigen Strommix und dessen mittlere CO₂-Emissionen. Eine ausführliche Diskussion dieser Werte vor dem Hintergrund des europäischen Emissionshandels findet sich in Ausfelder et al. 2017-1, Kapitel 3.6.

Kraftstoffen betriebener Pkw sogar rund viermal so viel.⁴⁸ Das bedeutet jedoch nicht, dass batterieelektrische Fahrzeuge in jedem Anwendungsfall die beste Option darstellen, denn die technische Effizienz ist nur eines von vielen Bewertungskriterien. Weitere wesentliche Kriterien für eine Gesamtbewertung sind beispielsweise die Transportfähigkeit der Energieträger und damit verbunden die Reichweite, die Kosten und die Ressourceneffizienz.

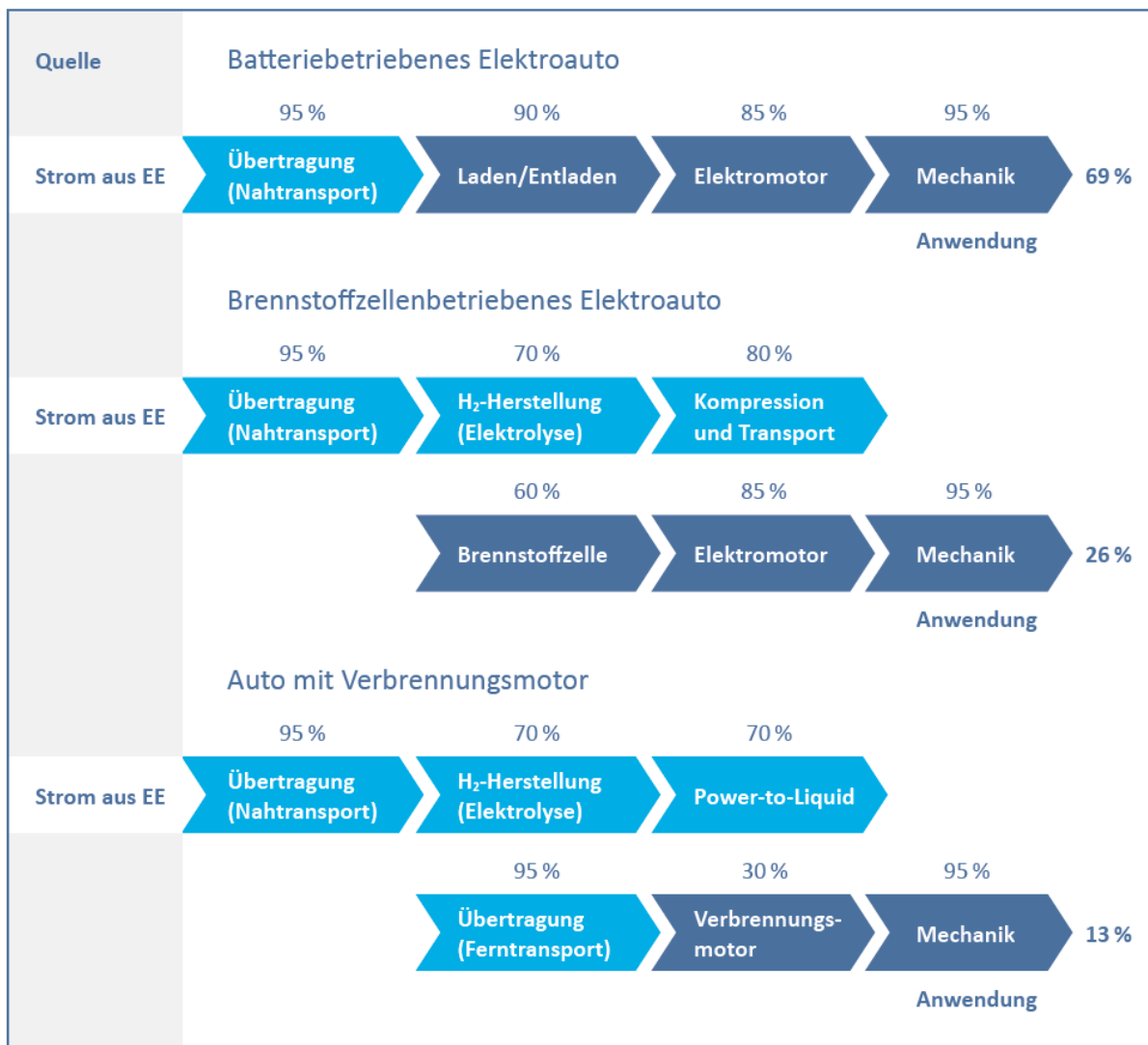


Abbildung 5: Gesamt-Energieeffizienz von Pkw mit verschiedenen Antriebskonzepten, die alle auf Strom aus erneuerbaren Energiequellen (EE) basieren (Werte beispielhaft).⁴⁹

⁴⁸ Das genaue Verhältnis ist abhängig vom Fahrverhalten. So zeigt sich der Effizienzvorteil des Elektromotors bei Langstreckenfahrten weniger als bei kürzeren Strecken.

⁴⁹ Ausfelder et al. 2017-1.

2.2.4 Fazit

Für die Einsparung von Energie und Treibhausgasen im Verkehrssektor kann neben der Verwendung von erneuerbaren Energien und effizienteren Antrieben auch **Verkehrsvermeidung und -verlagerung** (zum Beispiel vom Auto auf Fuß, Fahrrad und öffentliche Verkehrsmittel im Bereich des städtischen Personenverkehrs⁵⁰ oder von der Straße auf die Schiene im Bereich des Güterverkehrs) eine wichtige Rolle spielen. Diese Optionen waren nicht Gegenstand der Untersuchungen in unseren Arbeiten zur Erstellung des Analysepapiers, sollen aber in ihrer Bedeutung nicht übersehen werden.

Neben dieser Option der Reduktion im Verbrauch stehen für das Erreichen der Klimaschutzziele im Verkehrsbereich unterschiedliche Antriebstechniken mit niedrigeren spezifischen Emissionen zur Verfügung. Keine dieser aus heutiger Sicht denkbaren Techniken wird alleine zur Zielerreichung ausreichen.

Systemisch und volkswirtschaftlich betrachtet sind batterieelektrische Fahrzeuge eine relativ günstige Option zur Reduktion von CO₂-Emissionen im Verkehr, weil der Energieeinsatz in der Elektromobilität und damit der Ausbaubedarf an Wind- und Photovoltaikanlagen im Vergleich zu den Alternativen Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe merklich geringer ausfällt. Dies bestätigen auch die Modellrechnungen: Je ehrgeiziger die CO₂-Minderungsziele sind, desto mehr Elektrofahrzeuge kommen bei reiner Kostenoptimierung zum Einsatz.⁵¹ Eine direkte Stromnutzung scheint neben dem elektrischen Schienenverkehr deshalb insbesondere dort sinnvoll, wo der Einsatz der Elektromobilität mit überschaubarem Aufwand machbar ist. Alle Arbeiten zur Ausweitung möglicher Einsatzbereiche der Elektromobilität sind vor diesem Hintergrund demnach sinnvoll. Dies umfasst die Weiterentwicklung von Batterien auf der gesamten Wertschöpfungskette ebenso wie die Schaffung von Ladeinfrastrukturen. Voraussichtlich wird es aber auch mittel- und langfristig wesentliche Bereiche des Verkehrs geben, in denen eine direkte Stromnutzung nur schwer umzusetzen ist. Deshalb sollten – aus heutiger Sicht – auch alle anderen technischen Optionen von Wasserstoffantrieben über hocheffiziente, verbrennungsbasierte Antriebe für die entsprechenden Bereiche des Verkehrs (Schwerlastverkehr Straße, Schiffsverkehr, Luftverkehr, nicht-elektrifizierter Schienenverkehr) weiter verfolgt werden. Dies erfordert entsprechend die Entwicklung von Technologien und Konzepten zur Herstellung der Energieträger Wasserstoff und Flüssigkraftstoffe auf Basis erneuerbaren Stroms (siehe Abschnitt 2.7).

2.3 Prozesse in der Industrie

Auf die Industrie entfallen rund 30 Prozent des Endenergieverbrauchs in Deutschland.⁵² Zwei Drittel davon werden für **Prozesswärme** benötigt, was etwa 20 Prozent des Endenergieverbrauchs in Deutschland entspricht. Dieser Bedarf wird durch unterschiedliche Energieträger gedeckt, vor allem aber durch Erdgas. Auf die energieintensiven Grundstoffindustrien (Chemie, Metallherzeugung, Kokerei und Mineralölverarbeitung, Glaswaren, Keramik, Steine und Erden sowie Papier und Pappe) entfällt davon mit etwa 75 Prozent der größte Anteil (Abbildung 6).

⁵⁰ Entwicklungspfade für den urbanen Verkehr werden in Fishedick/Grunwald 2017 i. E. diskutiert.

⁵¹ In die Kostenoptimierung flossen sowohl Kosten für die unterschiedlichen Fahrzeugkonzepte als auch für die notwendige Infrastruktur, also beispielsweise Kosten für Lade- oder Tankinfrastruktur, ein.

⁵² BMWi 2017-1.

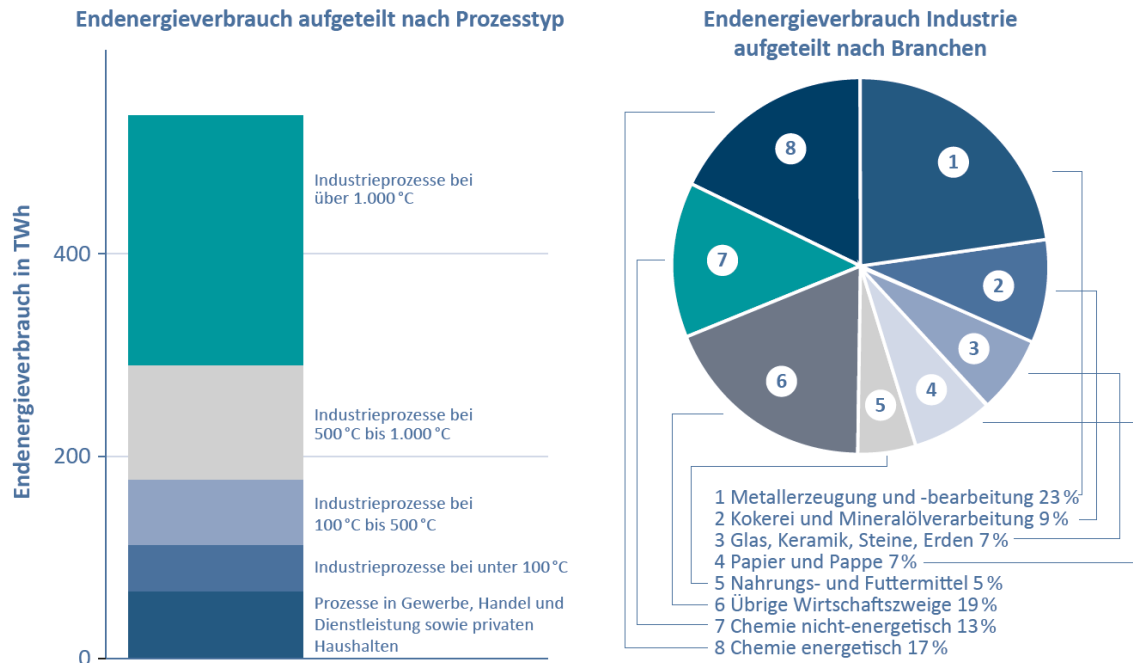


Abbildung 6: Endenergieverbrauch für Prozesswärme in der Industrie (2015). Dargestellt ist die Aufteilung nach Prozessarten (links) und Branchen (rechts).⁵³

Maßnahmen, die im Zusammenhang mit der Reduktion von Klimagasen bei Industrieprozessen diskutiert werden, umfassen einerseits die Erhöhung der Effizienz von Industrieprozessen und andererseits die Umstellung auf erneuerbare Energieträger. Dabei sind folgende Aspekte wesentlich:

- 1) Die Anforderungen an die Energieträger sind, je nach Prozess, unterschiedlich und generell höher als bei der Erzeugung von Raumwärme oder Warmwasser. Einerseits werden in einigen Prozessen sehr hohe Temperaturen benötigt, teilweise über 1.500 Grad Celsius. Andererseits haben die Energieträger neben der Wärmeversorgung weitere Aufgaben. So dient Koks beispielsweise als primäres Reduktionsmittel und sorgt im Hochofenprozess durch seine mechanische Stabilität für eine stabile Schichtung. Erneuerbare Energieträger müssen diese zusätzlichen Anforderungen weiterhin erfüllen, um in der Industrie in die existierenden Prozesse integriert werden zu können.
- 2) In vielen Prozessen wird ein Großteil der Energie aus der Prozesswärme für chemische Umwandlungen und physikalische Phasentransformationen benötigt. Sie geht damit direkt in das Material (Produkt) ein und ist thermodynamisch notwendig. Zum Beispiel wird die Energie benötigt, um aus Sand und Mineralien Glas oder Keramik herzustellen, oder aus Erdöl werden die Monomere für die Kunststoffproduktion gewonnen. Weil dieser Teil des Energieeinsatzes unverzichtbar ist, können Effizienzmaßnahmen lediglich dazu beitragen, energetische Verluste zu minimieren. Im Übrigen wurden die Prozesse in der Grundstoffindustrie in den vergangenen Jahrzehnten bereits kontinuierlich optimiert und haben nur noch ein verhältnismäßig geringes Effizienzpotenzial.

⁵³ Eigene Berechnungen auf Grundlage von BMWi 2017-1.

- 3) Neben den energiebedingten Emissionen entsteht bei einigen Verfahren CO₂ als direktes Nebenprodukt der chemischen Reaktionen. Ein Beispiel für solche prozessbedingten Emissionen ist das Kalkbrennen in der Zementherstellung. Der Kalkstein wird durch die Abspaltung von CO₂ in Calciumoxid (Brannkalk) umgewandelt. Diese Emissionen können nur durch einen Wechsel zu einem anderen Herstellungsverfahren vermieden werden.⁵⁴ Ein alternativer Lösungsansatz wäre eine Abtrennung des CO₂ aus dem Abgas durch Technologien zur Abscheidung und gegebenenfalls seine Weiternutzung in nachfolgenden Prozessen, zum Beispiel zur Herstellung synthetischer Energieträger auf Basis von Wasserstoff (Carbon Capture and Storage (CCS) oder Carbon Capture and Utilization (CCU)).

2.3.1 Prozesse mit Strom führen

In einigen industriellen Verfahren könnte Strom anstelle von fossilen Energieträgern genutzt werden. Ob dadurch tatsächlich CO₂-Emissionen vermieden werden, hängt davon ab, wie effizient das strombasierte im Vergleich zum konventionellen Verfahren ist und wie der eingesetzte Strom erzeugt wird. Ein konkretes Beispiel ist die Ammoniaksynthese: Bei der konventionellen Herstellung von Ammoniak wird Wasserstoff verwendet, der heute mithilfe von Dampfreformierung⁵⁵ aus Erdgas gewonnen wird. Hierbei entstehen rund 2 Tonnen CO₂ pro Tonne Ammoniak. Der Wasserstoff könnte alternativ dazu strombasiert durch Elektrolyse aus Wasser gewonnen werden. Zusätzlich müsste Stickstoff, der im konventionellen Prozess durch den Entzug von Sauerstoff bei der Verbrennung aus der Luft bereitgestellt wird, durch die Zerlegung von Luft gewonnen werden. Weil die Elektrolyse und die Stickstoffgewinnung jedoch sehr energieintensiv sind,⁵⁶ würden diese Verfahren erst dann zu geringeren CO₂-Emissionen führen, wenn die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung bei weniger als einem Drittel des heutigen Wertes (Strommix) liegen^{57,58} (das heißt unter 180 g CO₂/kWh; Strommix heute⁵⁹: 527 g CO₂/kWh).

⁵⁴ Ein mögliches Verfahren, das die CO₂-Emissionen bei der Zementherstellung senken könnte, wurde am Karlsruher Institut für Technologie entwickelt: Das Bindemittel „Celitement“ wird zwar mit den gleichen Ausgangsstoffen wie herkömmlicher Zement hergestellt, allerdings wird bei der Anwendung weniger Bindemittel benötigt, und der Herstellungsprozess läuft bei deutlich niedrigeren Temperaturen ab (Celitement GmbH 2017). So können sowohl der Energiebedarf als auch die CO₂-Emissionen gesenkt werden. Das Verfahren befindet sich derzeit noch in der Entwicklung. Ein großtechnischer Einsatz ist heute noch nicht absehbar.

⁵⁵ Bei der Dampfreformierung aus Erdgas wird das Erdgas (Methan: CH₄) in Wasserstoff (H₂) und CO₂ umgewandelt, dazu werden Wasser und Sauerstoff im Prozess zugeführt. Gegenwärtig werden rund 96 Prozent des weltweiten Wasserstoffbedarfs mithilfe der Dampfreformierung und verwandter Prozesse gewonnen.

⁵⁶ Die Prozesskette benötigt rund 11,1 Megawattstunden pro Tonne Ammoniak (Bazzanella et al. 2017).

⁵⁷ Dieser Wert errechnet sich wie folgt: Die chemische Umwandlung zu Ammoniak entspricht: $2\text{N}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow 2\text{NH}_3$. Mit dem Energiebedarf der Wasserstoffelektrolyse bei Normdruck (4,3 kWh/m³; siehe Ausfelder et al. 2015) ergibt sich ein Energiebedarf von 8.959 kWh für die Herstellung des Wasserstoffs. Hinzu kommen 1.737 kWh für Abtrennung (Air Separation) und Kompression des Wasserstoffs (Bazzanella et al. 2017). Bei einem Wert der spezifischen CO₂-Emissionen des heutigen Strommix (527 g CO₂/kWh) entstehen also 5,7 Tonnen CO₂ pro Tonne Ammoniak. Bei der konventionellen Herstellung entstehen 1,83 Tonnen CO₂ pro Tonne Ammoniak, also etwa ein Drittel des Wertes.

⁵⁸ Weiterhin ist zu beachten, dass eine bedeutende Menge des Ammoniaks zu Harnstoff weiterverarbeitet wird. Hierfür werden 1,3 Tonnen CO₂ pro Tonne Ammoniak benötigt. Diese werden aktuell aus dem Verfahren der Dampfreformierung abgetrennt und in die Harnstoffsynthese eingebracht. Prinzipiell kann auch eine ande-

Strombasierte Verfahren, sowohl rein elektrische als auch solche auf Basis von synthetisch erzeugtem Wasserstoff, führen also erst dann zu einer Netto-Emissionsminderung, wenn der Strom weitgehend treibhausgasneutral erzeugt wird. Der Mehrbedarf an Strom müsste dabei durch einen entsprechenden zusätzlichen Ausbau an Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien gedeckt werden. So würde allein die Produktion von Ammoniak im heutigen Umfang einen zusätzlichen Strombedarf von rund 26 Terawattstunden verursachen. Dies entspricht etwa 5 Prozent des derzeitigen Netto-Strombedarfs und einem Drittel der Strommenge, die aktuell aus Windkraft erzeugt wird.⁶⁰

Besonders anspruchsvoll ist es, die notwendigen Temperaturen mithilfe strombasierter Verfahren zu erreichen. Dabei machen Industrieprozesse bei hohen Temperaturen einen Großteil des Endenergieverbrauchs der Prozesswärme aus (vgl. Abbildung 6). Wärmepumpen beispielsweise können nicht für Prozesse oberhalb von 200 Grad Celsius eingesetzt werden. Heute liefern effiziente, in der Regel wärmegeführte KWK-Anlagen mit Erdgas als Brennstoff einen Großteil der thermischen Hilfsenergie, etwa für die Aufarbeitung der Einsatzstoffe, die mechanische Aufarbeitung und den Transport, die Aufarbeitung der Produktströme und die Formgebung. Eine Alternative für Prozesse, die mit Wasserdampf betrieben werden, sind Elektrodenkessel, die jedoch nicht den Wirkungsgradvorteil von Wärmepumpen aufweisen. Diese würden, ähnlich wie bei der Ammoniaksynthese, erst dann weniger CO₂-Emissionen verursachen, wenn die CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung auf etwa ein Drittel des heutigen Wertes reduziert würden. Prozesse bei hohen Temperaturen von über 500 Grad Celsius sind grundsätzlich schwer mit direkt elektrisch bereitgestellter Wärme zu versorgen.⁶¹

Eine weitere Herausforderung bei der Elektrifizierung von Industrieprozessen ergibt sich, wenn diese zusätzlich zur Flexibilisierung der Stromnutzung beitragen sollen (Demand Response), um auf die fluktuierende Bereitstellung von Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen zu reagieren. Heute werden industrielle Prozesse in der Regel bei konstanter Energieversorgung und optimalen technischen und wirtschaftlichen Betriebsparametern betrieben. Abweichungen von den optimalen Betriebsbedingungen, wie sie für eine höhere Flexibilität notwendig wären, können zu einer reduzierten Energieeffizienz des Verfahrens führen. Hybride Systeme, die sowohl Strom als auch beispielsweise Gas nutzen, könnten hier eine Lösung bieten. Gas würde dann eingesetzt, wenn Strom nicht ausreichend zur Verfügung steht. Allerdings sind für solche Prozesse oft hohe Investitionen notwendig, wie zum Beispiel für die Anschaffung eines Elektrodenkessels oder die Bereitstellung doppelter Infrastrukturen (für Gas und Strom).

2.3.2 Recyclingprozesse und Abwärmenutzung

Eine Erhöhung der **Recyclingquote** ist eine vielversprechende Option, um den Energiebedarf in der Grundstoffindustrie zu senken, da Recycling in der Regel deutlich weniger energieaufwendig ist als die Herstellung der Primärschubstanz. Beispiele sind Glas, Papier, Plastik, Aluminium oder Stahl. Allerdings hängt der mögliche Beitrag des Recyclings von der weiteren Entwicklung des Verbrauchs, der Lebensdauer

re CO₂-Quelle genutzt werden, wofür ein zusätzlicher Energiebedarf für die CO₂-Bereitstellung berücksichtigt werden muss. Dies würde den Energiebedarf für die Harnstoffsynthese erhöhen.

⁵⁹ UBA 2017-3.

⁶⁰ BMWi 2017-1.

⁶¹ Für eine ausführliche Diskussion vgl. beispielsweise Nögler et al. 2016, Nögler et al. 2015 und Gruber et al. 2015.

er der entsprechenden Produkte und der Rückführungsquote ab. Da Produkte immer erst am Ende ihrer Nutzungsdauer, die von wenigen Tagen bis hin zu mehreren Jahrzehnten reichen kann, recycelt werden, kann die in den Altprodukten enthaltene Menge bei steigendem Bedarf also selbst bei vollständiger Wiedergewinnung nicht ausreichen.⁶² Eine weitere Herausforderung besteht darin, dass nach heutigem Stand der Technik nicht alle Materialien mit angemessenem Aufwand auf die gleiche Qualität wie die Primärprodukte zurückgeführt werden können.

Anfallende **Abwärme** wird bereits heute vielfach in die bestehenden Industrieprozesse integriert. Je nach Verfahren fallen jedoch große Wärmemengen bei eher niedrigen Temperaturen an, für die es im Prozess keine Verwendung gibt. Diese können für Raumwärme- und Warmwasserversorgung genutzt werden, was bereits heute oftmals innerhalb eines Unternehmens geschieht. Da industrielle Abwärme allerdings über das gesamte Jahr anfällt, Raumwärme aber vor allem in kalten Jahreszeiten benötigt wird, bleibt ein Teil der Energie oft ungenutzt. Um die Abwärme möglichst effizient zu nutzen, könnte sie in Wärmenetze eingespeist werden. Für Fernwärmeversorger, die über natürliche Monopole verfügen und die Netze mit eigenen Kraftwerken versorgen, gibt es bisher jedoch kaum Anreize, externe Wärmequellen einzukoppeln.⁶³ Für die produzierenden Industrieunternehmen wiederum sind diese Potenziale häufig schwer abschätzbar, oder sie scheuen den damit verbundenen finanziellen und organisatorischen Aufwand und verbindliche Lieferverpflichtungen.

2.3.3 Fazit

Die Betrachtung macht deutlich, dass es – anders als für die Wärmebereitstellung im Gebäudesektor und auch für den Verkehrssektor – im Bereich der Industrieprozesse keine übergreifenden Konzepte gibt, die gesamthaft für diesen Sektor eine Perspektive für eine signifikante Reduktion energie- und prozessbedingter CO₂-Emissionen aufweisen. Zugleich zeigen die Zahlenbeispiele, dass dort, wo Strom oder strombasierte Energieträger als Ersatz für heutige fossile Energieträger dienen könnten, sehr niedrige spezifische Emissionen des bereitgestellten Stroms notwendig sind, um positive Klimaeffekte zu erzielen. Insofern gilt es, für die Vielfalt der Prozesse in der Industrie in den kommenden Jahren individuelle Lösungen zu identifizieren und zu entwickeln, sodass diese dann bereitstehen und einen entsprechend hohen technischen Reifegrad entwickelt haben, wenn einfacher zu erschließende Reduktionspotenziale für CO₂-Emissionen in den anderen Sektoren – Niedertemperaturwärme in Gebäuden und Verkehr – umgesetzt wurden.

⁶² Angerer et al. 2016, S. 95–98.

⁶³ So kommt das Bundeskartellamt zu dem Schluss, dass durch die marktbeherrschende Stellung der Wärmenetzbetreiber, die gleichzeitig auch Wärmeversorger sind, „Anhaltspunkte für mögliche missbräuchliche Verhaltensweisen“ bestehen, darunter auch „Verweigerung oder Behinderung des Zugangs zum Fernwärmenetz für durchleitungswillige Wärmeerzeuger“ (Bundeskartellamt 2012, S. 184). Die Verbraucherschutzzentrale Hamburg beklagt ebenfalls, dass der Betreiber des Hamburger Fernwärmenetzes seine Monopolstellung ausnutzt, indem Schwesterunternehmen innerhalb des Konzerns bei der Beschaffung der Wärme bevorzugt werden und anderen Wärmelieferanten der Zugang zum Wärmenetz verweigert wird (VZHH 2012).

2.4 Ausbau erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung

Der zukünftige Strombedarf wird durch eine Zunahme der Stromnutzung in den zuvor skizzierten Anwendungsbereichen – also durch eine zunehmende Sektorkopplung – merklich ansteigen (müssen). Dieser Befund ist heute weitgehender Konsens innerhalb der Diskussion zur Entwicklung unseres Energiesystems. Neben die direkte Stromnutzung zur Wärmebereitstellung und im Verkehr tritt die Verwendung erneuerbaren Stroms für chemische Energieträger wie Wasserstoff und synthetische Energieträger auf Basis von Kohlenwasserstoffen (siehe hierzu Abschnitt 2.7). Wie stark der Strombedarf zunehmen wird, hängt darüber hinaus insbesondere von der zukünftigen Entwicklung im Bereich des originären Strombedarfs ab – also für all die Anwendungen, die heute dominant mit Strom versorgt werden, wie künstliche Beleuchtung, stationäre Antriebe, Informations- und Kommunikationstechnik, Kältetechnik etc.

Beispielhaft zeigt Abbildung 7 die Stromnutzung im Jahr 2050 für drei ausgewählte Modellrechnungen. Anhand der Darstellung lässt sich erkennen, dass mit weitergehenden Klimaschutzzielen der Strombedarf deutlich zunimmt. Während bei einem Zielwert der Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen um 60 Prozent der zusätzliche Strombedarf bei rund 170 Terawattstunden liegt, resultiert bei einem Zielwert von 85 Prozent – unter sonst gleichen Randbedingungen – ein zusätzlicher Strombedarf von mehr als 500 Terawattstunden, sodass sich der Strombedarf insgesamt in etwa verdoppelt. Dieser zusätzliche Strombedarf entfällt zu 39 Prozent auf die direkte Stromnutzung im Verkehr, zu 33 Prozent auf die Herstellung von Wasserstoff und zu 28 Prozent auf die direkte Nutzung zur Bereitstellung von Niedertemperaturwärme in Gebäuden. Im dritten dargestellten Fall – einer Reduktion um 85 Prozent, aber mit verschiedenen Annahmen, die eine Erreichung der Reduktionsziele wesentlich erleichtern⁶⁴ – resultiert eine Zunahme um rund 390 Terawattstunden.

Die Entwicklung des Strombedarfs von heute bis 2050 für die beiden Modellrechnungen mit einer Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen um 85 Prozent zeigt Abbildung 8. Im Jahr 2015 wurden 509 Terawattstunden Strom als Endenergie genutzt, davon etwa 47 Terawattstunden im Verkehr und für Wärmebereitstellung.⁶⁵ Auch bei optimistischen Annahmen, die eine Erreichung der Reduktionsziele wesentlich erleichtern, tritt ein deutlicher Anstieg des benötigten Stroms auf, allerdings verzögert im Vergleich zu weniger optimistischen Annahmen, was mögliche Verbrauchsreduktionen betrifft.⁶⁶ Um diesen wachsenden Strombedarf bei zugleich kontinuierlich sinkenden CO₂-Emissionen bereitzustellen, ist ein kontinuierlicher Ausbau von Anlagen zur Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien notwendig. Den Korridor der Entwicklung der summarischen installierten Leistung von Anlagen zur Nutzung volatiler erneuerbar Ener-

⁶⁴ Die wichtigsten Annahmen hierzu sind: Vorgabe eines Ausstiegs aus der Stromerzeugung mit Braun- und Steinkohle; Reduktion des originären Strombedarfs um 25 Prozent bis 2050; jährlich sinkender Energiebedarf für Industrieprozesse um 0,5 Prozent pro Jahr; Verdoppelung der Leistung der Grenzkuppelstellen zum Strom-austausch mit den Nachbarländern.

⁶⁵ Basierend auf: BMWi 2017-3.

⁶⁶ In den Szenarien, die in Ausfelder et al. 2017-1, Kapitel 4 verglichen wurden, reicht beispielsweise die Bandbreite der Brutto-Stromerzeugung von rund 450 Terawattstunden bis etwa 800 Terawattstunden. Eine Ausnahme bildet das Szenario „Treibhausgasneutrales Deutschland“ (UBA 2013): Hier ist unter Einbeziehung des Stroms zur Herstellung von regenerativem Methan und regenerativen Kraftstoffen eine Brutto-Stromerzeugung von rund 3.000 Terawattstunden notwendig, wobei ein hoher Anteil der regenerativ erzeugten Energieträger importiert wird.

gien – Sonne und Wind – zeigt Abbildung 9. Die Darstellung macht deutlich, dass selbst bei sehr optimistischen Annahmen, die eine Erreichung der Reduktionsziele wesentlich erleichtern, von einem Zubau für Solar- und Windenergieanlagen bis auf rund 350 Gigawatt auszugehen ist. Bei gleichem Reduktionsziel ohne derartige Annahmen würde im Jahr 2050 eine summarische installierte Leistung von knapp 500 Gigawatt benötigt. Die heute installierte Leistung für diese Anlagen beträgt knapp 95 Gigawatt, davon 48 Gigawatt für Wind Onshore, knapp 5 Gigawatt für Wind Offshore und knapp 42 Gigawatt für Photovoltaik. Daraus ergibt sich ein notwendiger mittlerer jährlicher Zubau in Höhe von rund 8 bis 12 Gigawatt – je nach Randbedingungen und natürlich in Abhängigkeit von der Zusammensetzung der Anlagen (Photovoltaik, Wind Onshore, Wind Offshore).

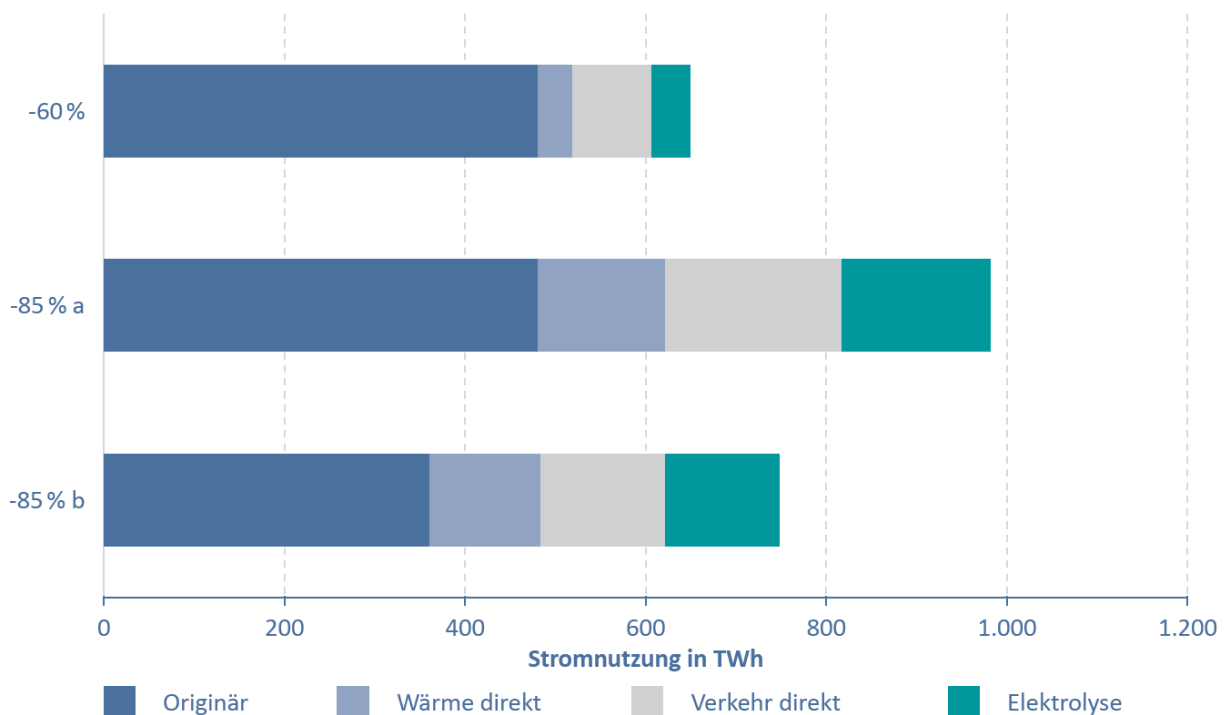


Abbildung 7: Stromnutzung im Jahr 2050 in drei ausgewählten Modellrechnungen. Oben (-60 %): freie Optimierung des Energiesystems unter Maßgabe einer Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen um 60 Prozent; Mitte (-85 % a): freie Optimierung, Reduktion um 85 Prozent; Unten (-85 % b): Modellrechnung mit verschiedenen Annahmen, die eine Erreichung der Reduktionsziele wesentlich erleichtern, Reduktion um 85 Prozent.

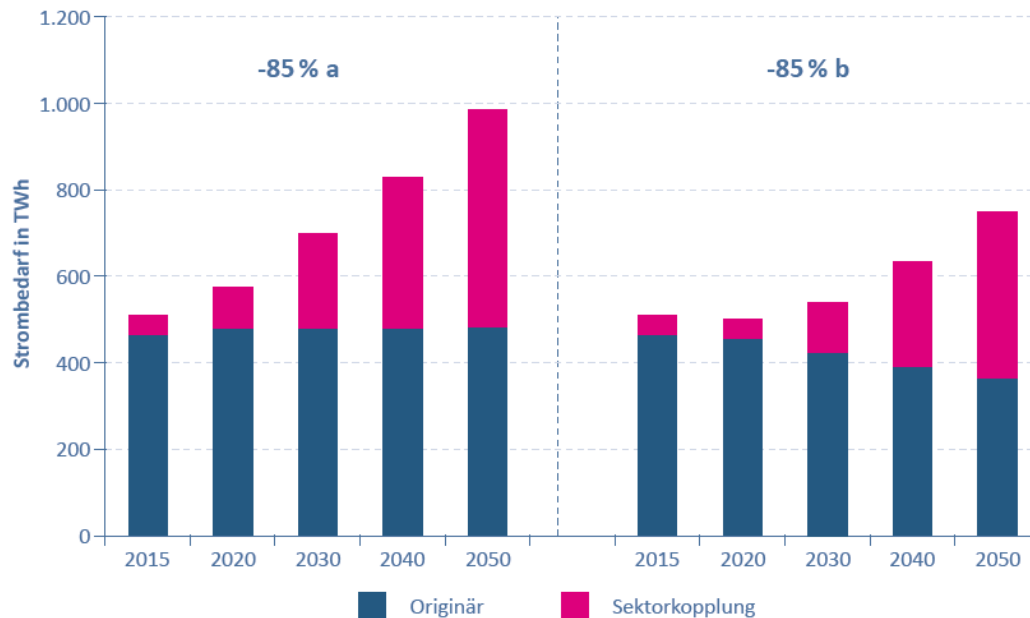


Abbildung 8: Entwicklung des Strombedarfs in den Modellrechnungen mit einer Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen um 85 Prozent. Dabei wird nach Strombedarf für originäre Stromanwendung und Stromanwendungen bei Wärme und Verkehr (Sektorkopplung) unterschieden.

Links (-85 % a): freie Optimierung, Reduktion um 85 Prozent; Rechts (-85% b): Modellrechnung mit verschiedenen Annahmen, die eine Erreichung der Reduktionsziele wesentlich erleichtern/Reduktion um 85 Prozent.

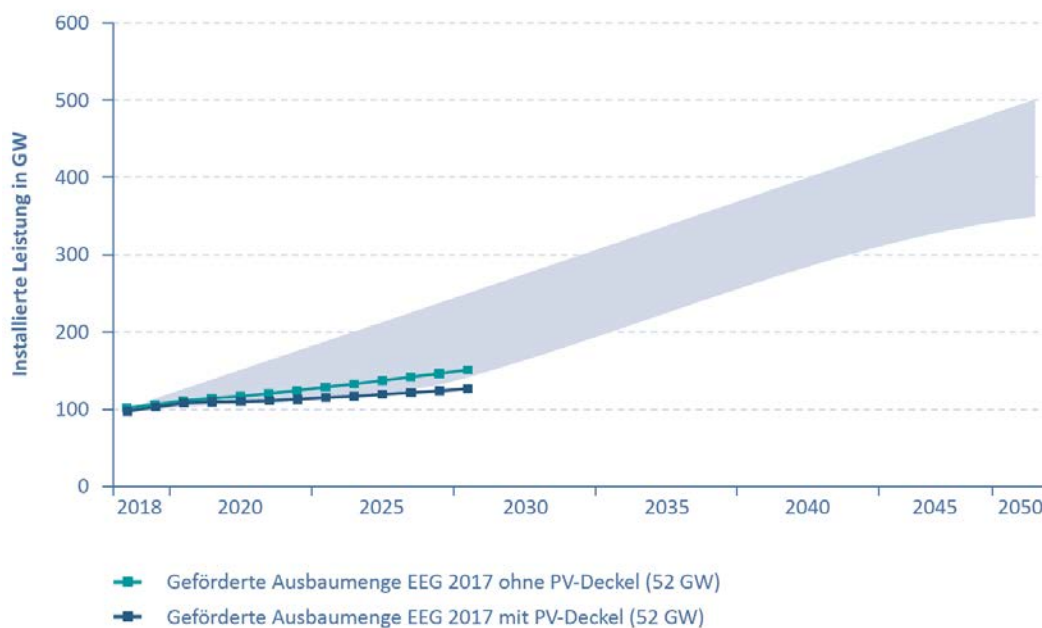


Abbildung 9: Korridor zur Entwicklung der summarischen installierten Leistung für Anlagen zur Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (Sonne, Wind). Die Darstellung basiert auf den Modellrechnungen mit einer Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen um 85 Prozent. Der untere Rand der Fläche ergibt sich aus der Modellrechnung mit verschiedenen Annahmen, die eine Erreichung der Reduktionsziele wesentlich erleichtern, und der obere Rand

aus der Modellrechnung ohne derartige Annahmen. Zusätzlich ist die Ausbauentwicklung der installierten Leistung für Photovoltaik und Windenergieanlagen dargestellt, wie sie sich aus der Förderung erneuerbarer Energien nach dem EEG 2017 ergibt⁶⁷ (petrol ohne Begrenzung der Photovoltaik-Leistung auf 52 Gigawatt; blau mit Begrenzung der Photovoltaik-Leistung auf 52 Gigawatt).

2.4.1 Fazit

Die Transformation des Energiesystems basiert zentral auf den Techniken zur Erzeugung von Strom aus den erneuerbaren Energien Sonne und Wind. Die Analyse macht deutlich, dass je nach Randbedingungen ein mittlerer jährlicher Zubau in Höhe von 8 bis 12 Gigawatt erforderlich ist. Dies ist nicht unmöglich, wie der Photovoltaikzubau zwischen 2009 und 2012 von 22 Gigawatt zeigt, jedoch eine große technische, energiewirtschaftliche und gesellschaftliche Herausforderung. Eine installierte Leistung an Erneuerbaren von mehreren Hundert Gigawatt benötigt nicht nur Fläche, sondern verursacht auch Veränderungen im Landschaftsbild, die an Akzeptanzproblemen scheitern könnten.

Ein zügiger Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert einen korrespondierenden Ausbau der Stromnetze auf allen Spannungsebenen.⁶⁸ Durch räumlich sinnvolle Anordnung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (nah am Verbraucher bei gleichzeitig guten Wind- beziehungsweise Solar-Potenzialen) und neuen Großverbrauchern (an günstigen Orten im Übertragungsnetz) kann der Netzausbaubedarf reduziert werden. Beispiele sind Photovoltaikanlagen im Stadtbereich im Gegensatz zu ländlichen Gebieten oder Elektrolyseure im Norden von Deutschland in der Nähe von Windparks. Ausbauziele für erneuerbare Energien und Stromnetze sollten daher auf die – für die Erreichung der Klimaschutzziele unerlässliche – Zunahme der Sektorkopplung abgestimmt werden.

2.5 Regelbare Kraftwerke und Energiespeicher

Ein Ausfall der Stromversorgung hat heute bereits schwerwiegende Folgen, die sich in Zukunft noch steigern werden, wenn die Elektrifizierung voranschreitet. Das betrifft dann in zunehmendem Maße die Mobilität. Gleichmaßen könnte bei längeren Phasen ohne ausreichende Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Quellen (bei sogenannten „Dunkelflauten“), die vor allem in kalten Jahreszeiten auftreten, die Versorgung für Raumwärme und Warmwasser nicht mehr sichergestellt sein. Somit betrifft die Frage der Versorgungssicherheit in der Stromerzeugung zunehmend das gesamte Energiesystem, wenn Strom (aus erneuerbaren Energien) zum dominierenden Energieträger wird.

Techniken auf der Anwendungsseite, die Strom direkt verwenden, können Schwankungen in der Stromerzeugung nur in sehr begrenztem Umfang ausgleichen. Beispielsweise können Wärmepumpen mit einem Warmwasserspeicher und Batterien in Elektroautos zu einem kurzfristigen Ausgleich von maximal einigen Stunden beitragen, sofern die erforderliche Steuerungstechnik zur Verfügung steht (Smart Meter, Smart Grid, Smart Home). In diesen Fällen spielen Techniken und Konzepte der Lastanpassung (Demand Respon-

⁶⁷ EEG 2017; BMWi 2017-4.

⁶⁸ In den Modellrechnungen kommen bei einem Einsparziel von 85 Prozent für das Jahr 2050 im Zeitraum 2030 bis 2035 nahezu doppelt so viele Windkraft- und Photovoltaikanlagen zum Einsatz wie in den Szenarien des Netzentwicklungsplans (NEP). Der Grund ist ein umfangreicherer Einsatz von Wärmepumpen und Elektroautos, der im Vergleich zu den NEP-Szenarien zu einem um 30 bis 50 Prozent höheren Stromverbrauch führt (BNetzA 2016).

se) eine wichtige Rolle: Das Grundprinzip der gegenwärtigen Stromversorgung, wonach die Stromerzeugung streng der Stromlast folgt, geht dann über in ein komplexeres Zusammenspiel aus Erzeugung und Lasten, wonach anteilig auch Lasten in Abhängigkeit von der Stromverfügbarkeit betrieben werden. Wenn die genannten Techniken allerdings nicht systemdienlich betrieben werden, können sie das System zu Spitzenlastzeiten zusätzlich belasten, etwa wenn ein Großteil der Elektroautos zur gleichen Tageszeit aufgeladen wird. Insbesondere aber können sie nicht dazu beitragen, längere Phasen ohne ausreichende Versorgung zu überbrücken. Wenn in einer „kalten Dunkelflaute“ ein großer Anteil des Heizbedarfs elektrisch gedeckt werden muss, wird das Stromsystem dadurch sogar zusätzlich belastet.

Um trotz der sich ändernden Bedingungen dennoch eine stabile Stromversorgung mit hoher Versorgungssicherheit zu gewährleisten, spielen einerseits Speicher und andererseits regelbare Reservekraftwerke eine unverzichtbare Rolle. Speicher für Strom – hier kommen insbesondere Pumpspeicherkraftwerke und stationäre Batteriespeicher in Betracht – können im Zusammenspiel mit Solar- und Windenergieanlagen die Verfügbarkeit der volatilen erneuerbaren Energien auf kurzen Zeitskalen (mehrere Stunden) erhöhen. Allerdings lässt sich die Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken kaum erweitern, und Batteriespeicher werden selbst bei weiterhin stark sinkenden Kosten nicht so groß dimensioniert und rentabel betrieben werden können, dass damit eine mehrtägige oder gar mehrwöchige Verschiebung zwischen Lade- und Entladezeiten für die gesamte Energieversorgung realisierbar ist. Deshalb wird auch zukünftig eine Reservekapazität zur Stromerzeugung benötigt werden, um in längeren Phasen ohne ausreichende Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Quellen eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten.

2.5.1 Flexible Reservekapazität zur Stromerzeugung

Zur Bereitstellung einer flexiblen Reserveleistung kommen grundsätzlich sämtliche Techniken, die lagerbare chemische Energieträger verwenden, in unterschiedlichen Leistungsklassen in Betracht – von Blockheizkraftwerken in Gebäuden oder Wärmenetzen über Gasturbinen und Brennstoffzellen bis hin zu großskaligen Gas- und Dampfkombikraftwerken. Wichtig ist dabei die Ermöglichung eines hochdynamischen flexiblen Betriebs in Wechselwirkung mit der Stromerzeugung in Solar- und Windenergieanlagen. Als Brennstoff kommen fossile Energieträger, Biomasse oder synthetische Gase (Wasserstoff oder Methan), die aus Strom hergestellt und in Speichern gelagert werden, infrage.

Kriterium für die Zusammensetzung der Reservekapazität ist letztlich, welche Kraftwerke welche Laufzeit bei positiver Residuallast erzielen können. Hocheffiziente **Gas- und Dampfkombikraftwerke** mit hohen Wirkungsgraden über 60 Prozent benötigen aufgrund ihrer hohen leistungsbezogenen Investitionskosten eine entsprechend hohe Laufzeit. Hochflexible und schnell reagierende Gasturbinen mit relativ niedrigen spezifischen Investitionskosten sind dagegen eher geeignet, um auch bei geringen Jahresvolllaststunden gesicherte Reserveleistungen bereitzustellen. **Biomassekraftwerke**, die heute überwiegend durchgängig betrieben werden, können in Zukunft ebenfalls flexibler arbeiten. Werden sie in erster Linie als Reservekraftwerke genutzt, wird pro Kraftwerk weniger Biomasse benötigt, sodass Biomassekraftwerke an weiteren Standorten zugebaut werden könnten, um die Stromversorgung abzusichern, ohne in Summe mehr Biomasse zu verbrauchen. Eine weitere wichtige Säule der Versorgungssicherheit können **Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen** sein, wobei vor allem Erdgas und Biogas als Brennstoffe dienen können. Im Gegensatz zum heutigen wärmegeführten Betrieb, der sich oft ausschließlich am Wärmebedarf ausrichtet, wird sich die Fahrweise zukünftig eher am Strombedarf orientieren. Bei allen genannten Anlagen wird sich die Be-

triebsweise aufgrund des sich wandelnden Energiesystems mit einem ständig wachsenden Anteil an Stromerzeugung aus volatilen Quellen ändern müssen. Da sich allerdings nahezu alle Anlagen bei einer derart geänderten Betriebsweise unter heutigen Marktbedingungen nicht betriebswirtschaftlich rentabel betreiben lassen, zeigt sich hier die Notwendigkeit eines geänderten regulatorischen Rahmens. Dieser muss einerseits einen kosten- und versorgungstechnisch optimierten Mix hinsichtlich der installierten Leistung der einzelnen Techniken bewirken und andererseits einen systemdienlichen Betrieb anreizen.

Die benötigte **Reservekapazität** beträgt in den Modellrechnungen je nach Randbedingungen zwischen 60 und 100 Gigawatt. Sie hängt dabei nicht allzu stark von den Klimazielen ab. Zum Vergleich: Heute sind etwa 100 Gigawatt an konventionellen Kraftwerken installiert. Dies bedeutet, dass auch in Zukunft ein Kraftwerkspark der gleichen Größenordnung benötigt wird. Die Zusammensetzung könnte sich allerdings ändern: Bei hohen CO₂-Einsparzielen kommen vor allem KWK-Anlagen, Gas- und Dampfkombikraftwerke und Gasturbinen zum Einsatz. Der wichtigste Brennstoff für die Stromerzeugung ist dann Erdgas mit einem Anteil von mindestens 75 Prozent. Bei einem CO₂-Reduktionsziel von 85 Prozent erhöht sich in den Rechnungen die gesamte installierte Leistung in der Stromerzeugung zusammen mit den rund 500 Gigawatt an erneuerbaren Energien von heute etwa 200 Gigawatt auf rund 600 Gigawatt. Sie würde also mehr als verdreifacht.

Allerdings werden Reservekraftwerke künftig mit geringer Auslastung betrieben werden, wobei sich die Betriebsbedingungen im Zuge der Energiewende fortwährend ändern werden. In den Modellrechnungen werden im Jahr 2050 KWK-Anlagen mit 2.000 bis 4.000 Volllaststunden im Jahr betrieben, Gas- und Dampf(GuD)-Kraftwerke mit etwa 1.000 bis 2.000 Volllaststunden und Gasturbinen mit deutlich unter 1.000 Volllaststunden.

2.5.2 Kurzzeitspeicher

Kurzzeitspeicher für Strom – hier kommen wie erwähnt insbesondere Pumpspeicherkraftwerke und stationäre Batteriespeicher in Betracht – können im Zusammenspiel mit Solar- und Windenergieanlagen die Verfügbarkeit der volatilen erneuerbaren Energien erhöhen. Die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke können allerdings nur einen relativ kleinen Beitrag leisten: Wenn alle in Deutschland vorhandenen Pumpspeicher gefüllt sind, können sie etwa sechs Stunden lang eine Stromleistung von 6,4 Gigawatt bereitstellen.⁶⁹ Unter Berücksichtigung aller in Planung befindlichen Projekte ergäbe sich eine zusätzliche Leistung von rund 8 Gigawatt.⁷⁰ Heute beträgt der Bedarf in Deutschland zu Spitzenlastzeiten aber insgesamt etwa 80 Gigawatt.⁷¹ Stationäre Batteriespeicher können zukünftig einen wichtigen Beitrag leisten, um erneuerbaren Strom zwischenzuspeichern und zeitversetzt abzugeben. Sie eignen sich insbesondere für den Tag-Nacht-Ausgleich in Verbindung mit Photovoltaikanlagen – eine Anwendung, für die sich bereits heute ein Markt entwickelt. Zukünftig sind ganz unterschiedliche Speichergrößen denkbar: vom Kleinspeicher in Wohngebäuden über Quartierspeicher in Siedlungen bis hin zu Multi-MW-Großspeichern, die in Wind-

⁶⁹ BNetzA 2017.

⁷⁰ Daten stammen aus Wikipedia 2017. Die Projekte befinden sich in unterschiedlichen Phasen des Planungsprozesses, und einige Projekte stehen infrage; vgl. auch „Die Energiewende erfolgreich gestalten: Mit Pumpspeicherkraftwerken“ (Voith 2014).

⁷¹ Information von der Homepage der Bundesregierung 2017.

oder Photovoltaikkraftwerke integriert werden. Neben der bedarfsgerechten Strombereitstellung können Batteriespeicher in Verbindung mit Komponenten der Leistungselektronik auch wichtige Systemfunktionen im Stromsystem übernehmen (Spannungs- und Frequenzhaltung, Bereitstellung von Momentanreserve).

In Abbildung 10 ist der zeitliche Verlauf des Zubaus von stationären Batteriespeichern dargestellt, wie er sich aus der Modellrechnung mit einer Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen um 85 Prozent ohne sonstige Restriktionen ergibt. Der wesentliche Zubau erfolgt dabei nach dem Jahr 2025, sodass im Jahr 2050 eine installierte Leistung von rund 75 Gigawattstunden resultiert.⁷² Da die meisten Batteriespeicher eine Entladekapazität von einer Vollentladung pro Stunde (oder mehr) erlauben, kann mit dieser Kapazität rechnerisch der maximale Strombedarf eine Stunde lang gedeckt werden. In der Modellrechnung werden diese Batteriespeicher mit rund 200 Vollzyklen pro Jahr betrieben, wirken also im Wesentlichen als Tag-Nacht-Speicher.

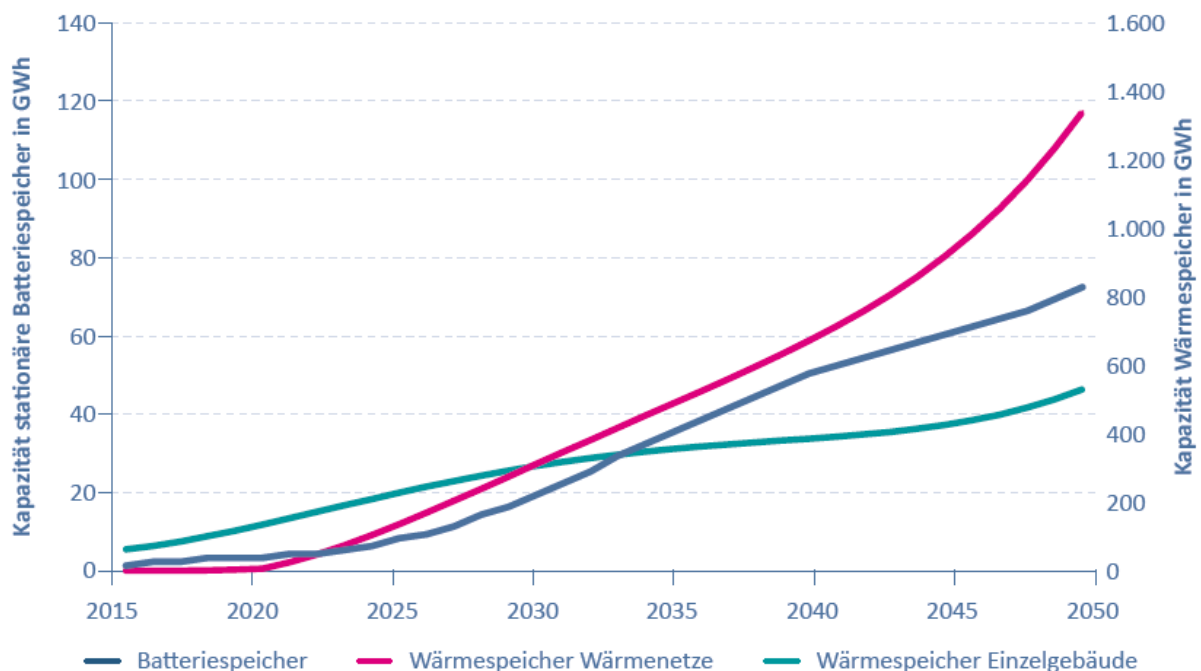


Abbildung 10: Zeitlicher Verlauf der installierten Kapazität von stationären Batteriespeichern (linke Achse) sowie von Wärmespeichern in Einzelgebäuden und in Wärmenetzen (rechte Achse). Die Darstellung basiert auf der Modellrechnung mit einer Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen um 85 Prozent ohne sonstige Restriktionen.

Thermische Speicher (Warmwasserspeicher) für Wärmenetze und Einzelgebäude bieten ebenfalls Flexibilität, um schwankende Stromeinspeisung im Stunden- oder Tagebereich abzufedern, und bilden eine Schnittstelle zwischen Wärme- und Stromsektor. Abbildung 10 zeigt den zeitlichen Verlauf der installier-

⁷² Der Wert von 75 Gigawattstunden entspricht rechnerisch 15 Millionen 5-kWh-Batteriespeichern, zum Beispiel in Gebäuden, oder 7.500 10-MWh-Batteriespeichern in Solar- oder Windkraftwerken.

ten Kapazität von Wärmespeichern in Einzelgebäuden und Wärmenetzen, basierend auf der Modellrechnung mit einer Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen um 85 Prozent ohne sonstige Restriktionen. Im Ergebnis der Systemoptimierung erfolgt ein weitgehend kontinuierlicher Zubau bis auf knapp 600 Gigawattstunden⁷³ im Jahr 2050 bei Wärmespeichern in Einzelgebäuden und auf knapp 1.400 Gigawattstunden⁷⁴ im Fall von Wärmespeichern in Wärmenetzen. In der Modellrechnung werden diese Wärmespeicher mit rund 50 Vollzyklen pro Jahr (Speicher in Wärmenetzen) beziehungsweise 200 Vollzyklen pro Jahr (Speicher in Einzelgebäuden) betrieben. Erstere wirken also eher als Tages- bis Wochenspeicher und letztere eher als Tag-Nacht-Speicher.

2.5.3 Fazit

Ein kontinuierlicher, deutlicher Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung führt nicht dazu, dass auf eine Bereitstellung einer Reserveleistung in ähnlicher Höhe wie die Leistung des heutigen konventionellen Kraftwerksparks verzichtet werden kann, da die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien selbst bei Installation erheblicher Mengen an Kurzzeitspeichern nur eine sehr geringe gesicherte Erzeugungsleistung aufweist. Die wichtigste Anforderung an die bereitgestellte Reservekapazität ist deren hohe Flexibilität einschließlich der Möglichkeit eines hochdynamischen Betriebs. Kurzzeitspeicher sowohl von Strom als auch von Wärme spielen trotz dieser notwendigen Reservekapazität eine wichtige Rolle, da sie dazu beitragen, die Erzeugung von volatilen erneuerbaren Energien und deren Verbrauch zeitlich zu entkoppeln, ihre Verfügbarkeit zu steigern und damit den Anteil dieser Energien an der Gesamtstromerzeugung zu erhöhen. Für die kommenden Jahre sollte deshalb eine Weiterentwicklung aller heutigen und zukünftigen Technologien zur Energiespeicherung wie zur Bereitstellung flexibel und dynamisch verfügbarer Stromerzeugung auf Basis chemischer (fossiler, biogener, synthetischer) Energieträger erfolgen. Daneben wird ein systemdienlicher Ausbau und Betrieb dieser Techniken nur dann möglich sein, wenn die Marktrahmenbedingungen im Sinne entsprechender Anreize modifiziert werden.

2.6 Biomasse

Biomasse ist heute der wichtigste erneuerbare Energieträger⁷⁵ und wird auch im zukünftigen Energiesystem eine wichtige Rolle spielen: Biogene Energieträger können in allen Sektoren eingesetzt werden und können dort, wo chemische Energieträger notwendig sind, fossile Brenn- und Kraftstoffe ersetzen.

Die auf Biomasse basierenden Energieträger sind allerdings vielfältig und basieren auf unterschiedlichen Quellen. Die wichtigsten Quellen für die energetische Nutzung sind Anbaubiomasse sowie Rest- und Abfallstoffe. Während zum Heizen großenteils Holz eingesetzt wird, werden Biokraftstoffe heute aus Stärke- und Ölpflanzen wie Mais, Raps und Palmöl hergestellt. Dabei wird Bioethanol zum Teil importiert, da der

⁷³ Der Wert von 600 Gigawattstunden entspricht rechnerisch rund 13 Millionen 1-m³-Wärmespeichern auf Basis von Wasser als Speichermedium in Einzelgebäuden.

⁷⁴ Der Wert von 1.400 Gigawattstunden entspricht rechnerisch 800 Wärmespeichern mit je 50.000 m³ Speichervolumen für Wasser, die in Wärmenetze integriert sind.

⁷⁵ Biomasse (einschließlich Klärgas, Müll und Deponiegas) deckte im Jahr 2015 etwas mehr als 8 Prozent des deutschen Primärenergiebedarfs und damit rund zwei Drittel des Primärenergiebeitrags erneuerbarer Energien. Basierend auf: BMWi 2017-4.

über die Beimischungspflicht definierte Bedarf sonst nicht gedeckt werden kann.⁷⁶ Bei diesen Anbaubiomassen sind die Risiken für Umwelt und Nahrungsmittelsicherheit vergleichsweise hoch.⁷⁷ Rest- und Abfallstoffe wie Waldrestholz, Stroh, Gülle, Mist und Rückstände aus der Lebensmittelverarbeitung haben hingegen geringe Risiken für Umwelt und Nahrungsmittelsicherheit. Zugleich ist bei ihrer Nutzung eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz gegeben. Um daraus Biokraftstoffe herzustellen, werden allerdings andere Prozesse benötigt als für die Verarbeitung der heute genutzten Stärke- und Ölpflanzen. Technisch sind geeignete Verfahren bereits weit entwickelt, unter derzeitigen Rahmenbedingungen kann ihr Einsatz jedoch in der Regel nicht mit den fossilen Alternativen konkurrieren.⁷⁸

Insgesamt wird das Ausbaupotenzial der Biomasse in Deutschland unterschiedlich eingeschätzt, die Schätzungen liegen aber meist deutlich unter einer Verdoppelung des heutigen Energieeinsatzes von knapp 300 Terawattstunden.^{79,80} Insbesondere der Flächenverbrauch, die Konkurrenz zur Nahrungsmittelerzeugung sowie ökologische Folgen durch Wasserverbrauch und den Einsatz von Düngemitteln und anderen Agrarchemikalien setzen dem Anbau von Energiepflanzen Grenzen. So kann der Anbau von Bioenergie zu erheblichen Treibhausgasemissionen⁸¹ und anderen Umweltschäden, wie Verlust von Artenvielfalt, Schädigung von Böden und Schadstoffeintrag in Gewässern, führen.⁸² Dem könnte beispielsweise durch (international verankerte) Landnutzungspolitiken entgegengewirkt werden. Da dies allerdings nicht absehbar ist, lässt sich das nachhaltig nutzbare Potenzial an Anbaubiomasse nur schwer abschätzen.

Das Potenzial technisch nutzbarer Rest- und Abfallbiomasse lässt sich hingegen gut quantifizieren: Heute fallen jedes Jahr Rest- und Abfallstoffe mit einem Energiegehalt von etwa 275 Terawattstunden an, die derzeit nur zu gut der Hälfte genutzt werden.⁸³ Würde das gesamte Potenzial ausgeschöpft, könnten damit rechnerisch etwa 7 Prozent des heutigen Primärenergiebedarfs in Deutschland gedeckt werden.

⁷⁶ Weidner/Elsner 2016.

⁷⁷ Das Umweltbundesamt schließt in seiner Studie zu alternativen Kraftstoffen für den Verkehr die Nutzung von Anbaubiomasse aufgrund der Konkurrenz zur Nahrungsmittelherstellung komplett aus (UBA 2015).

⁷⁸ Weidner/Elsner 2016.

⁷⁹ Wert enthält Klärgas, Deponiegas und Müll. Basierend auf: BMWi 2017-4.

⁸⁰ Verschiedene Studien gehen davon aus, dass zwischen 5 und 25 Prozent des Endenergiebedarfs in Deutschland im Jahr 2050 durch Bioenergie gedeckt werden könnten. Siehe hierzu Szarka et al. 2017.

⁸¹ Die Treibhausgasemissionen, die durch Biomasseanbau und energetische Nutzung entstehen, sind von Fall zu Fall sehr unterschiedlich. Unter anderem hängen sie davon ab, von welcher Art von Vegetation die für den Anbau verwendete Fläche zuvor bewachsen war (Landnutzungsänderung). Eine Umwandlung von Wäldern und Dauergrünland in Agrarland führt beispielsweise dazu, dass CO₂ freigesetzt wird. Durch den Einsatz von Stickstoffdünger entsteht Lachgas, ein starkes Treibhausgas. Auch fossile Kraftstoffe für den Betrieb landwirtschaftlicher Nutzfahrzeuge für Aussaat und Ernte erzeugen CO₂-Emissionen (acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017, S. 62–63).

⁸² Maßnahmen, die Umweltauswirkungen des Bioenergieausbaus zu reduzieren, werden in der Stellungnahme *Rohstoffe für die Energiewende: Wege zu einer sicheren und nachhaltigen Versorgung* (acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017) diskutiert.

⁸³ Brosowski et al. 2016.

2.6.1 Fazit

Energieträger auf Basis von Biomasse werden heute zu 64 Prozent für die Wärmebereitstellung, zu 22 Prozent für die Stromerzeugung und zu 14 Prozent als Kraftstoffe verwendet.⁸⁴ Für die zukünftige Nutzung von Biomasse im Kontext der Energiewende und vor dem Hintergrund einer systemischen Optimierung des Energiesystems sind hier folgende Änderungen absehbar:

- Langfristig werden biomassebasierte Energieträger voraussichtlich nicht oder nur in sehr geringem Umfang direkt verbrannt werden, um daraus Niedertemperaturwärme für Raumheizung und Warmwasser bereitzustellen. Der Grund hierfür ist, dass man ihren großen Vorteil, bedarfsgerecht erneuerbare Energie bereitstellen zu können und in unterschiedlichen Sektoren verwendbar zu sein, besser nutzen sollte. Diese Aussage wird auch robust durch Ergebnisse der Modellrechnungen gestützt. Dagegen können Verfahren zur Nutzung von Biomasse in Prozessen in Gewerbe und Industrie, bei denen hohe Temperaturen benötigt werden, zukünftig eine wichtigere Rolle spielen.
- Die Bedeutung von Biomasse für die Bereitstellung von Kraftstoffen im Verkehr wird ebenfalls deutlich zunehmen. Insofern gewinnen Verfahren zur maßgeschneiderten Herstellung von Kraftstoffen auf Basis unterschiedlicher biogener Rohstoffe eine wachsende Bedeutung. Es gilt deshalb, die aus heutiger Sicht relevanten Verfahren weiterzuentwickeln und im Rahmen von Pilotanlagen zu erproben, um eine breitere Nutzung von Biomasse im Kraftstoffsektor zu ermöglichen.
- Die Stromerzeugung in Blockheizkraftwerken, die mit Biogas betrieben werden, erfolgt heute weitgehend kontinuierlich im Sinne einer hohen Auslastung. Ähnlich wie für fossil betriebene Kraftwerke sollte sich dies mittelfristig ändern. Aus der Perspektive des Gesamtsystems ist eine Stromerzeugung zu Zeiten mit einer hohen Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen nicht sinnvoll. Auch hier wird es deswegen wichtig sein, Rahmenbedingungen zu entwickeln⁸⁵, die einen derartigen bedarfsgerechten Betrieb anreizen.

2.7 Synthetische Brenn- und Kraftstoffe

Wie die drei ersten Abschnitte dieses Kapitels gezeigt haben, ist in allen drei Verbrauchssektoren – Wärme für Gebäude, Verkehr und Prozesse in der Industrie – ein vollständiger Umstieg auf eine direkte Nutzung elektrischer Energie aus unterschiedlichen Gründen, die sich aus der Anwendung ergeben, wenig realistisch. Dies gilt insbesondere im Bereich des Last- und Luftverkehrs und etlicher Industrieprozesse, die auf spezifische Energieträger angewiesen sind. Daraus begründet sich die Notwendigkeit für die Bereitstellung alternativer Energieträger, deren Herstellung und Verwendung im Vergleich zu heutigen fossilen Energieträgern mit deutlich niedrigeren oder bestenfalls keinen Emissionen von Treibhausgasen verbunden ist. Neben Biomasse, die bereits im vorigen Abschnitt eingehender thematisiert wurde, sind hier vor allem Wasserstoff und synthetische Brenn- und Kraftstoffe technische Optionen.

⁸⁴ Basierend auf: BMWi 2017-4.

⁸⁵ Der Strom- oder Energiemarkt wird in Zukunft, bei einem sehr hohen Anteil volatiler Energiequellen, vermutlich Geschäftsmodelle zur Unterstützung der Flexibilisierung sowohl auf Verbraucher- (Demand Side Management) wie auch auf Erzeugerseite (hochflexible Kraftwerke, Speichersysteme) bieten müssen.

Neben den Gründen, die sich aus der Perspektive der Anwendung ergeben, sprechen zwei weitere Gesichtspunkte für eine zukünftige Relevanz von Wasserstoff und/oder synthetischen Energieträgern, die sich aus einer gesamtsystemischen Betrachtung ergeben:

1. Mit einem kontinuierlichen weiteren Ausbau von Anlagen zur Stromerzeugung aus volatilen Quellen – Sonne und Wind – wird es zunehmend Zeiten geben, in denen die aktuelle Stromerzeugung die Summe aller Stromverbräuche übersteigt. Kurzzeitspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher können helfen, derartige Überschüsse teilweise auszugleichen. Es ist aber völlig unrealistisch und selbst bei stark sinkenden Kosten für Batteriespeicher nicht bezahlbar, so große Mengen Kurzzeitspeicher zu installieren, dass auch längere Phasen einer hohen Stromproduktion aus Sonne und Wind gespeichert werden können. Diese Strommengen können in Elektrolyseanlagen in Wasserstoff umgewandelt werden. Für den erzeugten Wasserstoff bestehen verschiedene direkte Nutzungsoptionen oder die Möglichkeit der Weiterkonversion in gasförmige oder flüssige Kohlenwasserstoffe. Wasserstoff und synthetische Brenn-/Kraftstoffe wirken insofern als *systemische Langzeitspeicher*.⁸⁶
2. Wie zuvor dargestellt, wird eine erhebliche Reservekapazität zur Stromerzeugung benötigt, um längere Phasen mit niedriger Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien zu überbrücken. Hierfür werden langfristig ebenfalls Energieträger benötigt, die möglichst geringe, bestenfalls gar keine Treibhausgasemissionen im Betrieb erzeugen.

2.7.1 Herstellung und Speicherung

Alle heute diskutierten Verfahren zur Herstellung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe aus erneuerbarem Strom verwenden als ersten Schritt die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse. Neben der direkten Nutzung des Wasserstoffs, zum Beispiel zur Stromerzeugung in Brennstoffzellen für Fahrzeugantriebe oder in Reservekraftwerken, kann in verschiedenen Verfahren eine Weiterkonversion zu verschiedenen flüssigen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffen erfolgen, die eine sehr hohe Energiedichte aufweisen. In diesen Verfahren wird in aller Regel CO₂ als Kohlenstofflieferant benötigt. Diese synthetisch hergestellten Brenn- und Kraftstoffe lassen sich so erzeugen, dass sie fossile Energieträger wie Erdgas, Benzin, Diesel oder Kerosin unmittelbar ersetzen. Generell ist auch eine Rückverstromung in thermischen Kraftwerken oder KWK-Anlagen⁸⁷ sowie eine Nutzung als Brennstoff in Heizungsanlagen möglich. Die Prozessabläufe sind schematisch in Abbildung 11 dargestellt.

⁸⁶ Bei reinen Energiespeichern, die bei Ladung und Entladung die gleiche Energieform verwenden (wie Batteriespeicher), skalieren die Herstellkosten – in erster Näherung – mit der Größe, also der speicherbaren Energiemenge. Bei Wandlern zur Herstellung synthetischer Energieträger (Elektrolyseure, Methanisierer etc.) skalieren die Herstellkosten – in erster Näherung – mit der Nennleistung der Wandler, während die eigentlichen Speicher stoffliche Speicher (Behälter) sind, die oftmals im Vergleich zu den Wandlern sehr niedrige Herstellkosten aufweisen. Dies ist einer der Gründe dafür, dass Batteriespeicher selbst bei stark gesunkenen Kosten nicht als systemische Langzeitspeicher in Betracht kommen werden.

⁸⁷ Wird Wasserstoff rückverstromt, entstehen die wenigsten Wandlungsverluste, da Umwandlungsschritte in weitere Energieträger entfallen. Bei einer Umwandlung von Strom zu Wasserstoff und wieder zu Strom kann heute ein Gesamtwirkungsgrad von etwa 40 Prozent erzielt werden (Ausfelder et al. 2015).

Synthetisch erzeugtes Methan kann in das Erdgasnetz eingespeist werden. Zusammen mit den dazugehörigen Kavernen- und Porenspeichern kann darin Methan mit einem Heizwert von etwa 250 Terawattstunden gespeichert werden.⁸⁸ Dies entspricht knapp einem Drittel des heutigen jährlichen Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser. Zusätzlich befinden sich noch Erdgasspeicher mit einer Kapazität von etwa 150 Terawattstunden bereits in Planung oder im Bau.⁸⁹ Außerdem kann dies den Ausbaubedarf der Stromnetze im Vergleich zu einem sehr weitgehend auf direkter Stromnutzung basierenden Gesamtversorgungssystem mindern.⁹⁰ In einem zukünftigen Energiesystem könnte das Methan etwa in Fahrzeugen für weite Strecken verwendet werden, in Zeiten von hohem Stromverbrauch und gleichzeitig auftretendem Heizbedarf könnten Hybridwärmepumpen damit Raumwärme und Warmwasser bereitstellen und so Lastspitzen ausgleichen, und bei längeren Dunkelflauten könnte das Methan in Gaskraftwerken zur Stromerzeugung genutzt werden. Mit modernen Anlagen könnten aus den 400 Terawattstunden gespeicherter Energie knapp 250 Terawattstunden elektrischer Energie erzeugt werden. Dies würde etwa einem Achtel des zukünftigen jährlichen Endenergiebedarfs entsprechen, wenn es gelingt, diesen von heute gut 2.500 Terawattstunden auf 2.000 Terawattstunden oder weniger zu senken – ein Wert, der in den Modellrechnungen dieser Arbeit in fast allen Szenarien erreicht wird.

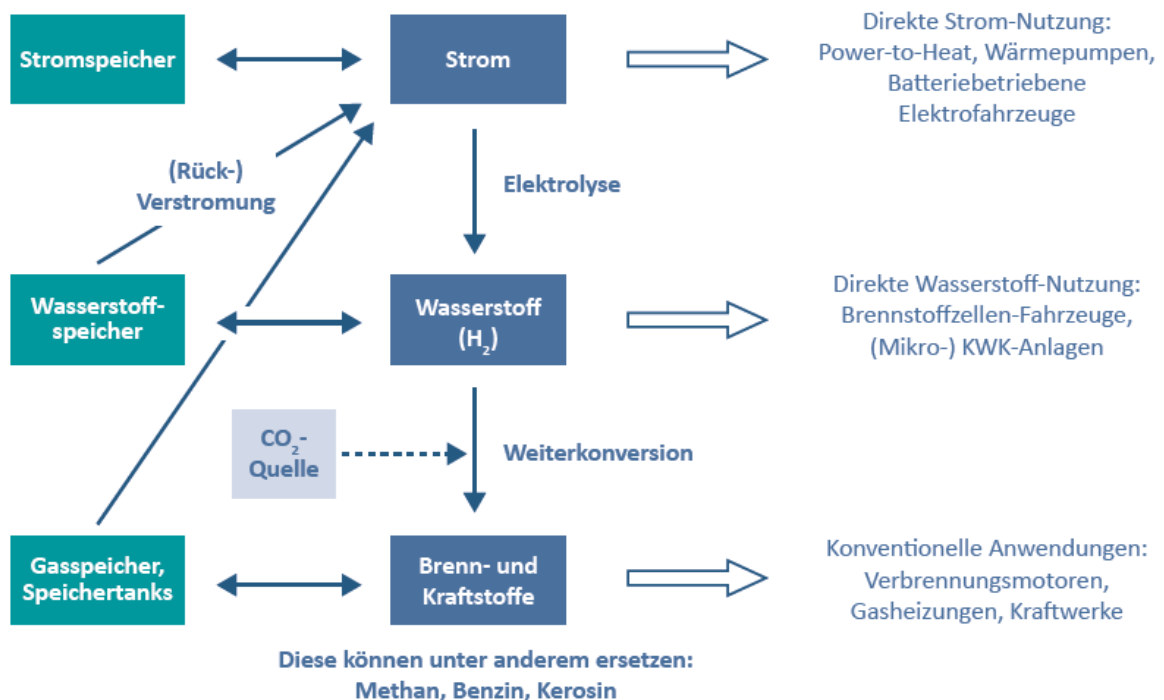


Abbildung 11: Anwendungsbereiche von Strom in Verbindung mit Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern

⁸⁸ Krzikalla et al. 2013, S. 72; Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie 2017.

⁸⁹ Hartmann et al. 2012.

⁹⁰ Vgl. beispielsweise Ausfelder et al. 2015.

Wasserstoff kann Methan beigemischt und so bereits heute in das Erdgasnetz eingespeist werden. Aus technischen Gründen ist dieser Wasserstoffanteil derzeit allerdings auf 10 Prozent beschränkt. Soll Wasserstoff in größerem Umfang in der Energieversorgung eingesetzt werden, müsste die vorhandene Infrastruktur wesentlich modifiziert oder eine eigene Infrastruktur aufgebaut werden. Eine „elegante“ Lösung, um einerseits das bestehende Erdgasnetz nutzen zu können, andererseits aber auch reinen Wasserstoff (zum Beispiel für Brennstoffzellen) zur Verfügung zu haben, wäre der Transport eines Gemisches von Wasserstoff und Methan im Gasnetz und die Trennung der Gase am Ort der Entnahme. Solche Verfahren könnten eine Alternative zum Aufbau eines eigenen Wasserstoffnetzes darstellen.⁹¹

Wird CO₂ aus Industrieprozessen oder konventionellen Kraftwerken als Kohlenstoffquelle zur Herstellung synthetischer Energieträger auf Basis erneuerbaren Stroms verwendet, können fossile Brenn- und Kraftstoffe eingespart und damit die CO₂-Emissionen gesenkt werden. Wenn man diesen Gedanken weiterentwickelt, kommt man zu der wünschenswerten Utopie einer CO₂-neutralen Energieversorgung trotz Verwendung von kohlenstoffhaltigen Brenn- und Kraftstoffen. Diese Vision lässt sich aber nur dann realisieren, wenn die eingesetzten Primärenergien ausschließlich erneuerbar sind und wenn alle entstehenden CO₂-Emissionen vollständig wiederverwertet werden, wenn also der Kohlenstoffkreislauf vollständig geschlossen wird. Dies kann natürlich nur gelingen, wenn CO₂ aus Biomasse oder aus der Luft gewonnen und damit der Kohlenstoffkreislauf über die Luft geschlossen wird. Biomasse steht allerdings nur in begrenzten Mengen zur Verfügung, während die Verfahren, um CO₂ aus der Luft zu gewinnen, sehr energieaufwendig und teuer sind. Solange jedoch fossile Kraftwerke und Industrieprozesse noch CO₂ an die Umwelt abgeben, erscheint es in jedem Fall sinnvoll, das CO₂ aus deren Emissionen abzutrennen und wiederzuverwerten.⁹²

2.7.2 Ergebnisse aus Modellrechnungen

Die im Rahmen der Analysearbeiten durchgeführten Modellrechnungen stützen die Aussage, dass die Herstellung von Wasserstoff und dessen Nutzung in verschiedenen Anwendungen sinnvoll oder sogar notwendig ist, um trotz eines kontinuierlich geringer werdenden Einsatzes fossiler Energieträger eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten. Bereits bei deutlich niedrigeren als den angestrebten Zielen zur Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen – nämlich einer Reduktion um 60 Prozent – spielt die Elektrolyse auf Basis erneuerbaren Stroms bereits eine Rolle. Allerdings wird in diesem Fall auch deutlich, dass die Techniken zur Herstellung von Wasserstoff und weiteren synthetischen Energieträgern – bei Kostenoptimierung des Transformationspfades – erst in einer späteren Phase der Energiewende eine wesentliche Rolle spielen. Die Rechnungen zeigen aber auch: Je ambitionierter die Reduktionsziele sind, desto früher sollte mit diesem Ausbau begonnen werden.

In Abbildung ist illustrativ die Zusammensetzung aller chemischen Energieträger für das Jahr 2050 für drei ausgewählte Modellrechnungen dargestellt, die sich hinsichtlich der Reduktionsziele für energiebedingte CO₂-Emissionen unterscheiden, ansonsten aber keinen Restriktionen unterliegen. Zusätzlich ist die Zusammensetzung der chemischen Energieträger Deutschlands im Jahr 2016 dargestellt. Besonders bemer-

⁹¹ Hierzu gibt es bereits erste Forschungsprojekte; vgl. zum Beispiel TU Wien 2016.

⁹² Unvermeidliche, prozessbedingte CO₂-Emissionen aus der Industrie könnten auch dann langfristig genutzt werden, wenn CCS als Technologie nicht in Betracht kommt (vgl. Kapitel 2.3).

kenswert ist, dass die Gesamtmenge an chemischen Energieträgern von heute deutlich über 3.000 Terawattstunden auf Werte um die 1.000 Terawattstunden in den Modellrechnungen mit ambitionierten Klimaschutzzielen sinkt. In allen Modellergebnissen spielen Erdöl und insbesondere Kohle nur noch eine geringe Rolle. Fossiles Erdgas ist dagegen selbst bei einer Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen um 90 Prozent noch der wichtigste chemische Energieträger. Eine ähnlich wichtige Rolle spielt Wasserstoff, sowohl für die direkte Verwendung als auch für die Weiterkonversion in synthetische Kohlenwasserstoffe. In den Modellrechnungen werden je nach Randbedingung zwischen 50 und 200 Terawattstunden Wasserstoff erzeugt, wovon jeweils unterschiedliche Anteile für die Weiterkonversion zu synthetischen Kraftstoffen verwendet werden. Damit ist die Menge an hergestelltem Wasserstoff größer als der in Abbildung gezeigte Wert, da in der Abbildung die Menge synthetischen Kraftstoffs dargestellt ist. Damit ist die Menge an hergestelltem Wasserstoff größer als der in Abbildung gezeigte Wert, da in der Abbildung die Menge synthetischen Kraftstoffs dargestellt ist.

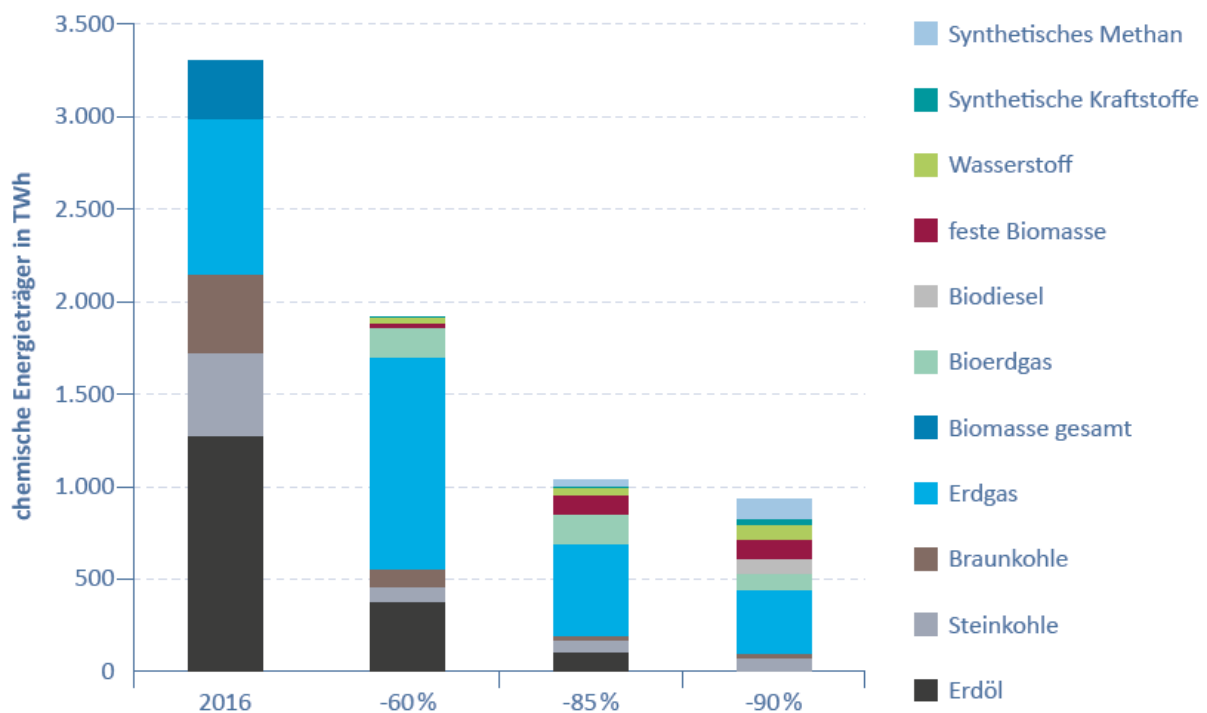


Abbildung 12: Zusammensetzung der chemischen Energieträger (einschließlich Biomasse) in den Modellrechnungen im Jahr 2050. Gezeigt sind Ergebnisse von drei ausgewählten Modellrechnungen mit unterschiedlichen Zielwerten energiebedingter CO₂-Emissionen (drei rechte Balken), sowie die Zusammensetzung im Jahr 2016⁹³ (linker Balken).

Mittel- und langfristig wird unsere Energiewirtschaft demnach eine neue Industriebranche benötigen, nämlich große, Multi-Megawatt Fabriken zur Herstellung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom und gegebenenfalls dessen Weiterkonversion in kohlenstoffbasierte synthetische Energieträger. Großanlagen in der Chemieindustrie werden heute möglichst rund um die Uhr betrieben, um eine hohe Ausnutzung der installierten Anlagen und damit einen betriebswirtschaftlich günstigen Betrieb zu gewährleisten. An-

⁹³ Basierend auf: Zahlen und Fakten Energiedaten, BMWi 2017-3. In der Grafik sind die Primärenergiewerte für 2016 dargestellt. Für Biomasse ist hier der Energiegehalt der Ausgangsstoffe angegeben, während in den Modellrechnungen der Energiegehalt der hergestellten Energieträger angegeben ist.

lagen zur Herstellung von Wasserstoff sollten allerdings aus systemischer Perspektive ausschließlich mit erneuerbarem Strom betrieben werden und nicht mit Strom aus Kraftwerken, die fossile Energieträger, Biomasse oder synthetische Energieträger verwenden. Die durchgeführten auf Stundenwerten basierenden Systemsimulationen zeigen allerdings, dass es sich – wiederum aus einer gesamtsystemischen Sicht – als günstig erweist, wenn Elektrolyseanlagen nicht nur Strom direkt aus Wind- und Solaranlagen nutzen, sondern auch Strom, der in Kurzzeitspeichern – Batteriespeichern und Pumpspeicherkraftwerken – zwischengespeichert wurde. Damit erreichen Elektrolyseure – je nach sonstigen Annahmen und Randbedingungen – eine Laufzeit von jährlich 2.000 bis 4.000 Volllaststunden. Wie schon bei den Reservekraftwerken gilt auch hier, dass entsprechende Marktrahmenbedingungen notwendig sind, um einen betriebswirtschaftlich rentablen Betrieb dieser Elektrolyseanlagen zu ermöglichen. Wichtig wird allerdings sein, die notwendige Infrastruktur frühzeitig zu planen, Absatz für die Erzeugungsprodukte zu schaffen und gleichzeitig auch die Marktintegration unter Berücksichtigung energiewirtschaftlicher Abhängigkeiten zu ermöglichen.

Anlagen zur Weiterkonversion von Wasserstoff und CO₂ in gasförmige oder flüssige synthetische Energieträger können eine noch höhere Auslastung erreichen, da sich Wasserstoff relativ gut speichern lässt. Insbesondere Standorte mit geologischen Bedingungen, die eine unterirdische Wasserstoffspeicherung erlauben, scheinen vor diesem Hintergrund günstig für die Errichtung und den Betrieb entsprechender Anlagen.

2.7.3 Import synthetischer Brenn- und Kraftstoffe

Die zuvor dargestellten Ergebnisse basieren auf der Annahme, dass die gesetzten Klimaschutzziele im Wesentlichen durch in Deutschland nutzbare erneuerbare Energien erreicht werden. Global gibt es viele Standorte mit deutlich günstigeren meteorologischen Bedingungen zur Nutzung erneuerbarer Energien – also signifikant höherer Solarstrahlung oder signifikant höheren mittleren Windgeschwindigkeiten. An derartigen Standorten wäre eine deutlich höhere Auslastung von Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff und synthetischen chemischen Energieträgern möglich. Damit ließen sich die Herstellungskosten grundsätzlich deutlich verringern.⁹⁴

Allerdings ist eine solche Lösung mit erheblichen politischen Unwägbarkeiten verbunden. So könnten durch einen hohen Importanteil neue Abhängigkeiten geschaffen werden, zumal von Ländern, die als Produzenten infrage kommen, zugleich aber als politisch wenig stabil einzuschätzen sind.⁹⁵ Dabei ist zu bedenken, dass Deutschland auch heute mit rund 70 Prozent einen Großteil der Primärenergie – teilweise auch aus unsicheren Ländern – importiert (Stand 2016).⁹⁶ Die Produktions- und Logistikinfrastruktur für neue Importgüter müsste mit den Produzentenländern abgestimmt und gemeinsam aufgebaut werden. Die Lieferungen können dann aber zu neuen Handelsströmen und damit zu wachsenden Handelsbeziehungen der jeweiligen Länder mit Deutschland führen.

⁹⁴ Ausfelder et al. 2017-1, Kapitel 5.3.6.

⁹⁵ In der Rohstoffwirtschaft wird das sogenannte gewichtete Länderrisiko zur Bewertung des Lieferrisikos bei Rohstoffen verwendet. Solche Bewertungen könnten auch hier helfen, das Risiko einzuschätzen. Siehe hierzu DERA 2016.

⁹⁶ Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland (AGEB 2017-2).

2.7.4 Fazit

In unserem heutigen Energiesystem spielen fossile Energieträger die tragende Rolle. Selbst wenn es gelingt, etliche Anwendungen, die heute fossile Energieträger nutzen, anteilig auf direkte Stromnutzung umzustellen, werden chemische Energieträger an vielen Stellen wichtig bleiben. Biomassebasierte Energieträger werden angesichts ihres begrenzten Potenzials hierfür nicht ausreichen. Insofern werden synthetische Energieträger, die aus Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt werden, ein unverzichtbarer Teil einer zukünftigen klimaverträglichen Energieversorgung sein – in Deutschland und global. Der elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff kommt dabei eine Schlüsselrolle zu, da sie zugleich den ersten Verfahrensschritt für alle denkbaren weiteren Prozesse zur Herstellung von Energieträgern auf Basis von Kohlenwasserstoffen darstellt.⁹⁷ Deshalb gilt es, sobald wie möglich die technologischen Grundlagen zu schaffen und die aus heutiger Sicht relevanten Verfahren zu entwickeln und im Rahmen von Pilotanlagen zu betreiben, um schnell einen hohen Reifegrad zu erreichen. Außerdem sollten möglichst bald die Rahmenbedingungen so angepasst werden, dass die Herstellung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern systemdienlich und ökonomisch sinnvoll wird.

2.8 Kosten der Energiewende

Die Kosten sind einer der zentralen Diskussionspunkte, wenn es um das Für und Wider der Energiewende geht. Die Definition der „richtigen“ Kostengröße ist dabei keinesfalls einfach, hier sind viele verschiedene Kostendefinitionen denkbar. Im Rahmen der für die Analyse durchgeführten Modellrechnungen wurde versucht, die kumulierten systemischen Gesamtkosten für die Energiewende zu fassen. Darunter fallen alle Kostenanteile, die für den Erhalt beziehungsweise Umbau und Betrieb des Energiesystems im Zeitraum von heute bis 2050⁹⁸ notwendig sind: Investitionen in Neuanlagen und Ersatz von Altanlagen, Finanzierungskosten für Investitionen, Kosten für fossile und biogene Energieträger und sonstige Betriebs- und Wartungskosten für alle Anlagen. Einbezogen sind auch Kosten für wichtige Effizienzmaßnahmen wie insbesondere die energetische Sanierung von Gebäuden. Bewusst nicht einbezogen wurden externe Kosten, also Kosten, die sich heute nicht im Preis, den der Endkunde für Energie bezahlt, widerspiegeln, die aber für die Gesellschaft anfallen. Ebenso sind keine Steuern enthalten. Der Vergleich derartiger summarischer Kosten mit einer Referenzentwicklung, die keinen Klimaschutzziele folgt, ermöglicht die Ermittlung einer Kostendifferenz, die der Einhaltung der Klimaschutzziele geschuldet ist. Zum Vergleich wurde deshalb ein Referenzszenario angenommen, in dem die energiebedingten CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 um 40 Prozent verringert werden und dann bis 2050 konstant auf diesem Niveau verharren.⁹⁹

Abbildung 13 zeigt die kumulierten systemischen Gesamtkosten für Modellrechnungen, die sich hinsichtlich der Zielwerte der Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen unterscheiden. Die kumulierten systemischen Gesamtkosten hängen stark vom Wert der zulässigen CO₂-Emissionen ab. Während eine Reduktion um 60 Prozent zu einer Steigerung der Gesamtkosten um 7 Prozent führt, fallen zum Erreichen der Klimaschutzziele (85 Prozent) bis zum Jahr 2050 insgesamt Mehrkosten in Höhe von rund 2 Billionen Euro

⁹⁷ In der Veröffentlichung von Emonts et al. 2017 beispielsweise wird die Rolle von Wasserstoff als flexibler Energiespeicher und Treibstoff dargestellt.

⁹⁸ 2050 wurde als Zieljahr angenommen, da dies mit dem Zieljahr der Bundesregierung zur Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele übereinstimmt.

⁹⁹ Weitere Informationen zu den Annahmen finden sich Ausfelder et al. 2017-1.

an, was einer Steigerung um 50 Prozent entspricht. Dieser Wert entspricht im Mittel der nächsten 33 Jahre einem jährlichen Betrag von etwa 60 Milliarden Euro und somit knapp **2 Prozent des deutschen Bruttoinlandsprodukts** von 2016.

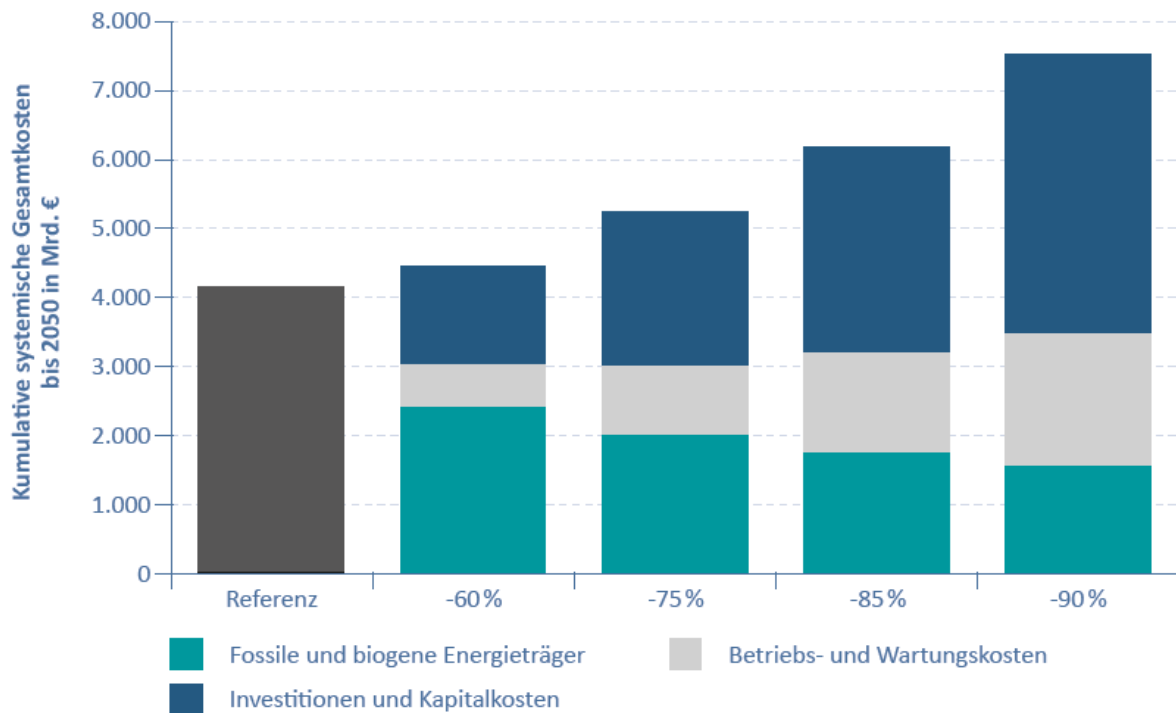


Abbildung 13: Kumulative systemische Gesamtkosten bis zum Jahr 2050 für Systementwicklungen, die sich hinsichtlich der Zielwerte der Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen unterscheiden.

Sollen 90 Prozent der energiebedingten CO₂-Emissionen eingespart werden, könnten die Mehrkosten allerdings schon mehr als 3 Billionen Euro gegenüber der Referenzentwicklung betragen. Solche überproportional großen Klimaschutzanstrengungen im Energiesektor könnten erforderlich werden, wenn fehlende Reduktionspotenziale beispielsweise in der Landwirtschaft kompensiert werden müssen, um das politische Ziel von -80 bis -95 Prozent der gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland zu erreichen.

Da die Kostenentwicklung der verschiedenen Technologien bis 2050 ungewiss ist, sind auch Schätzungen der Gesamtkosten immer mit einer sehr hohen Unsicherheit behaftet. Insbesondere für den Vergleich mit dem Referenzsystem sind auch die Preise fossiler Energieträger von Bedeutung. Hier wurde angenommen, dass diese dauerhaft bis 2050 auf dem sehr niedrigen Stand von heute verbleiben.¹⁰⁰ Trotzdem machen die genannten Zahlen deutlich, dass es sich bei der Energiewende um ein gesamtgesellschaftliches Großprojekt handelt, das von der volkswirtschaftlichen Dimension an die Wiedervereinigung heran-

¹⁰⁰ Die Entwicklung der Preise von Erdöl, Erdgas und Kohle hängt unter anderem vom Erfolg des internationalen Klimaschutzes ab, da eine Begrenzung der zulässigen CO₂-Emissionen diese Energieträger tendenziell entwertet und ihre Preise drückt. Gegebenenfalls müsste man also die Kosten für fossile Energieträger in allen Szenarien reduzieren, sodass die Unterschiede zwischen Referenz und Reduktionsszenarien größer werden.

reicht.¹⁰¹ Umso wichtiger ist es, die Umsetzung durch klug gesetzte Rahmenbedingungen zu lenken und volkswirtschaftlich möglichst effizient zu gestalten, um unnötige Mehrkosten zu vermeiden.

Im Fall der Modellrechnungen mit 85 beziehungsweise 90 Prozent Minderung energiebedingter CO₂-Emissionen entfällt mehr als die Hälfte der Mehrkosten auf Investitionen in Windkraft- und Photovoltaikanlagen, Speicher, Anlagen zur Energiewandlung wie Elektrolyseure, Netze, neue Verbrauchsgeräte wie Elektroautos und Wärmepumpen sowie die Sanierung von Gebäuden. Dieser hohe Betrag für Investitionen reduziert sich nach Abschluss des Umbaus des Energiesystems auf Investitionen für den Ersatz von Anlagen, die am Ende ihrer Lebensdauer außer Betrieb gehen. Insofern werden nach 2050 die Kosten eines umgebauten Energiesystems, in dem erneuerbare Energien den größten Anteil der Versorgung decken, wieder deutlich niedriger liegen als in den Jahren der Umbauphase.

In den dargestellten Kosten sind volkswirtschaftliche Aspekte wie lokale Wertschöpfung, Beschäftigungseffekte und Exportchancen nicht berücksichtigt. Da die benötigten Technologien aller Voraussicht nach weltweit eine wachsende Rolle spielen werden, ist der Aspekt der Technologiekompetenz für ein Hochtechnologieland wie Deutschland, dessen Wirtschaft stark auf Technologieexport baut, von großer Bedeutung.

2.9 Phasen der Energiewende

Der „Umfang“ der Sektorkopplung lässt sich quantitativ durch den Anteil der direkten Stromnutzung in den Sektoren Wärme und Verkehr und für die Erzeugung von Wasserstoff für die Anwendung als Endenergie sowie für die Weiterkonversion in synthetische Brenn- und Kraftstoffe ausdrücken. Wie Ergebnisse der Modellrechnungen zeigen, wird die direkte Stromnutzung – beispielsweise in Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen – zeitnah eine wichtige Rolle spielen (siehe Abbildung 14). Ab dem Jahr 2030 wird zunehmend auch die Herstellung von synthetischen Energieträgern aus Strom bedeutsam sein.

Insgesamt lassen sich aus der Analyse möglicher Pfade zur Transformation des Energiesystems unter Maßgabe der Einhaltung der politisch gesetzten Klimaschutzzeile vier wesentliche strukturelle Phasen identifizieren, die sich durch spezifische Erfordernisse und Charakteristika auszeichnen (siehe Abbildung 15).

¹⁰¹ Für die Wiedervereinigung wurden aus Anlass ihrer 25-jährigen Wiederkehr ähnliche „Kosten“-Werte in Höhe von 2.000 Milliarden Euro angegeben (siehe zum Beispiel Hansen 2014).

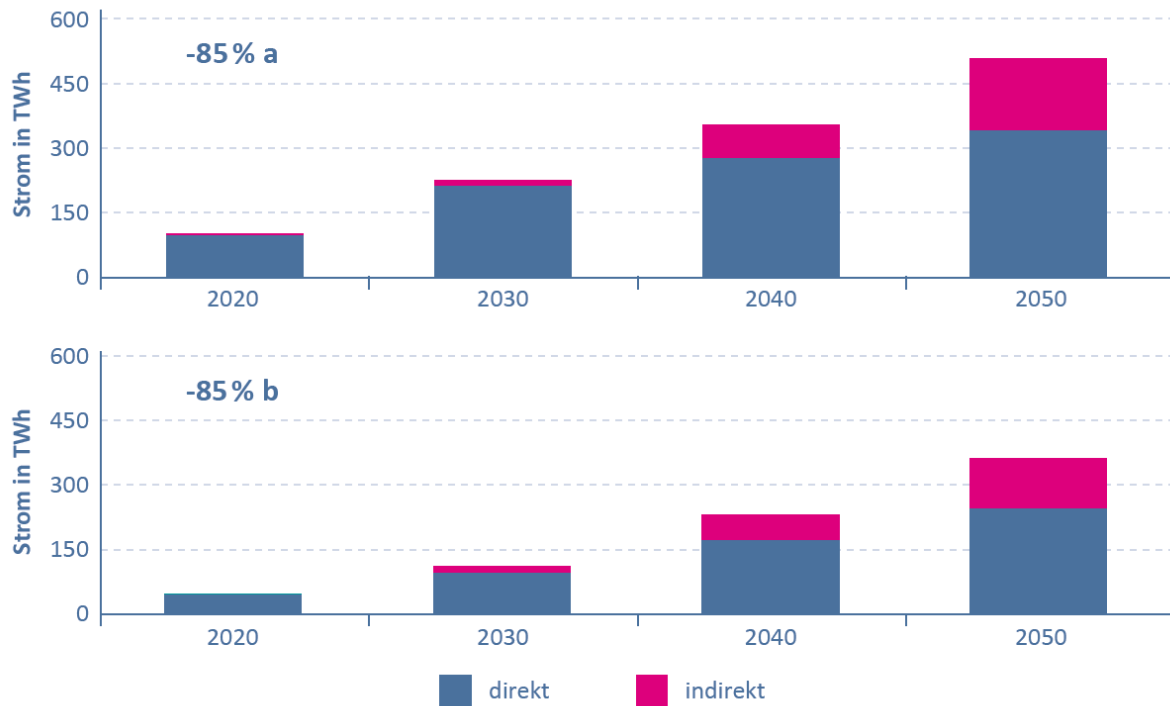


Abbildung 14: Entwicklung des Strombedarfs für „Sektorkopplung“ in den Modellrechnungen mit einer Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen um 85 Prozent. Dabei wird nach Strombedarf für direkte Stromnutzung in den Sektoren Verkehr und Wärme und indirekte Stromnutzung zur Herstellung synthetischer Energieträger unterschieden. Oben (-85 % a): freie Optimierung, Reduktion um 85 Prozent; Unten (-85 % b): Modellrechnung mit verschiedenen Annahmen, die eine Erreichung der Reduktionsziele wesentlich erleichtern/Reduktion um 85 Prozent.

Die erste, weitgehend abgeschlossene **Phase I** der vergangenen 25 bis 30 Jahre war dadurch gekennzeichnet, dass substanzielle Technologieentwicklungen im Bereich der Photovoltaik und der Windenergienutzung, aber auch bei Biomassetechnologien oder Komponenten des energieeffizienten Bauens stattgefunden haben. Diese haben bei all diesen Techniken zu wesentlichen Kostenreduktionen – teilweise um Größenordnungen – geführt¹⁰² und damit überhaupt erst die Voraussetzung dafür geschaffen, einen Umbau der Energieversorgung zu ermöglichen, die überwiegend auf erneuerbaren Energien und der effizienten Energienutzung basiert. Gleichzeitig wurde begonnen, die erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung erheblich auszubauen. Es ist offensichtlich, dass ein fortgesetzter Ausbau dieser Energieerzeuger nicht möglich ist, ohne dass eine umfassende Systemintegration stattfindet.

In der nun anstehenden **Phase II** der Systemintegration beginnen Technologien der direkten Stromnutzung wie Wärmepumpen und Elektromobilität ebenso eine wichtiger werdende Rolle zu spielen wie Kurzzeitspeicher für Strom (Batterien) und Wärme. Zugleich gilt es, sowohl die Energieerzeugung in Kraftwerken als auch den Energieverbrauch zunehmend an das Angebot der volatilen Einspeisung anzupassen. Potenziale der flexiblen Stromnutzung gilt es in allen Anwendungsbereichen und Sektoren zu entwickeln und Anreizsysteme für die Aktivierung eines systemdienlichen Betriebs zu schaffen. Außerdem geht es

¹⁰² REN21 2014.

darum, den komplexer werdenden Energiemarkt mit wesentlich mehr Beteiligten auch auf der Erzeuger- und Lieferantenseite zu organisieren und sicher und zuverlässig zu betreiben. Dies erfordert neben einem angepassten Marktrahmen auch die Entwicklung der Technologien und Standards, um das Management dieses Marktes zu bewältigen.

Die **Phase III** der Energiewende ist durch die großmaßstäbliche Herstellung von Wasserstoff und dessen Nutzung im Energiesystem charakterisiert. Diese Notwendigkeit ergibt sich einerseits daraus, dass nicht alle Anwendungsgebiete einer direkten Stromnutzung leicht zugänglich sind, und andererseits aus dem weiteren Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien, der zunehmend zu Zeiten einer Erzeugung großer Strommengen führt, die nicht mehr durch Kurzzeitspeicher und Lastmanagement nutzbar gemacht werden können. Die Entwicklung der hierfür infrage kommenden Technologieoptionen kann bereits heute im Rahmen von Forschung und Pilotprojekten vorangetrieben und erprobt werden, um dann zur Verfügung zu stehen, wenn der großflächige Einsatz benötigt wird.

In **Phase IV** werden schließlich die fossilen Energieträger final aus dem System verdrängt. Aus heutiger Sicht scheint es fraglich, wie machbar in Deutschland eine vollständige Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien ist. Importe von Strom oder chemischen Energieträgern aus erneuerbaren Energien, die in Ländern mit größeren Potenzialen für Solar- und Windenergie hergestellt werden, könnten die Kosten der Energiewende reduzieren und speziell dazu beitragen, den Ausbau der Windkraft auf ein gesellschaftlich akzeptiertes Maß zu begrenzen. Natürlich sind die beschriebenen Phasen zeitlich nicht scharf voneinander zu trennen, sondern gehen fließend ineinander über. Vor allem sind beim Ausbau der erneuerbaren Energien und bei Maßnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs wie der energetischen Sanierung von Gebäuden kontinuierliche Fortschritte notwendig, um die angestrebten Ziele erreichen zu können.

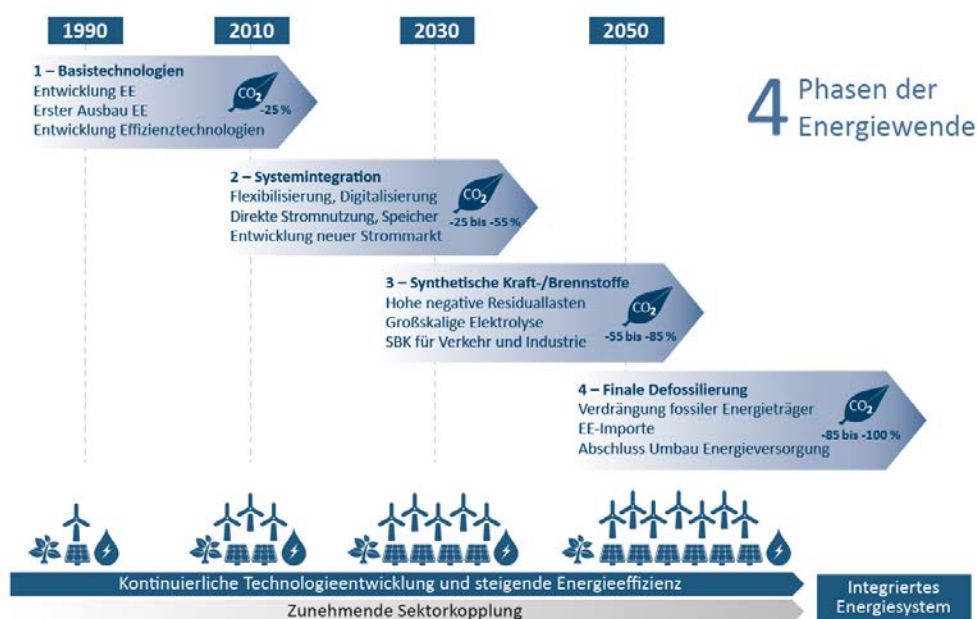


Abbildung 15: Die vier Phasen der Energiewende

3 Politische Rahmenbedingungen und Steuerungselemente

Mit der Integration der erneuerbaren Energien in alle Sektoren tritt die Energiewende in Deutschland in eine neue Phase ein. Damit die knappen klimafreundlichen Energieträger künftig aber auch dort eingesetzt werden, wo es am sinnvollsten und volkswirtschaftlich effizientesten ist, müssen die politischen Rahmenbedingungen angepasst werden.

Im vorangegangenen Kapitel wurden wichtige Elemente der Transformation des Energiesystems längs der politisch gesetzten Klimaschutzziele benannt, wie sie sich aus einer gesamtsystemischen Betrachtung und Kostenoptimierung ergeben. Dies betrifft beispielsweise den Einsatz strombasierter Versorgungstechniken auf der Nutzungsseite, den Einsatz von Kurzzeitspeichern oder andere Maßnahmen zur Flexibilisierung der Stromnutzung. Ohne einen Marktrahmen, der eine verstärkte Umsetzung dieser Versorgungsmaßnahmen anreizt, wird es schwierig sein, diese nächste Phase der Energiewende im notwendigen Umfang zu beschreiten. Vor dem Hintergrund der zunehmenden Wechselwirkung und Verschmelzung der verschiedenen Sektoren des Energiesystems erscheint es logisch und notwendig, in allen Sektoren ein einheitliches Preissignal für CO₂-Emissionen zu setzen. Damit könnten Energieträger und Technologien, die heute sehr unterschiedliche Marktbedingungen vorfinden, unter gleichen Bedingungen miteinander konkurrieren. Wo dies nicht ausreicht, können ergänzend weitere Maßnahmen, zum Beispiel zur Technologieförderung und Infrastrukturentwicklung, oder in einzelnen Bereichen auch ordnungsrechtliche Vorgaben notwendig sein.

Die Energiemärkte sind heute sehr unterschiedlichen Gesetzen und Regulierungen unterworfen: So ist Strom durch Abgaben, Umlagen und Steuern wesentlich höher belastet als Benzin, Diesel, Erdgas und Heizöl.¹⁰³ Unterschiedliche Regulierungen und Preisgestaltungen wirken aber hemmend auf die notwendige zunehmende Kopplung der Sektoren, die zugleich eine stärkere Verzahnung der Märkte für Strom, Wärme und Kraftstoffe mit sich bringen würde. Dies führt – neben anderen Hemmnissen – dazu, dass kein stärkerer Einsatz von Strom im Wärme- und Verkehrssektor stattfindet.¹⁰⁴

Ein zentrales, übergreifendes Element für eine möglichst kostengünstige Entwicklung des Energiesystems längs der Klimaschutzziele ist eine Marktgestaltung, bei der die verschiedenen Energieträger und Technologien unter Einbeziehung ihrer jeweiligen klimaschädigenden Wirkung unter gleichen Bedingungen miteinander konkurrieren können (Level Playing Field). Dafür wäre ein einheitliches, alle Sektoren umfassendes, möglichst europaweit gültiges CO₂-Preissignal notwendig. Da eine CO₂-Bepreisung fossile Energieträger einheitlich verteuern würde, würden Technologien, die erneuerbare Energien nutzen, schneller wett-

¹⁰³ Weil es in Deutschland keine CO₂-Steuer gibt, kann die faktische CO₂-Bepreisung unterschiedlicher Energieträger nicht explizit, sondern nur implizit verglichen werden. In der Studie „Neue Preismodelle für die Energiewende“ (Agora Energiewende 2017-1) führt Agora Energiewende beispielsweise folgende Werte an: Der implizite CO₂-Preis auf Strom betrage durch EEG-Umlage und Stromsteuer insgesamt 185 €/t, während die Ökosteuer zu einer impliziten CO₂-Bepreisung von 58 €/t für Diesel, 65 €/t für Benzin, 19 €/t für Erdgas und 8 €/t für leichtes Heizöl führe.

¹⁰⁴ Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ der Bundesregierung kommt zu dem Schluss, dass die aktuelle Förderung der erneuerbaren Energien nicht kompatibel ist mit der Idee der Sektorkopplung, da sie Strom unattraktiv gegenüber fossilen Energieträgern macht (Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ 2016, S. Z-6).

bewerbsfähig und in den Anwendungen (Sektoren) eingesetzt, wo sie zu niedrigsten Kosten die größte Wirkung im Sinne der Vermeidung von CO₂-Emissionen entfalten.

Ein solcher **technologieneutraler Ansatz** hat den Vorteil, dass diejenigen CO₂-Vermeidungstechnologien zum Einsatz kommen, die am kostengünstigsten sind. Die Emissionen können dabei auf viele verschiedene Arten reduziert werden.¹⁰⁵ Technologieneutrale Regulierungsinstrumente reagieren auch flexibel gegenüber unvorhergesehenen neuen Technologien. Diese können auf den Märkten in Konkurrenz zu den etablierten Technologien treten. Wird hingegen die „Einsatzreihenfolge“ der CO₂-Vermeidungstechnologien durch technologiespezifische Regulierungen induziert, müsste der Gesetzgeber im Vorfeld wissen, welche CO₂-Vermeidungstechnologien zu welchem Zeitpunkt am kostengünstigsten sein werden. Auf unvorhergesehene Entwicklungen wie Technologiesprünge lässt sich damit schwieriger reagieren, sodass höhere volkswirtschaftliche Kosten drohen als erforderlich. Bei einer Vielzahl an kleinteiligen, technologiespezifischen Regelungen, wie sie derzeit bestehen, muss der Gesetzgeber daher ständig an verschiedenen Stellen nachsteuern, um Verzerrungen wieder auszugleichen. Ein solcher Ausgleich wird oft dadurch erschwert, dass einmal eingeführte Maßnahmen schwer wieder abzuschaffen sind. Kleinteilige oder sich häufig ändernde Regelungen senken erfahrungsgemäß zugleich die Bereitschaft für langfristige Investitionen in Infrastrukturen oder aufwendige Technologieentwicklungen.

Damit der CO₂-Preis Investitionen in klimafreundliche Technologien anreizt, ist die Verlässlichkeit der Politik in Bezug auf die Klimaschutzziele entscheidend.¹⁰⁶ Denn nur wenn die Akteure des Energiesystems Planungssicherheit dahingehend haben, dass CO₂-Preise langfristig Bestand haben, werden sie investieren. Eine starke Selbstverpflichtung der Politik zum Klimaschutz und Vertrauen der Akteure in die Verbindlichkeit der Klimaschutzziele sind daher essenziell.

Ein einheitlicher CO₂-Preis ist allerdings kein Allheilmittel. So gibt es eine Vielzahl an Investitionen und Kaufentscheidungen, bei denen der Energiepreis nicht das einzige entscheidende Kriterium ist. In der energiewirtschaftlichen Praxis werden deshalb **ergänzende Instrumente** benötigt, um Verteilungsaspekte oder Marktversagen zu adressieren und Lock-in-Effekte¹⁰⁷ zu vermeiden. Auch Fragen des Erhalts oder Aufbaus von Wertschöpfung in Deutschland und Europa können Gründe für ergänzende Politikmaßnahmen sein. Beispielsweise könnten sich problematische Verteilungswirkungen für einkommensschwache Haushalte ergeben, wenn deren Wärmeversorgung sehr teuer würde aufgrund einer Angleichung der Belastung von Diesel und (chemisch gleichwertigem leichtem) Heizöl auf ein hohes Niveau. **Marktversa-**

¹⁰⁵ Während beispielsweise ein Effizienzstandard für Pkw nur auf die Erhöhung der Emissionseffizienz bei Verbrennungsmotoren abzielt, setzt ein CO₂-Preissignal im Verkehrssektor Anreize für Emissionseffizienz von Antrieben, weniger Nutzung und den Umstieg auf emissionsärmere Verkehrsmittel (Elektroautos, öffentlicher Nahverkehr etc.) (Flachsland 2011).

¹⁰⁶ Sektorübergreifende Klimaschutzinstrumente sollten daher auch über eine hinreichend starke institutionelle Verankerung verfügen. Der EU ETS zum Beispiel ist Teil der Verträge der Europäischen Union. Ein Ausstieg eines EU-Mitgliedsstaates würde aufwendige Neuverhandlungen der europäischen Verträge notwendig machen, was dem EU ETS eine vergleichsweise stabile institutionelle Grundlage gibt.

¹⁰⁷ Lock-in-Effekte sind Barrieren, die das Verlassen eines einmal eingeschlagenen Pfades erschweren. Sie können beispielsweise entstehen, wenn weiterhin in fossile Technologien investiert wird, weil die zukünftige Entwicklung des CO₂-Preises unterschätzt wird. Ist eine Investition einmal getätigt, wird die entsprechende Anlage möglichst bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer weiter betrieben, auch wenn sich im Nachhinein herausstellt, dass eine andere, emissionsärmere Alternative wirtschaftlicher gewesen wäre. Ab einem bestimmten Niveau des CO₂-Preises könnten Anlagen, die aus solchen Fehlinvestitionen hervorgehen, zu volkswirtschaftlichen Mehrkosten abgeschaltet werden.

gen kann beispielsweise auftreten, wenn nicht alle Marktteilnehmer über den gleichen Kenntnisstand über relevante Regulierungen verfügen (Informationsdefizite und -asymmetrien),¹⁰⁸ Differenzen zwischen langfristigem volkswirtschaftlichem Nutzen und kurzfristigen Amortisationserwartungen von Unternehmen und Haushalten bestehen oder zu geringe private Anreize vorhanden sind, Infrastrukturen auszubauen oder in Forschung und Entwicklung zu investieren. Zudem können ergänzende Instrumente auch externe Kosten etwa lokaler Umweltfolgen und/oder Schadstoffemissionen, berücksichtigen.

Zu den ergänzenden Instrumenten zählen etwa Technologieförderung, staatliche gesteuerte und gegebenenfalls mitfinanzierte Infrastrukturentwicklung und ordnungsrechtliche Vorgaben (zum Beispiel Grenzwerte für Energieverbrauch oder zulässige Emissionen oder die Harmonisierung technischer Standards). Ein einheitlicher CO₂-Preis sollte jedoch als Hauptinstrument der Klimapolitik Vorrang haben, und Doppelregulierungen sollten möglichst vermieden werden. Zusätzliche Instrumente stehen daher unter einem Prüfvorbehalt: Notwendigkeit, Wirksamkeit und Kosten-Nutzen-Verhältnis sollten einer laufenden Evaluation unterliegen, und die Instrumente sollten so gestaltet werden, dass sie für Nachjustierungen offen sind.

Insgesamt steht der Gesetzgeber vor der Aufgabe, zwischen Technologieoffenheit und dem Risiko von Lock-in-Effekten, die die Klimaschutzziele gefährden, abzuwägen. Außerdem sind bei einer Neukonzeption der Maßnahmen zahlreiche andere Gesichtspunkte zu berücksichtigen, von sozial- und beschäftigungspolitischen Konsequenzen über ausgewogene Anpassungen des von der Energiepolitik tangierten Steuersystems bis hin zu einer höheren Verlässlichkeit und längerfristigen Planbarkeit der Maßnahmen des reformierten Regelsystems. Dabei ist es nicht zuletzt wichtig, im gesellschaftlichen Dialogständig abzuwägen, wie politische Ziele erreicht werden können und diesen Diskurs aktiv zu gestalten. Die – hier im Fokus stehende – volkswirtschaftliche Effizienz ist bei dem Abwägungsprozess deshalb nicht das einzige Kriterium.

3.1 Optionen, um ein einheitliches Preissignal zu schaffen

Ein einheitliches Preissignal für CO₂ kann auf unterschiedliche Weise realisiert werden. Naheliegend ist die Weiterentwicklung des europäischen Emissionshandels (EU ETS), da hiermit bereits ein System zur Bepreisung von CO₂-Emissionen vorhanden ist. Alternativ käme eine CO₂-Steuer infrage, die entweder auf EU-Ebene oder ergänzend zum europäischen Emissionshandel auf nationaler Ebene erhoben werden könnte.

Eine CO₂-Steuer fixiert den Preis für Emissionen, die Emissionsmenge wird allerdings dem Markt überlassen. Im Vergleich zum Emissionshandel wird damit das Preisrisiko für Unternehmen reduziert, allerdings auf Kosten des Risikos, das Emissionsziel zu verfehlen. Dass eine solche Entscheidung durchaus kontrovers sein kann, zeigt die Situation in Kanada, wo sich einige Provinzen für die Einführung eines Emissionshandels und andere für eine CO₂-Steuer entschieden haben.¹⁰⁹

Mit einer Erweiterung des EU ETS oder der Einführung einer nationalen CO₂-Steuer würde das Ziel eines Level Playing Field allerdings nur erreicht werden, wenn gleichzeitig das bestehende Abgabensystem umfassend reformiert würde. Dies würde insbesondere die heterogene CO₂-Bepreisung fossiler Energieträger

¹⁰⁸ Ein mögliches Beispiel sind Hauseigentümer, die eine Investitionsentscheidung für ein Heizungssystem treffen, das langfristig teuer sein wird, weil sie nicht ausreichend über die zukünftige Preisentwicklung von fossilen Energieträgern informiert sind.

¹⁰⁹ Government of Canada 2017.

in verschiedenen Anwendungen und Sektoren (Stichwort: Reform der Öko- und Stromsteuer) und die Förderung erneuerbarer Energien, zum Beispiel durch das EEG, betreffen. Die Vielzahl der existierenden Steuern, Abgaben, Entgelte und Umlagen führt heute dazu, dass diese Komponenten im Jahr 2016 gut drei Viertel des Endverbraucherpreises für Strom ausmachen und die implizite CO₂-Bepreisung beim Einsatz unterschiedlicher fossiler Energieträger in verschiedenen Sektoren stark variiert.¹¹⁰ Entsprechend umstritten ist die Effektivität der Lenkungsfunktion des eingesetzten klima- und energiepolitischen Instrumentariums.¹¹¹

Wie hoch ein CO₂-Preis sein sollte, um als klimapolitisches Instrument die gewünschte Wirkung zu entfalten, wurde in dieser Studie nicht untersucht. Die „High-Level Commission on Carbon Prices“ untersucht in ihrem Report von 2017, welcher CO₂-Preis global notwendig wäre, um die Ziele aus dem Pariser Klimaschutzabkommen zu erreichen und gleichzeitig wirtschaftliches Wachstum und Entwicklung im Sinne der „Sustainable Development Goals“ (SDGs) zu fördern.¹¹² Die Expertengruppe kommt zu dem Schluss, dass ein Preis von mindestens 40 bis 80 US-Dollar pro Tonne CO₂-Äquivalent (entspricht etwa 35 bis 70 Euro pro Tonne) bis 2020 und mindestens 50 bis 100 US-Dollar pro Tonne (entspricht etwa 40 bis 85 Euro pro Tonne) bis 2030 dafür notwendig wären.¹¹³ Die Autorinnen und Autoren betonen, dass eine hohe Verlässlichkeit der Politik sowie Transparenz und eine hohe Planbarkeit ausschlaggebend für den Erfolg eines solchen Instrumentes sind. Gleichzeitig sollte der Preis aber auch angepasst werden können, um künftige Entwicklungen wie Lerneffekte oder technologische Entwicklungen berücksichtigen zu können. Diese Anpassungen müssten jedoch nachvollziehbar und transparent erfolgen. Regierungsstrategien („Policies“) sollten „planbar flexibel“ („predictably flexible“) sein.

¹¹⁰ Eine Reform des bestehenden Abgabensystems könnte auch berücksichtigen, dass die Nutzung fossiler Energieträger externe Kosten, die über die CO₂-Bepreisung nicht erfasst würden, generieren kann (lokale Umweltverschmutzung, Staus, siehe zum Beispiel Parry/Vollbergh 2017) und dass auch CO₂-arme Technologien für die Gesellschaft Kosten verursachen, zum Beispiel durch Infrastrukturbedarf (Straßen) oder Umweltwirkungen (Feinstaub).

¹¹¹ Eine detaillierte Diskussion hierzu findet sich in Ausfelder et al. 2017-1; vgl. hierzu auch: Haucap 2017.

¹¹² CPLC 2017.

¹¹³ In den hier dargestellten Modellrechnungen wurden die CO₂-Preise, die für die gewählten Reduktionspfade notwendig wären, nicht direkt berechnet. Allerdings lassen sich die CO₂-Vermeidungskosten über den gesamten Zeitraum bis zum Jahr 2050 für die unterschiedlichen Reduktionspfade anhand der Systemkosten und der vermiedenen CO₂-Mengen abschätzen (vgl. Ausfelder et al. 2017-1, Kapitel 5.3.4). Die Vermeidungskosten liegen zwischen rund 60 Euro pro Tonne bei der Modellrechnung mit einer Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen um 85 Prozent und unter Zugrundelegung verschiedener Annahmen, die eine Erreichung der Reduktionsziele wesentlich erleichtern (siehe hierzu auch Abschnitt 2.4), und 400 Euro pro Tonne bei der Modellrechnung mit einer Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen um 90 Prozent und ohne Zugrundelegung von Annahmen, die eine Erreichung der Reduktionsziele wesentlich erleichtern. Bei niedriger gesetzten Klimaschutzziele liegen die Werte also in einer ähnlichen Größenordnung wie die von der Expertengruppe ermittelten CO₂-Preise, bei höher gesetzten Klimaschutzziele dagegen deutlich darüber. Ein wichtiger Gesichtspunkt ist dabei, dass sich die Modellrechnungen ausschließlich auf Deutschland fokussieren, vorwiegend nationale Lösungen aber in der Regel zu höheren Kosten führen als international abgestimmte Lösungen. Hinzu kommt, dass erneuerbare Energien in Deutschland im internationalen Vergleich nicht über die besten Standortbedingungen verfügen. Generell ist zu beachten, dass die absoluten Werte aufgrund der vielen Annahmen, die in die Rechnungen einfließen, eine recht hohe Unsicherheit aufweisen. Der relative Vergleich zwischen den verschiedenen Modellrechnungen, bei denen gleichartige Annahmen getroffen wurden, ist hingegen belastbarer.

3.1.1 Ausbau des Europäischen Emissionshandelssystems

Mit dem Europäischen Emissionshandelssystem ist bereits ein Instrument zur Bepreisung von CO₂-Emissionen europaweit implementiert. Allerdings nehmen hier nur größere Anlagen teil: Kraftwerke mit einer Feuerungsleistung ab 20 Megawatt und einige Industriebranchen. Hierdurch werden lediglich etwa 45 Prozent der Treibhausgasemissionen im Energiesektor in Europa abgedeckt.¹¹⁴ Emissionen aus dem Verkehrssektor, mit Ausnahme des Flugverkehrs, und ein Großteil der Wärmeerzeugung werden hingegen nicht erfasst. Um im Hinblick auf die Sektorkopplung ein wirksames Preissignal zu setzen, müsste das EU ETS dahingehend erweitert werden, dass es die gesamten Emissionen des Energiesektors umfasst.

Der Emissionshandel hat gegenüber anderen Mechanismen im Prinzip eine relativ hohe ökologische Treffsicherheit: Die Menge an CO₂-Zertifikaten ist vorgegeben, der Marktpreis für die Zertifikate stellt sich entsprechend nach Angebot und Nachfrage ein. Es ist also von vornherein sichergestellt, dass eine vorgegebene Menge an CO₂-Emissionen nicht überschritten wird. Empirische Studien deuten darauf hin, dass in Europa die Emissionen in vom Emissionshandel betroffenen Unternehmen gegenüber Kontrollgruppen und Referenzszenarien gesunken sind und dass das EU ETS in regulierten Unternehmen teilweise auch zum Einsatz emissionsärmerer Technologien geführt hat.¹¹⁵ Inwieweit die ursprünglich ausgegebene Menge an CO₂-Zertifikaten im Einklang mit den nationalen Klimaschutzzielen steht, ist eine offene Frage, da die Festlegung der Zertifikatemenen von politischen Kompromissen abhängt.

Eine europäisch koordinierte Vorgehensweise ist zudem volkswirtschaftlich besonders effizient, da Emissionsminderungen länderübergreifend dort realisiert werden können, wo sie am kostengünstigsten sind.¹¹⁶ Eine Verbesserung und Erweiterung des EU ETS wäre insofern naheliegend. Allerdings erfordert eine Umgestaltung oder Erweiterung des EU ETS eine bessere Koordinierung zwischen nationaler und europäischer Ebene.

In der Kritik steht das EU ETS vor allem wegen der derzeit sehr niedrigen Preise für die Zertifikate von unter 5 Euro pro Tonne. Einerseits hat das System seine zentrale Aufgabe, die Emissionen emissionshandelspflichtiger Anlagen unter dem vorgegebenen Deckel zu halten, kosteneffizient erfüllt.¹¹⁷ Andererseits überschreitet die in den vergangenen Jahren ausgegebene Menge an Zertifikaten den aktuellen Bedarf bei Weitem, was zu einem „Überschuss“ von etwa 1,5 Milliarden CO₂-Zertifikaten geführt hat (dies entspricht nahezu der europaweit ausgegebenen Zertifikatmenge eines Jahres).¹¹⁸ Die Menge dieser „Überschuss“-Zertifikate und ihr daraus resultierender niedriger Preis hängen unter anderem mit dem Ausbau erneuerbarer Energien und der schwachen wirtschaftlichen Entwicklung in vielen EU-Staaten zusammen. Es stellt sich allerdings die Frage, ob der niedrige Zertifikatspreis ausreichende Signale für die langfristige Transformation des Energiesystems setzt. Um frühzeitig Investitionen in Vermeidungstechnologien sowie For-

¹¹⁴ EC 2016.

¹¹⁵ Diese Untersuchungen werden in Ausfelder et al. 2017-1 in Kapitel 6 ausführlicher diskutiert.

¹¹⁶ Mittelfristig könnte das EU ETS zudem mit den Emissionshandelssystemen anderer Länder und Regionen gekoppelt werden. Derzeit gibt es in 35 Ländern Emissionshandelssysteme auf unterschiedlichen administrativen Ebenen (ICAP 2017). Die Einführung des nationalen Emissionshandelssystems in China im Jahr 2017 wird zur Schaffung des weltweit größten Marktes für Zertifikate führen.

¹¹⁷ Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ 2016, S. 25.

¹¹⁸ Heute nicht eingesetzte Zertifikate können von den Firmen auch in späteren Jahren verwendet werden. Aufgrund dieses sogenannten „Banking“ ist es möglich, dass Ausgabe und Einsatz von Zertifikaten zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht zusammenfallen.

schung und Entwicklung anzureizen, müsste die Signalwirkung des EU ETS vermutlich merklich gesteigert werden.

Ob die von der EU ab dem Jahr 2019 vorgesehene Marktstabilitätsreserve, die bestehende Zertifikateüberschüsse abbauen soll, kurzfristig zu einem substantiellen Preisanstieg führen wird, ist umstritten. Die Marktakteure dürften die geplante temporäre Herausnahme von Zertifikaten längst antizipiert und bereits eingepreist haben.¹¹⁹ Deshalb werden weitere, ergänzende Maßnahmen diskutiert beziehungsweise wurden zum Teil bereits beschlossen:

- Eine zusätzliche Erhöhung des jährlichen Reduktionsfaktors,¹²⁰ um die Menge der verfügbaren Zertifikate schneller zu reduzieren.
- Die permanente Stilllegung der im Zeitraum 2014 bis 2016 zurückgehaltenen 900 Millionen Zertifikate.¹²¹ Mit der Überführung dieser Zertifikate in die Marktstabilitätsreserve wird dieser Forderung de facto nachgekommen¹²², solange die Reserve unangetastet bleibt.
- Eine Ausweitung des Emissionshandels auf alle Sektoren und CO₂-Emissionen, was vor allem auch im Sinne eines sektorübergreifenden Preissignals die zunehmend notwendige Kopplung der Energiesektoren unterstützen würde. Bei der Festlegung der Menge an Zertifikaten, die für die neu zu integrierenden Sektoren zusätzlich bereitgestellt werden müsste, könnte der bisherige Zertifikateüberhang berücksichtigt werden.
- Die Einführung eines Preiskorridors bestehend aus einem Mindest- und einem Höchstpreis für CO₂-Zertifikate.¹²³ Eine Reduktion der Preisschwankungen wird zwar ebenfalls über die Einführung der Marktstabilitätsreserve erreicht; eine festgelegte Preisober- und -untergrenze ist allerdings nicht vorgesehen.

Die ersten drei Ansätze sind rein mengenbasiert, nutzen also ausschließlich die Menge der Zertifikate als Stellschraube. Durch den Preiskorridor würden dagegen die Vorzüge von Mengen- und Preissteuerung kombiniert: Während der Emissionshandel weiterhin die jährliche Höchstmenge von Emissionen vorgibt, kann ein Mindestpreis, beispielsweise in Form eines Preisaufschlags, einen Grundanreiz der Emissionsreduktion garantieren. Ein Höchstpreis hingegen würde Unternehmen gegenüber Preisspitzen absichern. Durch den Preiskorridor könnten so Unsicherheiten mit Blick auf den Preispfad bis 2050 reduziert und die Planungssicherheit für Unternehmen erhöht werden.¹²⁴

Im Anschluss an eine umfassende Reform sollten weitere Nachjustierungen gegen das Risiko abgewogen werden, dass die Unsicherheit für die regulierten Unternehmen dadurch erhöht werden kann. Um lang-

¹¹⁹ acatech/Leopoldina/Akademienunion 2015; Euro-Case 2014.

¹²⁰ Mit dem Reduktionsfaktor wird die insgesamt pro Jahr ausgegebene Menge an Zertifikaten verringert. Für die vierte Handelsperiode (2021 bis 2030) ist bereits eine Erhöhung des jährlichen Reduktionsfaktors auf 2,2 Prozent vorgesehen. Dies würde zur Erfüllung des gesamteuropäischen Reduktionsziels für das Jahr 2030 (40 Prozent gegenüber 1990) beitragen und die vom EU ETS erfassten Emissionen um 43 Prozent gegenüber 2005 reduzieren (EC 2017-1).

¹²¹ EC 2017-2, Andor et al. 2015.

¹²² EC 2017-2.

¹²³ acatech/Leopoldina/Akademienunion 2015.

¹²⁴ Um sicherzustellen, dass der Preiskorridor die mengengesteuerte Preisbildung nicht verzerrt (und zu keinen Ineffizienzen im Gesamtsystem führt), ist eine sorgfältige Festlegung der Preisgrenzen wichtig.

fristige Planbarkeit zu schaffen, könnten zudem die Klimaziele für die folgenden Handelsperioden bis 2050 mit Blick auf das gesamte europaweite Reduktionsziel für das Jahr 2050 (80 bis 95 Prozent gegenüber 1990) institutionell stärker verankert werden.

Derzeit setzt der Zertifikatehandel direkt bei den Emittenten an: Rund 11.000 Anlagen der Stromerzeugung und der verarbeitenden Industrie sind emissionshandelspflichtig.¹²⁵ Würden auch Wärme- und Verkehrssektor¹²⁶ in das EU ETS aufgenommen, so würde sich die Zahl der vom Emissionshandel erfassten Emittenten dramatisch erhöhen. Schließlich waren 2015 allein 252 Millionen Personenkraftwagen in Europa registriert.^{127,128} Ein System, in dem jede Besitzerin und jeder Betreiber eines Heizungskessels oder Fahrzeugs selbst am Emissionshandel teilnehmen müsste, wäre daher nicht nur enorm teuer, sondern auch administrativ kaum handhabbar. Eine Lösungsmöglichkeit bestünde darin, das EU ETS in ein sogenanntes Upstream-System umzubauen. Dieses würde direkt bei den Produzenten und Importeuren fossiler Energieträger ansetzen. Hierbei wären lediglich etwa 1.000 Akteure – beispielsweise Raffinerien und Erdöl-Importeure – verpflichtet, die Emissionszertifikate zu halten.¹²⁹ Die damit verbundenen Kosten würden dann möglichst an die Nachfragenden bis zu den Endkundinnen und Endkunden weitergegeben, um dort entsprechende Verhaltens- oder Produktionsanpassungen anzureizen.

Parallel zur Ausweitung des Emissionshandels könnten sektorspezifische Instrumente wie EEG und Energiesteuern (zum Beispiel die Ökosteuer), die ebenfalls die Reduktion der CO₂-Emissionen zum Ziel haben, schrittweise abgebaut werden. Die wegfallenden Staatseinnahmen müssten allerdings anderweitig kompensiert werden, sofern sie nicht durch andere Abgaben gedeckt sind. Zudem haben Energiesteuern neben der Reduktion der CO₂-Emissionen weitere Funktionen: Die Energiesteuer auf Benzin und Diesel zum Beispiel enthält neben dem Ökosteueranteil einen rein fiskalischen Anteil zur Deckung der Kosten für Straßenbau und -unterhalt. Würde die Ökosteuer abgeschafft, könnten derartige Kosten auf alle Fahrzeuge unabhängig vom Antriebssystem, also inklusive der Elektrofahrzeuge, umgelegt werden.

Die Einbeziehung weiterer Sektoren in das EU ETS wird teilweise auch von Akteuren der betroffenen Sektoren befürwortet.¹³⁰ Widerstände sind wegen der zu erwartenden Preissteigerungen vor allem aus der energieintensiven Industrie zu erwarten. Inwieweit Unternehmen von den Auswirkungen des Emissionshandels entlastet werden sollen, um ihre Abwanderung zu verhindern oder gravierende Wettbewerbsnachteile zu mildern, wird kontrovers diskutiert. Derzeit werden die Belastungen dieser Unternehmen über die freie Zuteilung von Zertifikaten umfangreich kompensiert. Dabei zeigen allerdings Untersuchungen, dass manchmal Überkompensation stattfindet oder Industriezweige freie Zuteilungen erhalten, obwohl ihr Abwanderungsrisiko äußerst gering ist.¹³¹

Es bietet sich daher eine Reallokation der kostenlosen Emissionsberechtigungen mit Fokus auf tatsächlich betroffene Unternehmen an, um Widerstände zu überwinden und die Wirkung des EU ETS nicht zu ver-

¹²⁵ acatech/Leopoldina/Akademienunion 2015.

¹²⁶ Auch eine Einbeziehung der Landwirtschaft in den Emissionshandel wird diskutiert, ist aber nicht Thema dieser Stellungnahme.

¹²⁷ Hinzu kommen die Betreiber von Luftfahrzeugen auf Langstreckenflügen.

¹²⁸ ACEA 2017.

¹²⁹ SRU 2008, Flachsland et al. 2011.

¹³⁰ So spricht sich der Verband der Automobilindustrie für eine Integration des Verkehrssektors in den EU ETS aus (VDA 2017).

¹³¹ Martin et al. 2014.

zerren. Eine Alternative, um einheitliche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen, wäre die Besteuerung besonders emissionsintensiver Importe (Border Tax Adjustments)¹³², sofern ein solches Vorgehen mit internationalen Handelsabkommen kompatibel gestaltet wird.

Auf politischer Ebene sind ebenfalls Widerstände gegen einen Ausbau des Emissionshandels zu erwarten, da insbesondere osteuropäische EU-Mitgliedsstaaten wirtschaftliche Nachteile fürchten. Die Akzeptanz einer Erweiterung des EU ETS könnte jedoch erhöht werden, indem Einnahmen aus der Versteigerung der Zertifikate umverteilt werden.¹³³

Zudem ist zu prüfen, inwieweit einkommensschwache Haushalte zusätzlich belastet würden. Einnahmen des EU ETS aus dem Verkauf der Emissionsberechtigungen könnten gezielt eingesetzt werden, um sowohl den Strukturwandel in besonders betroffenen Ländern zu unterstützen als auch zusätzliche Belastungen für einkommensschwache Haushalte abzumildern.

Eine solche Neuausrichtung der Klimaschutzpolitik brächte vor allem eine Entlastung durch den Abbau volkswirtschaftlicher Ineffizienzen. Der dadurch frei werdende finanzielle Spielraum könnte beispielsweise für Investitionen in staatlich finanzierte Infrastrukturmaßnahmen genutzt werden. Weiterhin ist es von zentraler Bedeutung, nicht nur die Kosten, sondern insbesondere auch die diversen Nutzen klimaschonender Technologien (Umweltschutz, mögliche positive gesellschaftliche und volkswirtschaftliche Effekte) empirisch aufzuarbeiten, transparent zu machen und aktiv zu kommunizieren.

3.1.2 Einführung einer CO₂-Steuer

Als Alternative zum erweiterten Emissionshandel käme die Einführung einer CO₂-Steuer in Betracht, entweder auf europäischer Ebene als Ersatz oder Ergänzung des EU ETS oder zusätzlich zum EU ETS auf nationaler Ebene.¹³⁴ Wie im Fall des Emissionshandels wäre die Einführung einer CO₂-Steuer auf europäischer Ebene gegenüber nationalen Lösungen zu bevorzugen. Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass eine solche Steuer europaweit eingeführt wird, da sich die EU bereits für das Instrument des Emissionshandels entschieden hat. Erschwerend kommt hinzu, dass der Rat der Europäischen Union in Steuerfragen einstimmig entscheiden muss.¹³⁵ Entsprechend erscheint eine Ergänzung des Emissionshandels durch nationale Maßnahmen, wie sie bereits in einigen europäischen Ländern diskutiert oder eingeführt wurden,¹³⁶ realistischer.

Der Vorteil einer CO₂-Steuer liegt insbesondere in der höheren Planungssicherheit bezüglich der Entwicklung der CO₂-Preise. Denn auch in einem sektorübergreifenden Emissionshandelssystem (ohne Mindest-

¹³² Grenzausgleichssteuern besteuern Güter im Land des Konsums (Bestimmungslandprinzip) und sollen Wettbewerbsungleichheiten (aufgrund unterschiedlicher Steuerbelastungen) ausgleichen.

¹³³ Während verschiedene Fachleute eine Neugestaltung des EU ETS aufgrund der unterschiedlichen Interessen der einzelnen Länder in Europa für unwahrscheinlich halten (vgl. zum Beispiel Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ 2016), betonen andere Gremien, dass eine Einigung in Europa mithilfe von Transferzahlungen erzielt werden könnte (SVR 2016).

¹³⁴ Dies wird unter anderem von der Expertenkommission zum Monitoring der Energiewende (Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ 2016) sowie von weiteren Fachleuten empfohlen (vgl. beispielsweise WWF 2014; Schultz projekt consult 2017; BEE 2017).

¹³⁵ EU 2017.

¹³⁶ Während beispielsweise in Großbritannien ein Energiesteueraufschlag bei fossiler Stromerzeugung erfolgt, wurde in den Niederlanden Kohle in die integriert (FOES 2014). Auch Schweden hat bereits seit den 1990er Jahren eine CO₂-Steuer.

preis) bliebe das Risiko bestehen, dass niedrige Preise für Emissionszertifikate keine ausreichenden Anreize für Investitionen in Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Technologien der Sektorkopplung setzen und dass eine vergleichsweise hohe Unsicherheit über die Entwicklung der Preise für Zertifikate besteht. Die klar vorhersehbare Preisentwicklung im Falle einer Steuer (oder reformiertes EU ETS mit Preiskorridor) würde dagegen ein positives Signal an die Wirtschaft zur frühzeitigen (Weiter-)Entwicklung grüner Technologien senden. Als nachteilig kann sich allerdings erweisen, dass CO₂-Steuern nicht auf konjunkturelle Schwankungen reagieren. Für Unternehmen bleiben sie auch während einer Rezession ein fixer Kostenfaktor. Zertifikatemärkte dagegen reagieren auf Änderungen der konjunkturellen Lage. So sinkt in Zeiten einer Rezession die Nachfrage nach Zertifikaten und damit der CO₂-Preis, was Unternehmen entlastet.

Auch für den Staat sind Einnahmen aus CO₂-Steuern besser planbar. Dadurch entstehen Freiräume, ineffiziente energie- und klimapolitische Maßnahmen zu reduzieren und damit eine schrittweise Vereinfachung und Harmonisierung der klimapolitischen Regulierungen voranzutreiben. Elemente einer solchen Steuerreform könnten beispielsweise die Abschaffung der Stromsteuer und eine Reform der Energiesteuer sein – ähnlich wie bei einer Ausweitung des EU ETS. Darüber hinaus wäre als Teil eines solchen Reformpakets denkbar, die Förderung erneuerbarer Energien abzuschaffen oder weiter zu reformieren. Ein Hauptziel des EEG – eine Änderung der relativen Preise zugunsten erneuerbarer Energien – würde durch eine CO₂-Steuer ebenfalls erreicht. Zudem erfassen CO₂-Steuern ebenso wie der Emissionshandel zielgenau den CO₂-Gehalt verschiedener fossiler Energieträger und setzen damit effiziente Anreize, die Emissionen zu reduzieren.

Selbst bei einer aufkommensneutralen Ausgestaltung der Steuerreform würde eine Entlastung der Wirtschaft erreicht, da die Kosten der Emissionsreduktionen effizienter verteilt würden, wobei es gegenüber der heutigen Situation natürlicherweise Gewinner und Verlierer gäbe. Dennoch dürften aus Teilen der Wirtschaft erhebliche Widerstände gegen zusätzliche steuerliche Belastungen zu erwarten sein. Bei der Einführung einer allgemeinen CO₂-Steuer 1991 in Schweden wurde auf diesen Widerstand beispielsweise mit erheblichen Steuernachlässen für die Industrie reagiert.¹³⁷ Dies wiederum relativierte die effiziente Verteilung der Kosten für die Emissionsreduktionen und schränkte so die entzerrende Wirkung der Steuer stark ein. Eine CO₂-Steuer, die kurzfristig wirtschaftlich tragbar und gesellschaftlich akzeptabel ist und mit der dennoch die langfristigen Klimaziele erreicht werden, müsste entsprechend progressiv über die Zeit ausgestaltet sein. Wie auch bei einer Erweiterung des EU ETS könnten Nachteile im internationalen Wettbewerb gegebenenfalls durch eine Besteuerung besonders emissionsintensiver Importe (Border Tax Adjustments) kompensiert werden.

Als akzeptanzsteigernd könnte sich zudem erweisen, dass die Verteilungswirkungen einer CO₂-Steuer geringer sind als beim EEG.¹³⁸ Allerdings wäre ebenso wie bei einer Erweiterung des Zertifikatehandels genau zu prüfen, ob und inwieweit zusätzliche Belastungen einer CO₂-Steuer für einkommensschwache Haushalte durch begleitende Maßnahmen aufgefangen werden könnten. Ein Anstieg der Verbraucherpreise für Erdgas und Erdöl, die im Jahr 2017 noch 70 Prozent der Raumwärme in deutschen Haushalten

¹³⁷ Åkerfeldt/Hammar 2015.

¹³⁸ Die regressive EEG-Umlage belastet ärmere Haushalte stärker als eine CO₂-konsumbasierte Bepreisung (Gutachten der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ 2016).

bereitstellten¹³⁹, könnte ohne kompensierende Maßnahmen für die wirtschaftlich schwächsten Haushalte zu nicht vertretbaren Mehrkosten führen und zugleich die Akzeptanz der Energiewende schmälern.

Da die Einführung einer CO₂-Steuer auf europäischer Ebene nicht zu erwarten ist, wäre die Einführung einer einheitlichen **nationalen CO₂-Steuer** eine Option. Eine solche Steuer würde sich direkt auf die Emissionen in Deutschland in den bisher nicht vom EU ETS erfassten Sektoren auswirken (Wärme- und Verkehrssektor) und damit auch auf die europäischen CO₂-Emissionen. Inwieweit sie allerdings als Ergänzung zum Emissionshandel auch in den vom EU ETS erfassten Sektoren ökonomisch und ökologisch sinnvoll ist, hängt kritisch von ihrer Ausgestaltung ab. Hier gibt es eine Reihe verschiedener Möglichkeiten mit entsprechenden Vor- und Nachteilen:

1. Es könnte eine nationale CO₂-Steuer ausschließlich auf Emissionen erhoben werden, die vom EU ETS nicht erfasst sind. Die Steuersätze könnten an die Entwicklung der Preise für EU-Emissionszertifikate gekoppelt werden. Damit könnte der CO₂-Preis in allen Sektoren (EU ETS und Nicht-EU-ETS) vereinheitlicht und somit ein Level Playing Field geschaffen werden (Nachteile: Da die Entwicklung der Zertifikatepreise unsicher ist, wäre damit auch die Entwicklung der Steuersätze unsicher; solange die Zertifikatepreise niedrig sind, wären die Steuersätze ebenfalls niedrig und damit die CO₂-Vermeidung gering).¹⁴⁰
2. Alternativ könnte eine Steuer auf alle Sektoren erhoben und derart ausgestaltet werden, dass sie mindestens die Höhe des Zertifikatepreises erreicht und zwischen ETS- und Nicht-ETS-Sektoren differenziert. Damit würden in den ETS-Sektoren sowohl die Steuer als auch die Zertifikatepreise anfallen. Um die Preise in allen Sektoren anzugleichen, könnte die Steuer dann in den ETS-Sektoren um den Betrag der Zertifikatepreise gemindert werden (Vorteile: Level Playing Field; planbare steuerliche Belastung; Steuer könnte Zertifikatepreise überschreiten und damit zusätzliche Emissionsreduktionen in den Nicht-ETS-Sektoren bewirken. Nachteil: höhere Belastung in den ETS-Sektoren ohne zusätzliche Emissionsreduktion auf europäischer Ebene).¹⁴¹
3. Eine CO₂-Steuer könnte auch uniform in allen Sektoren erhoben werden. In dieser Ausgestaltung würde sie quasi einen Mindestpreis für CO₂-Emissionen in Deutschland konstituieren, den die vom EU-Emissionshandel erfassten Sektoren zusätzlich zu entrichten hätten (Vorteil: Mindestanreize für Emissionsminderung in allen Sektoren. Nachteil: kein Level Playing Field, höhere Belastung in den ETS-Sektoren ohne zusätzliche Emissionsreduktion auf europäischer Ebene in diesen Sektoren).

Damit eine in den ETS-Sektoren erhobene CO₂-Steuer auch in diesen Sektoren einen zusätzlichen Klimaschutzeffekt hat (also bei Variante 2 und 3), könnten die in Deutschland durch die Steuer erreichten zusätzlichen Emissionsminderungen an den Aufkauf und die Stilllegung von Zertifikaten gekoppelt werden.

¹³⁹ BMWi 2017-3.

¹⁴⁰ Eine Aufgabe der Kopplung an die Zertifikatepreise würde entsprechend eine höhere Besteuerung möglich machen, die für die Unternehmen besser zu antizipieren wäre, aber dann würde kein Level Playing Field generiert.

¹⁴¹ Da die Emissionen in den ETS-Sektoren durch das Cap vorgegeben sind, würden sie auch durch einen zusätzlichen Preis nicht gemindert.

3.1.3 Reform der Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien

Solange der Status quo bestehen bleibt, also keine CO₂-Steuer erhoben wird und der CO₂-Preis im EU ETS auf dem gegenwärtig niedrigen Stand verbleibt, wird der Ausbau erneuerbarer Energien bei heutiger Gesetzeslage hinter dem zurückbleiben, was entsprechend den für die Analyse durchgeführten Modellrechnungen notwendig sein wird, um die nationalen Klimaziele zu erreichen (vgl. Kapitel 2.4). Eine stärkere Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien erscheint für diesen Fall unausweichlich. Dies kann, muss aber nicht notwendigerweise im Rahmen des EEG geschehen. So ist zum Beispiel auch der schrittweise Übergang in eine europäische Erneuerbaren-Förderung denkbar.¹⁴² Denn obwohl mehr erneuerbare Energien wegen der Überlappung mit dem EU ETS europaweit keine zusätzlichen Emissionsminderungen im Stromsektor bringen, kann die Sektorkopplung sehr wohl den Treibhausgasausstoß mindern, wenn Strom aus erneuerbaren Energien in Nicht-ETS-Sektoren eingesetzt wird.

Die EEG-Umlage verteuert allerdings den Strom im Vergleich zu anderen Energieträgern und reduziert damit die ökonomischen Anreize, Sektorkopplungstechnologien zu nutzen. Dies gilt insbesondere dort, wo die bisherigen Energiesteuersätze vergleichsweise niedrig sind, also beispielsweise im Wärmebereich. Entsprechend sind Forderungen, die Finanzierung der Förderung der erneuerbaren Energien zu reformieren, in den vergangenen Jahren lauter geworden. Angesichts von Prognosen, dass die EEG-Umlage bis zum Jahr 2023 weiter ansteigen könnte¹⁴³, umfasst diese Diskussion nicht nur die Ausgestaltung der Ausnahmetatbestände für energieintensive Unternehmen und den Eigenverbrauch von Solarstrom, sondern auch die Berechnung und Verteilung der EEG-Umlage. Eine umfassende Darstellung alternativer Lösungsansätze ist im Rahmen dieser Stellungnahme zwar nicht möglich, im Folgenden soll aber zumindest auf alternative Ansätze zur Finanzierung der Förderung erneuerbarer Energien hingewiesen werden.¹⁴⁴ Ein zentraler Hebel für die Reduktion der Kosten, der Höhe der EEG-Umlage und damit für die Sektorkopplung besteht in einer kosteneffizienten Ausgestaltung der Erneuerbaren-Förderung. Diese wurde bereits in verschiedenen Studien diskutiert.¹⁴⁵ Im Folgenden werden Ansätze diskutiert, die darauf abzielen, die Verteilung der Kosten von Umlagen und Abgaben neu auszurichten. Beide Ansätze sind zueinander komplementär.

Vorschlägen, wie eine alternative Gestaltung der EEG-Finanzierung aussehen könnte, liegen drei Hauptziele zugrunde: eine angemessene Entlastung von Unternehmen, die sich dem internationalen Wettbewerb stellen müssen und abwandern könnten¹⁴⁶, die Reduktion der Verteilungswirkungen des EEG (bisher wurden Geringverdienende überproportional belastet) und die Verbesserung der Bedingungen für die Sektorkopplung. Je nach Ausgestaltung der alternativen Vorschläge werden diese Ziele in unterschiedlichem Maße erreicht. Zwei Hauptkategorien von Vorschlägen können unterschieden werden:

1. Finanzierung des EEG direkt über den Staatshaushalt, also aus allgemeinen Steuermitteln¹⁴⁷;

¹⁴² acatech/Leopoldina/Akademienunion 2015.

¹⁴³ Agora Energiewende 2017-2.

¹⁴⁴ Für eine umfassendere Diskussion der Regelungen für Ausnahmetatbestände siehe zum Beispiel SRU 2016. Reformoptionen für die Konzessionsabgabe werden in Raue LLP 2013 detailliert aufgezeigt.

¹⁴⁵ acatech/Leopoldina/Akademienunion 2015; SVR 2016.

¹⁴⁶ Energieintensive Unternehmen profitieren derzeit sowohl von den niedrigen Börsenstrompreisen als auch von den Ausnahmetatbeständen bei der EEG-Umlage.

¹⁴⁷ Jenseits einer direkten Finanzierung aus dem Staatshaushalt wird auch eine Vorfinanzierung der Kosten des EEG über eine Fondslösung diskutiert. In letzterem Fall würde die EEG-Umlage auf einem bestimmten Niveau

2. Finanzierung über eine erweiterte EEG-Umlage auf den Einsatz fossiler Energien in Strom, Wärme und Verkehr.

Für beide Vorschläge existieren verschiedene Varianten der Ausgestaltung. Grundsätzlich gilt es, einen Kompromiss zwischen volkswirtschaftlicher Effizienz, Auswirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit, Akzeptanz und Verteilungswirkungen zu finden.

Steuerfinanzierung der Förderung erneuerbarer Energien

Variante (1) wird primär darüber gerechtfertigt, dass es sich bei dem Ausbau erneuerbarer Energien um eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe handle, deren Kosten nicht nur von den Stromverbrauchern zu tragen seien. Am weitreichendsten wäre eine komplette Übernahme der Finanzierungskosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien durch den Staat, um die EEG-Umlage komplett abzuschaffen.¹⁴⁸ Inwieweit eine solche Lösung mit europäischem Recht vereinbar wäre, müsste geprüft werden. Alternativ könnte der Staat nur den Anteil für die Technologieförderung an den Kosten des bisherigen Ausbaus übernehmen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre eine solche Zuordnung sinnvoll, wenn nicht nur die Anlagenbetreiber von dieser Technologieförderung profitierten, sondern die gesamte Volkswirtschaft, zum Beispiel aufgrund von Lerneffekten oder wenn so auch CO₂-Emissionen in den Nicht-ETS-Sektoren vermieden würden (beispielsweise mithilfe von regenerativ erzeugtem Strom für Elektroautos). Allerdings dürfte der Anteil der Förderung, der auf diesen Zweck zurückzuführen ist, nur einen geringen Teil der Gesamtkosten des EEG ausmachen.¹⁴⁹ Positiv wäre in beiden vorgeschlagenen Modellen, dass die Stromkosten gegenüber den Kosten fossiler Technologien sinken würden. Als kritisch zu sehen ist allerdings, dass die Kosten der Stromerzeugung zumindest teilweise in den allgemeinen Staatsausgaben untergingen und der gesellschaftliche Druck, den Ausbau erneuerbarer Energien kosteneffizient zu gestalten, abnähme. Die geringeren Energiepreise würden zudem weniger Anreize für Energieeinsparungen bieten und die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieproduktion nicht widerspiegeln.

Erweiterte EEG-Umlage

Variante (2) würde ebenfalls eine Veränderung der relativen Preise zugunsten des Stroms implizieren. Als Grundlage für die Verteilung der EEG-Kosten könnte hier die CO₂-Intensität der Energieträger zugrunde gelegt werden, sodass CO₂-intensivere Kohle beispielsweise stärker belastet würde als Erdgas. Es werden unterschiedliche Ausgestaltungsformen diskutiert, die sich dahingehend unterscheiden, welcher Anteil der fossilen Energieträger im Wärme- und Verkehrsbereich einbezogen werden soll, und damit auch dahingehend, welche Belastungen durch die zusätzlichen Kosten für die Verbraucherinnen und Verbraucher

eingefroren. Defizite im EEG-Konto, die aus einem weiteren Ausbau resultieren, würden über Kreditaufnahme finanziert und später abgetragen, wenn die EEG-Umlage unter das festgeschriebene Niveau sinkt. Das Volumen des so entstehenden Fonds und die anfallenden Zinskosten werden in verschiedenen Studien allerdings sehr unterschiedlich beurteilt (vgl. Pittel/Weissbart 2016; Matthes et al. 2014). Im Sinne einer Ausweitung der staatlichen Schuldenaufnahme und der damit verbundenen Lasten für künftige Generationen ist eine solche Lösung zudem kritisch zu sehen.

¹⁴⁸ Eine Variante dieses Vorschlags könnte in der Übernahme der zukünftigen Ausbaurkosten durch den Staat bestehen (VCI 2017). In diesem Fall würde die EEG-Umlage über die Zeit absinken, sobald Altanlagen aus der Förderung ausscheiden.

¹⁴⁹ Ein großer Teil der EEG-Gesamtkosten geht auf unverhältnismäßig hohe Profitmargen der Investoren in der Vergangenheit zurück, da die Technologiepreise meist schneller fielen als erwartet und die Vergütungssätze oft zu langsam und zu schwach angepasst wurden.

entstehen würden (Verteilungswirkung).¹⁵⁰ Eine Doppelbelastung von Emissionen durch das EU ETS und die EEG-Umlage könnte durch die Ausgestaltung der EEG-Umlage vermieden werden.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht positiv zu sehen ist, dass bei einer Verteilung der EEG-Umlage auf alle energiebedingten CO₂-Emissionen implizit ein umfassenderer CO₂-Preis eingeführt würde. Dessen Höhe wäre allerdings von der Höhe der Förderung erneuerbarer Energien abhängig. Es wäre entsprechend langfristig zu prüfen, ob diese Lösung zu einer angemessenen Bepreisung der CO₂-Emissionen führen würde. Eine Einschränkung auf bestimmte CO₂-Emissionen, etwa aus Raumwärme bei gleichzeitigem Erhalt der Ökosteuer im Verkehrsbereich, würde allerdings zu unterschiedlichen Belastungen der Energieträger führen und damit die entzerrende Wirkung der neugestalteten EEG-Umlage einschränken. Eine Kompensation für einkommensschwache Haushalte für die höheren Kosten könnte so ausgestaltet werden, dass die Lenkungswirkung der EEG-Umlage erhalten bleibt.

3.2 Herausforderungen, Hemmnisse und ergänzende Maßnahmen

Eine ausreichend hohe, einheitliche Bepreisung von CO₂-Emissionen in allen Sektoren ist eine zentrale, übergreifende Maßnahme, um Anreize für die Investition in Technologien und die Nutzung von Energieträgern mit niedrigeren CO₂-Emissionen zu schaffen. Emissionsarme Technologien und Energieträger können so in der Regel ohne weitere staatliche Förderung im Wettbewerb mit konventionellen Technologien und fossilen Energieträgern stärker zum Einsatz gelangen. Trotzdem kann es große Hemmnisse geben, die eine ausreichend rasche Markteinführung oder den notwendigen, ausreichend schnell wachsenden Einsatz klimafreundlicher Schlüsseltechnologien und Energieträger behindern, etwa wenn

- Technologien sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden und weitere Forschung und Entwicklung erforderlich ist, um sie in Marktnähe zu bringen,
- hohe Infrastrukturinvestitionen (beispielsweise Transportnetze) mit komplexen und langwierigen Genehmigungsverfahren erforderlich sind, damit die neuen Technologien flächendeckend genutzt werden können (privatwirtschaftliche Unternehmen haben oft wenig Anreize, in öffentliche Güter wie Infrastruktur zu investieren),
- Marktakteure trotz eines CO₂-Preissignals aufgrund von Informationsdefiziten nicht die wirtschaftlich sinnvollste Entscheidung treffen¹⁵¹ oder der CO₂-Preis von Akteuren aufgrund von anderen Interessen nachrangig betrachtet wird,
- geopolitische oder industriepolitische Weichen gestellt werden sollen, die für die Zukunftssicherung der deutschen oder europäischen Wirtschaft von Bedeutung sind (beispielsweise Versor-

¹⁵⁰ Die diskutierten Varianten reichen von einer Erfassung aller CO₂-Emissionen aus Energie bis zur alleinigen Einbeziehung der Raumwärme, da Verkehrsemissionen bereits heute stärker als Emissionen aus Wärme über die Ökosteuer belastet werden. Laut Berechnungen der IHK Bayern käme es im ersten Fall zu einer vernachlässigbaren Mehrbelastung der privaten Haushalte (im Durchschnitt maximal 23 Euro/Jahr) und einer Entlastung der Industrie um knapp 8 Prozent der Energiekosten (IHK Bayern 2016). Würde nur die Raumwärme berücksichtigt, stiege die Belastung der Haushalte auf bis zu 87 Euro/Jahr, während sich die Entlastung der Industrie auf knapp 15 Prozent erhöhen würde (IHK Bayern 2016, Gähns et al. 2016).

¹⁵¹ Beispielsweise könnten Hauseigentümerinnen oder Käufern von Fahrzeugen die Kostenentwicklung fossiler Energieträger aufgrund der langfristigen CO₂-Preisentwicklung oder die Auswirkungen neuer Regulierungen nicht bewusst sein.

gung mit kritischen Rohstoffen, Umstellung der Fahrzeugantriebe oder Batteriefertigung im Inland),

- Projekte zwar einen langfristigen (volkswirtschaftlichen) Nutzen haben, kurzfristig aus Unternehmens- oder Haushaltsperspektive aber nicht rentabel sind, weil beispielsweise die von den Akteuren erwarteten kurzen Amortisationszeiten nicht erfüllbar sind,
- das Risiko von Lock-in-Effekten beziehungsweise technologischen und psychologischen Pfadabhängigkeiten besteht, die das Erreichen der langfristigen Klimaschutzziele verhindern oder erschweren. Akteure könnten beispielsweise angesichts des derzeit sehr niedrigen Zertifikatepreises nicht mit einer relevanten Erhöhung des CO₂-Preises rechnen und entsprechend langfristige Investitionen in Technologien tätigen, die hohe Klimagasemissionen bedingen.

Außerdem kann es Ziele wie zum Beispiel die Reduktion gesundheitsschädlicher Emissionen geben, die nicht durch ein CO₂-Preissignal adressiert werden und deshalb anderer Instrumente bedürfen. Um derartige Fälle zu adressieren, stehen weitere Politikinstrumente und ergänzende flankierende Maßnahmen als Optionen zur Auswahl, von denen hier die wichtigsten kurz genannt werden.

- Subventionen, Investitionszuschüsse, spezielle Steuern oder Steuererleichterungen und sonstige monetäre Kaufanreize sind **technologie- oder anwendungsspezifische Instrumente**, welche die relativen Preise der Energieträger gegeneinander verschieben. Solche Instrumente setzen – ähnlich wie die Ausweitung des EU ETS oder die Einführung einer CO₂-Steuer – am Preis an, führen aber generell zu Verzerrungen im Markt und möglicherweise zu Ineffizienzen im Sinne einer optimierten Allokation von finanziellen Mitteln. Sie erschweren damit die Einführung eines Level Playing Field. Als flankierende Maßnahmen sollten sie deshalb nur betrachtet werden, wenn entweder durch Nicht-Handeln sehr kurzfristig Lock-in-Effekte entstehen können oder sozialpolitische Gesichtspunkte gegen einen einheitlichen CO₂-Preis sprechen (Beispiel: starke Verteuerung der Wärmeversorgung) und ein Ausgleich durch andere Maßnahmen nicht möglich ist. Außerdem sollten sie zeitlich befristet sein und regelmäßig hinsichtlich ihrer Steuerungswirksamkeit überprüft werden.
- **Marktanreizprogramme** können die Einführung neuer Technologien beschleunigen. Allerdings sollte mit diesem Instrument vorsichtig umgegangen werden, und es sollte zeitlich befristet sein, um Mitnahmeeffekte und falsch geleitete Subventionierungen zu vermeiden und die volkswirtschaftlichen Kosten durch Förderung einer ausgewählten neuen Technologie nicht unangemessen zu erhöhen.
- Die gesetzliche Vorgabe von Grenzwerten oder die Harmonisierung technischer Standards sind mögliche **ordnungsrechtliche Vorgaben**. Konkrete Beispiele sind eine Begrenzung der CO₂-Emissionen von Heizungstechnologien oder Fahrzeugen (wie die durch die EU festgelegten Emissionsnormen für Pkw), Vorgaben für Energiestandards von Gebäuden bei Neubau und Sanierung oder auch Technologieverbote. Ordnungsrechtliche Vorgaben können hilfreich sein, um Fehlentscheidungen von Verbraucherinnen und Verbrauchern aufgrund von Informationsdefiziten bezüglich der CO₂-Preisentwicklung oder der Kosten technologischer Alternativen zu vermeiden. Sie können ebenfalls helfen, Lock-in-Effekte zu überwinden. Allerdings können sie auch, zumindest temporär, in höheren volkswirtschaftlichen Kosten resultieren. Wichtig ist, dass ordnungsrechtliche Vorgaben möglichst technologieoffen gestaltet werden, da Aussagen zur Entwicklung spezifischer Technologien mit großen Unsicherheiten verbunden sind.

- Die **Förderung von Forschung und Entwicklung** sowie von Demonstrationsprojekten kann signifikant helfen, um zukünftige Technologieoptionen zu verfolgen und neue Technologien in frühen Phasen mit einem noch hohen wirtschaftlichen Risiko in der Entwicklung zu unterstützen und an die Marktreife heranzuführen. Ebenso können gezielte Programme zur Innovationsförderung dazu beitragen, neuen Technologien in den Markt zu helfen, beispielsweise mit speziellen Programmen zur Unterstützung der Gründung von Start-up-Firmen oder zur Unterstützung von Innovationen in kleinen und mittleren Unternehmen.

Die **direkte Verwendung staatlicher Mittel** durch politische Entscheidungsgremien kann beispielsweise für die (Ko-)Finanzierung von Infrastrukturen wie Stromnetzen oder Oberleitungssystemen für Lkw erfolgen. Beispiele auf kommunaler Ebene sind Programme für eine klimafreundliche Stadtplanung mit beispielsweise gut ausgebautem ÖPNV, freien Parkplätzen und Fahrspuren für Elektroautos und mehr Fahrradwegen. **Weitere Maßnahmen**, die von Gremien der öffentlichen Hand oder mit deren Unterstützung ergriffen werden können, betreffen die Einführung, Ausweitung und Unterstützung von **Informations- und Beratungsangeboten**, um Informationsdefizite zu überwinden und sicherzustellen, dass Preisstrukturen beziehungsweise -entwicklungen transparent und nachvollziehbar zugänglich sind. Mögliche Formate sind Informationsbroschüren, „Online Tools“, gezielte Informationskampagnen etc.

- Ebenfalls von der **öffentlichen Hand initiierte oder unterstützte Maßnahmen** sind Programme zur **Aus- und Fortbildung** qualifizierter Fachkräfte, die für einen beschleunigten Ausbau bestimmter Technologien (Beispiel: Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) eine entscheidende Bedeutung haben können.
- Schließlich gehören auch **Initiativen, Verfahren und Konzepte zur Einbindung von Bürgerinnen und Verbrauchern** zu den sonstigen Instrumenten. Dabei geht es darum, Betroffene von Beginn an in Prozesse einzubinden, etwa zu langfristigen Entscheidungen der Energiepolitik auf nationaler wie kommunaler Ebene oder bei Entscheidungen zum Ausbau von Infrastrukturen wie Stromnetzen oder Windkraftanlagen. Hierzu gehören beispielsweise Beteiligungsprozesse, aber auch Konzepte wie Bürgergenossenschaften.¹⁵²

Die verschiedenen Sektoren haben teilweise sehr unterschiedliche Voraussetzungen und eine unterschiedliche Dynamik auf dem Weg zu einer klimaverträglichen Versorgung. Diese können auf unterschiedliches Verhalten und Präferenzen der Akteure, bei denen nicht immer Umweltgründe im Vordergrund stehen (wie beispielsweise im Personenverkehr), oder auf die teilweise sehr unterschiedlichen Regulierungen, Gesetze und sonstigen Randbedingungen, zurückzuführen sein. Während in manchen Sektoren Lösungsoptionen klarer scheinen – wie zum Beispiel dem Gebäudesektor –, sind in anderen Bereichen – wie dem Schwerlastverkehr – die langfristig vielversprechendsten Lösungen noch nicht eindeutig absehbar. Ein hoher CO₂-Preis kann an vielen Stellen richtige und wichtige Impulse setzen; dennoch können ergänzende Maßnahmen notwendig sein, die jedoch auf sektorspezifische Randbedingungen und Problemfelder zugeschnitten sein müssen.

Nachfolgend werden für die fünf wichtigen Bereiche „Wärme in Gebäuden“, „Verkehr“, „Prozesse in der Industrie“, „Strom“ und „Synthetische Brenn- und Kraftstoffe“ einige Einschätzungen vorgenommen, inwieweit ein einheitliches CO₂-Preissignal Wirkung entfalten kann und wo wesentliche Hemmnisse liegen,

¹⁵² Siehe hierzu beispielsweise Renn 2015.

die damit eher nicht – oder nicht ausreichend – adressiert werden. Die Darstellung erhebt dabei nicht den Anspruch auf Vollständigkeit hinsichtlich der Erfassung aller Hemmnisse und noch weniger den Anspruch einer vollständigen und umfassenden Darstellung der infrage kommenden Instrumente. Sie soll vielmehr in einer knappen Weise wesentliche Problemfelder anreißen und Anregungen zum Nachdenken liefern, in welche Richtung mögliche Lösungen gehen könnten.

3.2.1 Wärme in Gebäuden

Für die Auswahl von Heizungstechniken beim Austausch einer Heizungsanlage sind unter anderem der Energiepreis des verwendeten Energieträgers und die daraus resultierenden Betriebskosten ein wichtiges Entscheidungskriterium. Insofern würde ein CO₂-Preissignal, das fossile Brennstoffe verteuert, einen Effekt in Richtung größerer Marktanteile von Heizungstechniken mit niedrigeren CO₂-Emissionen wie Wärmepumpen oder Solarthermieranlagen bewirken. Ein vergleichsweise niedrigerer Strompreis gegenüber dem Preis von Erdgas und Heizöl würde zusätzlich einen Anreiz für elektrische Wärmepumpen liefern. Insofern ist die Wirkung eines entsprechenden CO₂-abhängigen Preissignals aller Voraussicht nach gegeben, wobei der Umfang der Wirkung natürlich von der Höhe abhängt. Allerdings sind etliche Hemmnisse bekannt, die durch ein solches Instrument nicht adressiert werden:

- Beispielhaft sei die Thematik der Eigentümerverhältnisse in Mietgebäuden – Wohngebäuden wie Nichtwohngebäuden – genannt („Mieter-Vermieter-Dilemma“), die einer Motivation zur Installation von Techniken im Wege stehen, die in der Anschaffung teurer, im Betrieb aber effizienter und kostengünstiger sind.
- Ein weiteres Hemmnis, das insbesondere energetische Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle betrifft, sind die langen Amortisationszeiten für derartige Maßnahmen, die vielfach eine Reichweite von vielen Jahrzehnten haben. Viele Eigentümerinnen und Eigentümer in eigengenutzten Wohngebäuden können den Vorteil reduzierter Betriebskosten als Folge der getätigten Investition nur anteilig nutzen. Ähnliches gilt auch für viele firmeneigene Gewerbegebäude, bei denen die Nutzungsdauer energetischer Sanierung deutlich über den Planungszeitraum des Unternehmens hinausgeht.
- Schließlich besteht bei vielen Eigentümerinnen und Eigentümern von Gebäuden eine große Verunsicherung sowohl über die gesetzlichen Anforderungen und Fördermöglichkeiten als auch über die Vor- und Nachteile der vielfältigen technischen Möglichkeiten bei baulichem Wärmeschutz und Anlagentechnik einschließlich der Nutzung erneuerbarer Energien. Zugleich stellt die Durchführung einer energetischen Sanierungsmaßnahme hohe Anforderungen an die Bauherren bezüglich der Kommunikation mit unterschiedlichsten Akteuren, um von der Finanzierung über Ausführung und Fragen der Gewährleistung bis hin zum späteren Betrieb alle Aspekte zu berücksichtigen.

Während die ersten beiden Hemmnisse vorrangig gesetzlicher Maßnahmen im Miet- und Steuerrecht bedürfen, kann das dritte Hemmnis insbesondere durch kompetente und umfassende Beratungsangebote adressiert werden, bis hin zu denkbaren, neuen Geschäftsmodellen von Firmen, die die Abwicklung von Sanierungsprojekten vollständig aus einer Hand anbieten. Das Konzept individueller Sanierungsfahrpläne scheint der hohen Diversität der Gebäude und der Vielfalt der Randbedingungen adäquat gerecht zu werden, weshalb die Schaffung eines staatlichen Rahmens für derartige Konzepte sinnvoll erscheint. Generell

erfordert die Problematik der Umsetzung vieler Gebäudemaßnahmen die Integration und Mitnahme von Millionen Eigentümerinnen sowie Bewohnern. Die Maßnahmen müssen also so ausgerichtet sein, dass eine hohe Durchdringung und Tiefe der Maßnahmen in der relativ kurzen Zeit bis 2050 erreicht werden kann.

Was die Ausrichtung der Förderung von Forschung und Entwicklung betrifft, sollten – aufbauend auf der Darstellung in Abschnitt 2.1 – einerseits Entwicklungen unterstützt werden, die eine Ausweitung des Einsatzes elektrischer Wärmepumpen in heute noch schwer erschließbare Bereiche des Gebäudesektors ermöglichen. Andererseits sollten aber auch die anderen Technologien, die zum Erreichen von Klimaschutzziele in Gebäuden beitragen können, weiterverfolgt werden – von effizienten Techniken zur Nutzung von Brennstoffen wie Gaswärmepumpen und Brennstoffzellen bis hin zur Nutzung tiefer Geothermie in großen städtischen Wärmenetzen.

3.2.2 Verkehr

Im Verkehr besteht vermutlich die größte Unsicherheit, ob und inwieweit ein CO₂-Preissignal ein wirksames oder gar ausreichendes Mittel zur Stimulation des Umstiegs auf klimaschonende Antriebskonzepte und Verkehrsmittel sein kann. Bereits heute sind Kraftstoffe vergleichsweise hoch mit Umlagen und Steuern belastet (zum Beispiel verglichen mit Brennstoffen für Gebäude). Auch in der Vergangenheit gab es bedingt durch entsprechende Rohölpreise auf den internationalen Ölmärkten schon deutlich höhere Kraftstoffpreise, ohne dass dies wesentliche Lenkungswirkungen in Richtung sparsamer Fahrzeuge entfaltet hätte. Zugleich ist die Diskussion um neue Antriebskonzepte und die Elektromobilität von verschiedenen Dimensionen geprägt: Neben der Frage, wie ein klimaschonender Verkehrssektor zu erreichen ist, geht es heute gerade stark um die Frage von Schadstoffemissionen, insbesondere in städtischen Räumen, und damit verbunden um die Zukunft des Dieselmotors. Und schließlich dreht sich die Diskussion auch um die Frage des Wirtschaftsstandorts Deutschland und die wichtige Rolle, die der Automobilindustrie dabei zukommt.

Vor diesem Hintergrund scheint ein CO₂-Preissignal nur eines von mehreren Elementen sein zu können, um die zukünftige Ausrichtung des Verkehrssektors zu steuern. Wenn es um den Ausbau der Elektromobilität geht, spielen natürlich einerseits Entwicklungsfortschritte im Bereich der Batterietechnik eine zentrale Rolle; hier sind vonseiten der Politik insbesondere Maßnahmen einer koordinierten Förderung von Forschung und Entwicklung gefragt. Andererseits ist der Ausbau einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur eine wichtige Voraussetzung, bei der es aus staatlicher Sicht um die Schaffung entsprechender Rahmenbedingungen geht. Auf kommunaler Ebene haben Städte und Gemeinden unterschiedliche Möglichkeiten, um Verkehrsvermeidung zu stimulieren und durch kommunale Klimaschutzpläne auch das Umsteuern auf Verkehrskonzepte mit geringeren Klimagasemissionen anzureizen.

3.2.3 Prozesse in der Industrie

Stärker als im Gebäudesektor und im Verkehr werden in Industrie- und Gewerbeunternehmen Investitionsentscheidungen nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten getroffen. Insofern ist davon auszugehen, dass ein Preissignal, das sich aus einer stärkeren Ausrichtung von Energieträgerpreisen an CO₂-Emissionen ergibt, eine Steuerungswirkung entfalten wird. Ergänzend scheinen hier vor allem zwei Gesichtspunkte von Bedeutung zu sein.

- Während in der energieintensiven Industrie Potenziale zur Erschließung von Effizienzmaßnahmen in der Regel weitgehend ausgeschöpft sind – zumindest insoweit sie sich betriebswirtschaftlich rechnen –, schlummern in vielen Branchen, bei denen Energiekosten keinen vorrangigen Kostenfaktor darstellen, erhebliche Effizienzpotenziale. Diese basieren vielfach auf einer mangelnden Kenntnis der möglichen Einsparungen und einer Unterschätzung der damit verbundenen möglichen wirtschaftlichen Vorteile. Maßnahmen zum Austausch über Best Practices zwischen Unternehmen in einem moderierten Prozess können hier ein adäquater Lösungsansatz sein. Ein Beispiel für eine erfolgreiche Initiative zur Adressierung derartiger Hemmnisse sind die unter anderem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie initiierten Energieeffizienznetzwerke.¹⁵³
- Im Hinblick auf die in Abschnitt 2.3 dargestellten zukünftigen Optionen zur Minderung von CO₂-Emissionen in verschiedensten Produktionsprozessen – beispielsweise durch die Umstellung heute mit fossilen Energien betriebener Prozesse auf Strom – sind noch wesentliche Untersuchungen notwendig, um die Machbarkeit derartiger Verfahren abzuschätzen, die Kosten zu senken und zugleich die hohe Qualität der Produkte sicherzustellen. Hier bedarf es der ausreichenden Förderung von Forschungs- und Entwicklungsprojekten, um für die Vielfalt der Prozesse in der Industrie in den kommenden Jahren individuelle Lösungen zu identifizieren und zu einem entsprechend hohen technischen Reifegrad zu entwickeln, sodass eine wirtschaftliche Umsetzung möglich wird.

3.2.4 Stromerzeugung und -nutzung

Im Bereich der Stromerzeugung wird ein entsprechendes CO₂-abhängiges Preissignal mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit eine wirksame Lenkungswirkung entfalten und die Stromerzeugung in Richtung eines größeren Beitrags von Erdgas und erneuerbaren Energien verschieben. Vor dem Hintergrund heutiger Grenzkosten der Stromerzeugung¹⁵⁴ würde bereits ein CO₂-Preis von 30 Euro pro Tonne aller Voraussicht nach dazu führen, dass hocheffiziente Gaskraftwerke die Stromerzeugung durch Braunkohlekraftwerke sukzessive verdrängen.¹⁵⁵ Allerdings wird dieses Instrument – selbst bei einer höheren Bepreisung von CO₂-Emissionen – vermutlich nicht ausreichen, um langfristig angemessene Rahmenbedingungen für die Entwicklung einer Energieversorgung zu schaffen, die zu großen Anteilen auf Strom aus volatilen erneuerbaren Energien und deren Nutzung in verschiedenen Verbrauchssektoren basiert. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit seien hier die folgenden wichtigen Aspekte genannt:

- Eine der wichtigsten Anforderungen für das zukünftige Stromsystem besteht in einer Flexibilisierung der Strombereitstellung komplementär zu Strom aus Solar- und Windenergieanlagen und einer Flexibilisierung der Stromnutzung. Sowohl das variable, an die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Quellen angepasste Betreiben von Lasten (Demand Response) als auch der Betrieb

¹⁵³ Siehe zum Beispiel: Fraunhofer ISI/LEEN GMBH 2014.

¹⁵⁴ Siehe zum Beispiel: Agora Energiewende 2017-3. Demnach lagen im Jahr 2016 die Grenzkosten für neue GuD-Kraftwerke mit Erdgas als Energieträger im Mittel bei 27,60 €/MWh und diejenigen für alte Braunkohlekraftwerke im Mittel bei 12,40 €/MWh.

¹⁵⁵ Bei einem Preis für CO₂-Emissionen von 30 Euro pro Tonne würden sich die Kosten der Stromerzeugung aus alten Braunkohlekraftwerken gegenüber heute um rund 3 Eurocent je kWh verteuern, diejenigen aus Standard-Gaskraftwerken um rund 1,50 Eurocent und diejenigen moderner, hocheffizienter GuD-Kraftwerke um knapp 1 Eurocent.

von Speichern basiert auf zeitlich variablen Strompreisen. Deshalb kann ein entsprechend angepasster Betrieb dieser Komponenten nur dann erfolgen, wenn der Preisunterschied (Spread) zwischen Strom, der zu niedrigen Grenzkosten erzeugt wird, und Strom, der zu hohen Grenzkosten erzeugt wird, bei den Betreibern ankommt. Die Bereitstellung entsprechend variabler Tarifstrukturen liegt einerseits im Entscheidungsspielraum der Stromanbieter, andererseits bestehen jedoch auch Handlungsoptionen für und Anforderungen an die Politik. So könnten Umlagen wie Netzentgelte oder die Stromsteuer entsprechend dynamisiert werden, um Flexibilitäten im System anzureizen. Zudem wird ein entsprechender Marktrahmen einschließlich gesetzgeberisch flankierter technischer Standards für die Organisation und Sicherstellung von Qualitätsstandards in entsprechenden Märkten benötigt.

- Neben der EEG-Umlage stellen die Netzentgelte den größten regulierungsbedingten Anteil am Haushaltsstrompreis dar (2016: EEG-Umlage 22,1 Prozent; Netzentgelte: 24,3 Prozent).¹⁵⁶ Während es grundsätzlich¹⁵⁷ sinnvoll ist, dass der für die Sektorkopplung genutzte Strom mit allen Kosten, die für die Bereitstellung entstehen, also auch für Erhalt und Aufbau von Netzen, belastet wird, kann eine ineffiziente Ausgestaltung der Netzentgelte den Strompreis unnötig stark erhöhen und seine Lenkungsfunction beschränken.
- Die Notwendigkeit eines Netzausbaus im Übertragungsbereich für einen weiteren Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere Offshore-Wind und Windenergie in Norddeutschland, ist weitgehend unbestritten. Dieser notwendige Ausbau benötigt Entscheidungen auf politischer Ebene und eine staatlich gesteuerte beziehungsweise begleitete Umsetzung.
- Wie in Kapitel 2.4 ausgeführt, wird aller Voraussicht nach auch mittel- und langfristig eine Reservekapazität zur Stromerzeugung in ähnlicher Größenordnung wie die heute installierte Leistung konventioneller Kraftwerke benötigt. Aufgrund der mit fortschreitendem Ausbau erneuerbarer Energien immer geringer werdenden Anzahl an Vollbenutzungsstunden werden sich die Anlagen zur Bereitstellung dieser Kapazität immer schwieriger über den reinen Verkauf von Strom refinanzieren lassen. Selbst wenn sich zukünftig hohe Strompreise zu Zeiten geringer Verfügbarkeit von Strom aus volatilen erneuerbaren Energien erzielen ließen, wäre das Risiko für Investitionen in diese Kraftwerke vermutlich zu hoch, um eine ausreichende Reserveleistung sicherzustellen. Insofern wird eine Änderung des Strommarktes in Richtung einer Vergütung für die Bereitstellung von Reservekapazität früher oder später erforderlich werden.

3.2.5 Synthetische Brenn- und Kraftstoffe

Synthetische Brenn- und Kraftstoffe können vor dem Hintergrund heutiger Herstellkosten nur bei sehr hohen absoluten Werten eines CO₂-Preissignals zu einer breiten Anwendung gelangen. Diese Kosten sind einerseits dem aufwendigen Herstellprozess und andererseits der noch relativ frühen Phase der Entwicklung der entsprechenden Technologien geschuldet. Da jedoch eine hohe Wahrscheinlichkeit besteht, dass recht bald – ein kontinuierliches Fortschreiten der Energiewende und der Reduktion klimaschädlicher CO₂-Emissionen im Energiesektor vorausgesetzt – die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff mit

¹⁵⁶ BDEW 2016.

¹⁵⁷ Abweichungen von diesem Grundsatz erscheinen dann sinnvoll, wenn beispielsweise Power-to-X-Anlagen in der Nähe von großen Wind- oder Photovoltaikanlagen zur Glättung von Produktionsspitzen und zur Vermeidung von Abregelung betrieben werden.

Strom aus erneuerbaren Energien nötig wird, sollte die Weiterentwicklung und Erprobung der entsprechenden Technologien ambitioniert vorangetrieben werden. Dazu gehören über die Elektrolyse hinaus alle Optionen für die zukünftig denkbare Nutzung des Wasserstoffs in Energiewirtschaft und Industrie – von Prozessen in der chemischen Industrie über die Anwendung in Brennstoffzellen für Strom- und Wärmeversorgung und in der Mobilität bis hin zur Weiterkonversion in kohlenwasserstoffbasierte Energieträger. Steuerentlastungen, der Wegfall von beispielsweise Netzentgelten, sofern die Konversion unmittelbar am Ort der Stromerzeugung stattfindet, oder andere monetäre Maßnahmen könnten während der Phase der Markteinführung unterstützend wirken, um frühe Märkte und aussichtsreiche Nischenmärkte für diese Energieträger zu entwickeln. Nicht zuletzt vor dem Hintergrund der zu erwartenden globalen Relevanz dieser Technologien, insbesondere für sonnen- und windreiche Standorte, scheint es sinnvoll, Entwicklungsanstrengungen und Pilotprojekte von Unternehmen und Forschungseinrichtungen in diesem Technologiefeld weiterhin maßgeblich und zielgerichtet durch öffentliche Förderung zu unterstützen.

4 Fazit

Die deutschen Klimaschutzziele erfordern einen äußerst ambitionierten Umbau des Energieversorgungssystems in wenigen Jahrzehnten. Lösungswege dafür werden nur bei Anwendung einer systemischen Herangehensweise mit einer integrierten ganzheitlichen Betrachtung des Energiesystems und seiner zukünftigen Entwicklung sichtbar. In keinem der Sektoren Verkehr, Wärme für Gebäude und Wärme für Industrieprozesse können die im Klimaschutzplan festgelegten Ziele erreicht werden, ohne dass eine weitgehende Kopplung mit der Stromerzeugung stattfindet. Zugleich ist eine wesentlich weitergehende Nutzung von nicht planbaren volatilen erneuerbaren Energien wie Sonne und Wind nicht denkbar ohne neue Stromanwendungen, die zuschaltbare Lasten bereitstellen. Eine Analyse möglicher Systementwicklungen auf Basis der verschiedenen Optionen der Sektorkopplung – der direkten Stromnutzung, der Erzeugung von Wasserstoff, dessen direkter Nutzung als Endenergie sowie dessen Weiterkonversion in unterschiedliche Kohlenwasserstoffe zur Verwendung als Chemierohstoffe und Brenn- und Kraftstoffe – führt zu einigen robusten Erkenntnissen hinsichtlich der Systementwicklung:

- Ein starker Zubau an Anlagen zur Stromerzeugung aus Sonne und Wind ist unabdingbar. Sowohl gesellschaftliche Akzeptanzgründe als auch Aspekte der Flächennutzung und des Naturschutzes legen jedoch Systementwicklungen nahe, die diesen Ausbau so gering wie möglich halten.
- Verbrauchsreduktionen – sei es durch geändertes Nutzerverhalten oder eine höhere Effizienz auf der Nutzungsseite wie im Fall der energetischen Sanierung von Gebäuden oder durch effizientere Techniken bei der Stromnutzung, etwa LED-Beleuchtungssysteme – helfen deutlich bei der Erreichung der Klimaschutzziele, wenn man mit geringeren Mengen an erneuerbaren Energieanlagen auskommen möchte.
- Auch eine verstärkte Nutzung „alternativer“ erneuerbarer Energien wie Solarthermie, Geothermie und Biomasse trägt dazu bei, den notwendigen Ausbau an Wind- und Photovoltaikanlagen zu begrenzen.
- Eine direkte Nutzung von Strom sollte überall dort erfolgen, wo diese mit vergleichsweise kleinem Aufwand möglich ist. Dafür spricht eine höhere Effizienz der Wandlungsketten, die mit geringeren Mengen notwendiger Anlagen erneuerbarer Energien und geringeren systemischen Kosten korrespondieren. Dies betrifft insbesondere Wärmepumpen im Bereich der Wärmeversorgung von Gebäuden, die direkte Nutzung von Strom für industrielle Prozesse und Elektrofahrzeuge mit Batteriespeichern im Bereich des Verkehrs.
- Die Erzeugung von Wasserstoff auf Basis von Elektrolyse mit erneuerbarem Strom ist ab einem gewissen Ausbaugrad der erneuerbaren Energien sinnvoll, um Strom zu nutzen, der ansonsten verworfen werden müsste. Die Auslastung von Elektrolyseanlagen kann dadurch erhöht werden, dass diese auch Strom aus Kurzzeitspeichern wie Pumpspeicherkraftwerken oder Batterien verwenden.
- Für die Nutzung von Wasserstoff im Energiesystem gibt es eine Vielzahl von Optionen: die direkte Nutzung in industriellen Prozessen, zum Beispiel der Stahlherstellung, die Nutzung als Kraftstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen, die Rückverstromung in Brennstoffzellen oder Gasturbinen und die Weiterkonversion in flüssige oder gasförmige kohlenwasserstoffbasierte Brenn- und Kraftstoffe. Letzteres erfordert, dass geeignete Kohlenstoffquellen zur Verfügung stehen, wie zum Beispiel CO₂ aus Abgasen von Kraftwerken, die mit fossilen oder biogenen Brennstoffen betrieben wer-

den. Aus heutiger Sicht können alle denkbaren Optionen für die Anwendung in Deutschland oder als Exporttechnologie für die Anwendung in anderen Regionen eine Rolle spielen und sollten dementsprechend in der Weiterentwicklung unterstützt werden.

- Trotz des Ausbaus erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung einschließlich der Installation von Kurzzeitspeichern und intelligentem Lastmanagement ist ein zweiter Kraftwerkspark notwendig, um eine Versorgungssicherheit zu allen Zeiten – also auch in Phasen sogenannter Dunkelflauten – zu gewährleisten.
- Die Analyse der möglichen Transformationspfade legt eine Entwicklung der Energiewende in vier Hauptphasen nahe, die jeweils durch wesentliche Strukturmerkmale geprägt sind. Nach einer ersten, im Wesentlichen abgeschlossenen Phase, die durch die Entwicklung der Basistechnologien sowie einen starken Zubau an Anlagen erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung geprägt war, folgt nun eine Phase der umfassenden Systemintegration, in der die Sektorkopplung eine maßgebliche Rolle spielt. Es folgt eine dritte Phase, die von einem großskaligen Ausbau von Anlagen zur Herstellung und Nutzung von Wasserstoff geprägt ist. Aus heutiger Sicht ist eine vierte Phase, charakterisiert durch die vollständige Verdrängung fossiler Energieträger, für Deutschland nur sinnvoll durch Energieträger oder Strom, die in sonnen- und windreichen Zonen hergestellt werden.

Die Energiewende ist kein Selbstläufer, und sie führt zumindest in der Phase des Umbaus zu beträchtlichen Mehrkosten im Vergleich zu einem Versorgungssystem, das auch längerfristig überwiegend auf der Nutzung fossiler Energien basiert. Bei aller Unsicherheit, die naturgemäß bei derartig umfänglichen und weitreichenden Entwicklungen gegeben ist, legen unsere Untersuchungen, die in der Analyse »Sektorkopplung« – *Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems* zusammengefasst sind, nahe, dass die summarischen Mehrkosten für den Zeitraum bis 2050 je nach Höhe des CO₂-Reduktionsziels (70 bis 85 Prozent) im Bereich von 1.000 bis 2.000 Milliarden Euro liegen können. Dies entspricht im Mittel der nächsten 33 Jahre einem jährlichen Betrag von 30 bis 60 Milliarden Euro und somit rund 1 bis 2 Prozent des deutschen Bruttoinlandsprodukts des Jahres 2016. Wir halten es für notwendig, solche Zahlen zu nennen, halten es zugleich aber für wichtig, diese im Kontext der Dimension des Projekts Energiewende einzuordnen:

- Ein erheblicher Anteil der genannten Mehrkosten sind Investitionen in den Umbau der Energieversorgung auf allen Ebenen und in allen Verbrauchssektoren. Ist der Umbau im Wesentlichen abgeschlossen, reduzieren sich die Investitionen auf Ersatzbeschaffungen, wie sie auch heute erfolgen.
- Die Energiewende ist ein gesellschaftliches Großprojekt, das einer Priorisierung von Zielen folgt – nämlich der Erreichung von Emissionsreduktionen klimaschädlicher Spurengase bei unveränderter Versorgungssicherheit zu möglichst geringen Mehrkosten. Ein vergleichbares gesellschaftliches Großprojekt Deutschlands war die Wiedervereinigung, für die aus Anlass ihrer 25-jährigen Wiederkehr ähnliche „Kosten“-Werte in Höhe von 2.000 Milliarden Euro genannt wurden.
- Die angegebenen Werte sind gesamtsystemische Mehrkosten. Darin sind weder externe Kosten noch volkswirtschaftliche Effekte wie Schaffung lokaler Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte berücksichtigt. Auch diese beiden Aspekte sind von großer Bedeutung, sprengen aber den Rahmen unserer Untersuchungen und wären es wert, in einer eigenen Arbeitsgruppe untersucht zu werden.

- Neben einer Nennung der Kosten ist es gleichermaßen wichtig, die Chancen zu sehen und zu nutzen, die das Großprojekt Energiewende eröffnet. Gerade für ein Hochtechnologieland wie Deutschland, dessen Wirtschaft stark auf Technologieexport baut, scheint es uns von essenzieller Bedeutung, führend an der Entwicklung von Technologien zu partizipieren, denen aller Voraussicht nach weltweit eine wachsende Bedeutung zukommen wird.

Die genannten Kostenwerte, verbunden mit einer hohen Priorisierung des Ziels einer klimagerechten Energieversorgung, legen nahe, dass CO₂-Emissionen – also die Deponierung von CO₂ in der Atmosphäre, die heute nahezu ohne Kosten möglich ist – mit einem Preis versehen werden. Dieses Preissignal sollte einheitlich alle Sektoren und Energieträger erfassen, da es unerheblich ist, an welcher Stelle die CO₂-Emissionen erfolgen. Allerdings ist wenig gewonnen, wenn ein hohes Preissignal nur in Deutschland besteht und dazu führt, dass energieintensive Prozesse abwandern. Insofern sollte eine internationale, zumindest europäische Einbettung angestrebt werden. Eine Ausweitung des Europäischen Handelssystems für Emissionszertifikate auf alle Sektoren wäre eine wünschenswerte Option. Sie ließe sich mit überschaubarem Transaktionsaufwand realisieren, wenn sie bei den primären Anbietern fossiler Energieträger ansetzt. Eine nationale CO₂-Steuer, die zugleich andere Steuern auf Energieträger ablöst, wäre eine zweite Option, die entweder ergänzend oder aber alternativ – falls eine europäische Lösung zur Ausweitung des EU ETS nicht zeitnah gelingt – umgesetzt werden könnte. Die Etablierung eines Systems, das ein einheitliches Preissignal für CO₂-Emissionen schafft, scheint uns das wichtigste übergreifende Einzelelement für den zukünftigen Marktrahmen zu sein, da es technologieoffen einheitlich auf das Energiesystem als Ganzes wirkt.

Ein einheitlicher CO₂-Preis ist aber kein Allheilmittel. In der energiewirtschaftlichen Praxis werden ergänzende Instrumente benötigt, um Marktversagen zu korrigieren und gegebenenfalls Lock-in-Effekte zu vermeiden. Marktversagen kann beispielsweise durch Informationsdefizite oder durch Differenzen zwischen langfristigem volkswirtschaftlichem Nutzen und kurzfristigen Amortisationserwartungen von Unternehmen und Haushalten auftreten. Zudem können ergänzende Instrumente neben den CO₂-Emissionen auch andere externe Kosten (wie lokale Umweltfolgen oder weitere Schadstoffemissionen) berücksichtigen. Zu den unterstützenden Maßnahmen zählen etwa Technologieförderung, Infrastrukturentwicklung oder ordnungsrechtliche Vorgaben (zum Beispiel Grenzwerte, Harmonisierung technischer Standards). Zusätzliche Instrumente sollten daher unter einem Prüfvorbehalt stehen: Notwendigkeit, Wirksamkeit und Kosten-Nutzen-Verhältnis sollten einer laufenden Evaluierung unterliegen, und die Instrumente sollten offen für Nachjustierungen sein.

Anhang

Technik	Elektrische Direktheizung	Elektrische Wärmepumpe	Hybrid-wärmepumpe	Gas-wärmepumpe	KWK in Einzelgebäuden (Blockheizkraftwerk)	Solarthermie
Technische Beschreibung	Elektrische Widerstandsheizung	Nutzung von Umweltwärme auf Basis von Strom	Nutzung von Umweltwärme auf Basis von Strom; Spitzenlastkessel	Nutzung von Umweltwärme auf Basis von Brennstoff	Gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme (motorisch, Brennstoffzelle)	Direkte Wärmeerzeugung aus solarer Strahlungsenergie
Wechselwirkung Stromnetz	Hoch	Hoch	Mittel	Keine	Hoch	Keine
Investkosten	Niedrig	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Mittel
Marktverfügbarkeit	Hoch	Hoch	Mittel	Gering	Mittel	Hoch
Entwicklungspotenzial	Gering	Mittel	Mittel	Hoch	Mittel (insbesondere Brennstoffzelle)	Gering
Möglichkeit flexibler Stromnutzung	Zuschaltbare Last	Zuschaltbare Last in Verbindung mit Speicher	Zu- und abschaltbare Last („Fuel-Switch“)	Nur in Verbindung mit synth. Energieträgern oder Biomasse	Residuale Stromerzeugung möglich	Keine
Sonstiges	Nur als letzte Option der Nutzung von Stromerzeugungsspitzen sinnvoll	Entwicklungen notwendig im Bereich Kältemittel (F-Gase-Verordnung) und angepasster Lösungen für unterschiedliche Gebäude- und Sanierungsstandards	Interessante Option, insbesondere für Gebäude mit Anschluss an Erdgasnetz	Technik für die Nutzung von Verbrennung mit höherer Effizienz als Kessel; insbesondere interessant als Brückentechnologie	Zunehmend stromgeführter Einsatz; Speicher notwendig, um gekoppelte Erzeugung sicherzustellen; wirtschaftlich in erster Linie in großen Gebäuden interessant	Anteilige Deckung Niedertemperaturwärmebedarf, insbesondere im Sommer und anteilig Übergangszeiten; Einsatz immer in Kombination mit anderen Anlagen

Tabelle 1: Technikooptionen für die Wärmeversorgung in Einzelgebäuden mit niedrigeren spezifischen CO₂-Emissionen als heutige Heizkessel mit fossilen Brennstoffen

Literatur

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2015

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V./Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V./Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. (Hrsg.): *Die Energiewende europäisch integrieren* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), Berlin 2017.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V./Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V./Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. (Hrsg.): *Rohstoffe für die Energiewende* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), Berlin 2017.

ACEA 2017

European Automobile Manufacturers Association: *ACEA Report Vehicles in use – Europe 2017*, 2017. URL: http://www.acea.be/uploads/statistic_documents/ACEA_Report_Vehicles_in_use-Europe_2017.pdf [Stand 12.10.2017].

ADAC 2014

Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e. V.: VW Golf 1.4 TGI BlueMotion, 2014. URL: <https://www.adac.de/infotestrat/tests/auto-test/detail.aspx?IDTest=5092> [Stand: 17.08.2017].

ADAC 2016

Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e. V.: VW Golf 1.2 TSI, 2016. URL: <https://www.adac.de/infotestrat/tests/auto-test/detail.aspx?IDTest=4497> [Stand: 17.08.2017].

ADAC 2017

Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e. V.: Toyota Mirai, 2017. URL: <https://www.adac.de/infotestrat/tests/auto-test/detail.aspx?IDTest=5568> [Stand: 14.09.2017].

AGEB 2017-1

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB): *Bilanz 2015 (Bearbeitungsstand 10.08.2017)*, 2017. URL: <http://www.ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2015.html> [Stand: 15.09.2017].

AGEB 2017-2

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB): *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2016 (Stand September 2017)*, 2017. URL: <http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-auswertungstabellen.html> [Stand: 12.10.2017].

Agora Energiewende 2017-1

Agora Energiewende: *Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger*, 2017. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf [Stand: 12.06.2017].

Agora Energiewende 2017-2

Agora Energiewende: *Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035*, 2017. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/EEG-Kosten-bis-2035/Agora_EEG_Kosten_2035_web_05052015.pdf [Stand: 11.08.2017].

Agora Energiewende 2017-3

Agora Energiewende: *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016*, 2017. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung-2016_WEB.pdf [Stand: 08.09.2017].

Åkerfeldt/Hammar 2015

Åkerfeldt, S./Hammar, H.: „CO₂ Taxation in Sweden Experiences of the Past and Future Challenges“. In: *Journal Review Project*, 10, 2015. URL: http://www.un.org/esa/ffd/wp-content/uploads/2016/12/13STM_Article_CO2-tax_AkerfeldtHammar.pdf [Stand: 11.08.2017].

Andor et al. 2015

Andor, M./Fronzel, M./Sommer, S.: *Reform des Emissionshandels, aber richtig! Alternativen zur Marktstabilitätsreserve*, 2015. URL: http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-positionen/rwi-position_64_eu-zertifikathandel.pdf [Stand: 11.08.2017].

Angerer et al. 2016

Angerer, G./Buchholz, P./Gutzmer, J./Hagelüken, C./Herzig, P./Littke, R./Thauer, R. K./Wellmer, F.-W.: *Rohstoffe für die Energieversorgung der Zukunft. Geologie – Märkte – Umwelteinflüsse* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2016.

Ausfelder et al. 2015

Ausfelder, F./Beilmann, C./Bertau, M./Bräuninger, S./Heinzel, A./Hoer, R./Koch, W./Mahlendorf, F./Metzelthin, A./Peuckert, M./Plass, L./Räuchle, K./Reuter, M./Schaub, G./Schiebahn, S./Schwab, E./Schüth, F./Stolten, D./Teßmer, G./Wagemann, K./Ziegahn, K.-F.: „Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung. Energy Storage Technologies as Options to a Secure Energy Supply“. In: *Chemie Ingenieur Technik*, 87: 1-2, 2015, S. 17–89. URL: <http://www.aidic.it/cet/16/52/072.pdf> [Stand: 14.09.2015].

Ausfelder et al. 2017-1

Ausfelder, F./Drake, F.-D./Erlach, B./Fischedick, M./Henning, H.-M./Kost, C./Münch, W./Pittel, K./Rehtanz, C./Sauer, J./Schätzler, K./Stephanos, C./Themann, M./Umbach, E./Wagemann, K./Wagner, H.-J./Wagner, U.: »Sektorkopplung« – *Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2017.

Ausfelder et al. 2017-2

Ausfelder, F./Stephanos, C./Wenske, J.: *Erläuterungen zu den Flussdiagrammen für Energie und Kohlendioxidemissionen im Energiesystem. Materialien zur Analyse »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2017.

Bazzanella et al. 2017

Bazzanella, M./Ausfelder, F./DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V.: *Technology Study. Low Carbon Energy and Feedstock for the European Chemical Industry*. Frankfurt am Main 2017. URL: http://dechema.de/dechema_media/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry-p-20002750.pdf [Stand: 24.08.2017].

BDEW 2016

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW): *BDEW-Strompreisanalyse November 2016. Haushalte und Industrie*, 2016. URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/17C4483BB515C7F4C125807A0035E077/\\$file/161124_BDEW_Strompreisanalyse_November2016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/17C4483BB515C7F4C125807A0035E077/$file/161124_BDEW_Strompreisanalyse_November2016.pdf) [Stand: 12.06.2017].

BEE 2017

Bundesverband Erneuerbare Energien e. V.: *Stromsteuer durch CO₂-Steuer ersetzen. BEE-Vorschläge zur CO₂-Bepreisung im Stromsektor*, 2017. URL: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE-Vorschlag_zur_CO2-Bepreisung_im_Stromsektor_final.pdf [Stand: 01.09.2017].

Bizz-energy 2016

Bizz-energy: „Schifffahrt: Brennstoffzelle sticht in See“ (Pressemitteilung vom 20.09.2016). URL: http://bizzenergytoday.com/schifffahrt_brennstoffzelle_sticht_see [Stand: 10.09.2017].

Biokraft-NachV 2009

Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraft-Nachhaltigkeitsverordnung Biokraft-Nach-V) V. v. 20.09.2009: BGBl. I S. 3182; zuletzt geändert durch Art. 2 V. v. 04.04.2016 BGBl. I S. 590. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/biokraft-nachv/Biokraft-NachV.pdf> [Stand: 24.08.2017].

BMUB 2016

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BUMB): *Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*, 2016. URL: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf [Stand: 08.09.2017].

BMVI 2014-1

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): *Verkehr in Zahlen 2014/2015*, Berlin 2014.

BMVI 2014-2

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): *Verkehrsprognose 2030*, 2014. URL: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/verkehrsprognose-2030-praesentation.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 10.08.2017].

BMWi 2010

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, 2010. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [Stand: 08.09.2017].

BMWi 2015

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Energieeffizienzstrategie Gebäude – Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudestand*, 2015. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-gebaeude.pdf?__blob=publicationFile&v=23 [Stand: 04.08.2017].

BMWi 2017-1

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Energiedaten: Gesamtausgabe. Stand Februar 2017*, Berlin 2017.

BMWi 2017-2

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Stand Februar 2017*, 2017. URL: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=12 [Stand: 10.08.2017].

BMWi 2017-3

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Energiedaten: Gesamtausgabe. Stand Mai 2017*, Berlin 2017.

BMWi 2017-4

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Fragen und Antworten zum Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017*, 2017. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/FAQ/EEG-2017/fragen-und-antworten-zum-eeg-2017.html> [Stand: 14.09.2017].

BNetzA 2016

Bundesnetzagentur (BNetzA): *Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017–2030*, Bonn 2016. URL: https://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Genehmigung.pdf [Stand: 22.09.2017].

BNetzA 2017

Bundesnetzagentur (BNetzA): *Kraftwerksliste*, 2017. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html [Stand: 01.09.2017].

BroSowski et al. 2016

Brosowski, A./Thrän, D./Mantau, U./Mahro, B./Erdmann, G./Adler, P./Stinner, W./Reinhold, G./Hering, T./Blanke, C.: „A Review of Biomass Potential and Current Utilisation – Status Quo for 93 Biogenic Waste and Residues in Germany“. In: *Biomass and Bioenergy*, 95, 2016, S. 257–272. URL: <http://ac.els->

cdn.com/S0961953416303415/1-s2.0-S0961953416303415-main.pdf?_tid=3a40cc6e-88d3-11e7-bbd8-00000aacb361&acdnt=1503582825_c2fd9fabd4f3935ea9d44ea7da1cc8f3 [Stand: 24.08.2017].

Bundeskartellamt 2012

Bundeskartellamt: *Sektoruntersuchung Fernwärme. Abschlussbericht gemäß § 32e GWB-August 2012*, Bonn 2012. URL:

http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [Stand: 17.08.2017].

Bundesregierung 2017

Die Bundesregierung: Energie-Lexikon: Spitzenlast, 2017. URL: <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Lexikon/EnergieLexikon/S/2013-09-25-spitzenlast.html> [Stand: 14.09.2017].

Celitement GmbH 2017

Celitement GmbH: Celitment. Wir beschreiten neue Wege, 2017. URL: <http://www.celitement.de/> [Stand: 01.09.2017].

CPLC 2017

Carbon Pricing Leadership Coalition (CPLC): *Report of the High-Level Commission on Carbon Prices*, 2017. URL:

https://static1.squarespace.com/static/54ff9c5ce4b0a53deccfb4c/t/59b7f2409f8dce5316811916/1505227332748/CarbonPricing_FullReport.pdf [Stand: 12.10.2017].

Decourt et al. 2014

Decourt, B./Lajoie, B./Debarre, R./Soupa, O.: *Hydrogen-Based Energy Conversion. More than Storage: System Flexibility*, Paris: SBC Energy Institute 2014. URL: http://www.4is-cnmi.com/presentations/SBC-Energy-Institute_Hydrogen-based-energy-conversion_FactBook-vf.pdf [Stand: 08.09.2017].

DERA 2016

Deutsche Rohstoffagentur (DERA): *DERA-Rohstoffliste 2016*, 2017. URL: https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Downloads/rohstoffliste-2016.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 14.09.2017].

EC 2016

Europäische Kommission (EC): *The EU Emissions Trading System (EU ETS)*, 2016. URL: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/factsheet_ets_en.pdf [Stand: 04.08.2017].

EC 2017-1

Europäische Kommission (EC): *Überarbeitung für Phase 4 (2021–2030)*, 2017. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_de. [Stand: 08.09.2017].

EC 2017-2

Europäische Kommission (EC): *Strukturelle Reform des EU-Emissionshandelssystems*, 2017. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform_de [Stand: 19.06.2017].

Emonts et al. 2017

Emonts, B./Schiebahn, S./Görner, K./Lindenberger, D./Markewitz, P./Merten, F./Stolten, D.: „Re-energizing energy supply: Electrolytically-produced hydrogen as a flexible energy storage medium and fuel for road transport“. In: *Journal of Power Sources*, 342, 2017, S. 320–326.

EEG 2017

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017) G. v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066); zuletzt geändert durch Art. 1 G. v. 17.07.2017 (BGBl. I S. 2532). URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html [Stand: 14.09.2017].

EEX 2017

European Energy Exchange (EEX): *Erdgas: Marktdaten*, 2017. URL: <https://www.eex.com/de/marktdaten/erdgas> [Stand: 14.09.2017].

ESYS 2016

Energiesysteme der Zukunft (ESYS): „Welche Perspektiven bietet die Sektorkopplung?“ (Pressemitteilung vom 12.07.2016). URL: <https://energiesysteme-zukunft.de/presse/meldungsarchiv/2016/welche-perspektiven-bietet-die-sektorkopplung/> [Stand: 08.09.2017].

ESYS 2017

Energiesysteme der Zukunft (ESYS): *Sektorkopplung – Strom, Wärme und Verkehr zusammen denken*, 2017. URL: <http://energiesysteme-zukunft.de/veranstaltungen/veranstaltungsarchiv/2017/sektorkopplung/> [Stand: 26.10.2017].

EU 2017

Europäische Union (EU): Rat der Europäischen Union, 2017. URL: https://europa.eu/european-union/about-eu/institutions-bodies/council-eu_de [Stand: 01.09.2017].

Euro-Case 2014

European Council of Academies of Applied Science, Technologies and Engineering (Euro-Case): *Euro-Case Policy Position Paper. Reform Options for the European Emissions Trading System (EU ETS)*, 2014. URL: http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Aktuelles___Presse/Presseinfos___News/ab_2014/Euro-CASE_policy_paper_ETS_reform.pdf [Stand: 11.08.2017].

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ 2016

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: *Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015*, 2016. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [Stand: 22.06.2017].

Fischedick/Grunwald 2017

Fischedick, M./Grunwald, A.: *Pfadabhängigkeiten in der Energiewende: Das Beispiel Mobilität* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München i. E. 2017.

Flachsland et al. 2011

Flachsland, C./Brunner, S./Edenhofer, O./Creutzig, F.: „Climate Policies for road transport revisited (II): Closing the policy gap with cap-and-trade“. In: *Energy Policy*, 39: 4, 2011, S. 2100–2110.

FOES 2014

Forum ökologisch-soziale Marktwirtschaft (FOES): *Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland. Internationale Vorbilder und Möglichkeiten für die Ergänzung des Emissionshandels*, 2014. URL: <http://www.foes.de/pdf/2014-10-FOES-CO2-Mindestpreis.pdf> [Stand: 01.09.2017].

Fraunhofer ISE 2015

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE): *Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050*, 2015. URL: [https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/Forschungsfelder/Energie-Rohstoffe/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11%20\(1\).pdf](https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/Forschungsfelder/Energie-Rohstoffe/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11%20(1).pdf) [Stand: 04.08.2017].

Fraunhofer ISI/LEEN GmbH 2014

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)/LEEN GmbH: *Abschlussbrochure 30 Pilot-Netzwerke*, 2014. URL: http://www.30pilot-netzwerke.de/archiv/nw-de/downloads/Magazin-30-Pilot-Netzwerke-Abschluss-2014.pdf_%3B [Stand: 08.09.2017].

Fraunhofer IWES et al. 2015

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)/Fraunhofer-Institut für Bauphysik (IBP)/Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu)/Stiftung Umweltenergierecht: *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr*, 2015. URL: https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf [Stand: 04.08.2017].

Gährs et al. 2016

Gährs, S./Hirschl, B./Aretz, A.: *Möglichkeiten zur Umgestaltung der EEG-Umlagebasis, Kurzstudie des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)*, Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) 2016.

Government of Canada 2017

Government of Canada: Pricing Carbon Pollution in Canada: how it will work, 2017. URL: https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/news/2017/05/pricing_carbon_pollutionincanadahowitwillwork.html?wbdisable=true [Stand: 11.08.2107].

Gruber et al. 2015

Gruber, A./Biedermann, F./von Roon, S.: „Industrielles Power-to-Heat Potenzial“. Tagungspapier von der 9. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien IEWT 2015, 2015.

Handelsblatt 2017

Handelsblatt: „Merkel nennt Regierungsziel unrealistisch“ (Pressemitteilung vom 15.05.2017). URL: <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/eine-million-e-autos-bis-2020-merkel-nennt-regierungsziel-unrealistisch/19806768.html> [Stand: 12.10.2017].

Hansen 2014

Hansen, A.: „Eine Zahl mit zwölf Nullen. Was hat die Wiedervereinigung gekostet?“. In: *Zeit Online*, 2014. URL: <http://www.zeit.de/2014/44/wiedervereinigung-kosten-wende> [Stand: 24.08.2017].

Hartmann et al. 2012

Hartmann, N./Eltrop, L./Bauer, N./Salzer, J./Schwarz, S./Schmidt, M.: *Stromspeicherpotenziale für Deutschland*, Stuttgart: Universität Stuttgart, IER, IHS; ZWES. URL: http://www.energiewende-naturvertraeglich.de/fileadmin/Dateien/Dokumente/themen/Speicher/zfes_2012_Stromspeicherpotenziale_Dt.pdf [Stand: 24.08.2017].

Haucap 2017

Haucap, J.: „Deutschlands teurer Irrweg in der Energiepolitik“. In: Plickert, P. (Hrsg.): *Merkel: Eine kritische Bilanz*, München: FinanzBuch Verlag, 2017, S. 118–128.

Heinrich-Böll-Stiftung 2017

Heinrich-Böll-Stiftung: *Baustelle Energiewende Tagungsbericht* (Pressemitteilung vom 18.09.2017). URL: <https://www.boell.de/de/2017/07/18/baustelle-energiewende-tagungsbericht> [Stand: 08.09.2017].

Henning et al. 2013

Henning, H.-M./Bürger, V./Ragwitz, M./Kranzl, L./Schulz, W.: *Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie (Phase 2) – Zielsysteme für den Gebäudebereich im Jahr 2050*. Freiburg: i. A. des deutschen Umweltministeriums 2013.

Henning et al. 2017

Henning, H.-M./Erlach, B./Kost, C./Palzer, A./Stephanos, C.: *Optimierungsmodell REMod-D. Materialien zur Analyse »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2017.

Hochhaus Schiffsbetriebstechnik 2017

Hochhaus Schiffsbetriebstechnik: „*Ostfriesland*“ von der AG Ems, das erste LNG-Schiff unter deutscher Flagge. URL: <https://hochhaus-schiffsbetrieb.jimdo.com/ostfriesland-von-der-ag-ems-das-erste-Ing-schiff-unter-deutscher-flagge/> [Stand: 10.08.2017].

Höh et al. 2016

Höh, A./Schwan, G./Treichel, K.: *Sektorkopplung – von der Stromwende zur Energiewende* Bericht ETR/01-2016 zum Trialog vom 11.06.2016, Berlin 2016. URL: http://www.governance-platform.org/wp-content/uploads/2017/03/HVGP_Trialog-Bericht-Sektorkopplung.pdf [Stand: 08.09.2017].

ICAP 2017

International Carbon Action Partnership (ICAP): *Emission Trading Worldwide: ICAP Status Report 2017*, 2017. URL: <https://icapcarbonaction.com/en/status-report-2017> [Stand: 10.08.2017].

IHK Bayern 2016

Industrie- und Handelskammer in Bayern (IHK Bayern): *Alternative Finanzierung des EEG-Umlagekontos, 2016*. URL: <https://www.ihk-muenchen.de/ihk/documents/Innovation/eforen/Alternative-Finanzierung-des-EEG-Umlagekontos.pdf> [Stand: 12.06.2017].

Kraftfahrt-Bundesamt 2017

Kraftfahrt-Bundesamt: Personenkraftwagen am 1. Januar 2017 nach ausgewählten Merkmalen, 2017. URL: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Ueberblick/2017_b_barometer.html?nn=1133288 [Stand: 14.08.2017].

Krzikalla et al. 2013

Krzikalla, N./Achner, S./Brühl, S.: *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie*, Bochum 2013. URL: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf [Stand: 24.08.2016].

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie 2017

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie: *Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2016*, Hannover 2017. URL: <http://www.lbeg.niedersachsen.de/erdoel-erdgas-jahresbericht/> [Stand: 24.08.2017].

Manager Magazin 2017

Manager-Magazin: Anteil von Elektro- und Hybridautos in Norwegen steigt auf 53 %, 2017. URL: <http://www.manager-magazin.de/unternehmen/autoindustrie/norwegen-elektroauto-anteil-steigt-auf-53-prozent-a-1157126.html> [Stand: 01.09.2017].

Martin et al. 2014

Martin, R./Muuls, M./de Preux, L. B./Wagner, J. U.: „Industry Compensation under relocation risk“. In: *American Economic Review*, 104: 8, 2014, S. 2482–2508. URL: http://eprints.lse.ac.uk/59312/1/Martin_Muuls_dePreux_Wagner_Industry-compensation-under-relocation_2014.pdf [Stand: 11.08.2017].

Matthes et al. 2014

Matthes, F./Haller, M./Hermann, H./Loreck, C./Cook, V.: *Konzept, Gestaltungselemente und Implikationen eines EEG-Vorleistungsfonds*, 2014. URL: https://www.nachhaltigkeitsrat.de/fileadmin/user_upload/dokumente/studien/Oeko-Institut_EEG-Vorleistungsfonds_Endbericht_31-03-2014.pdf [Stand: 12.06.2017].

Nägler et al. 2015

Nägler, T./Simon, S./Klein, M./Gils, H.: „Quantification of the European Industrial Heat Demand by Branch and Temperature Level“. In: *International Journal of Energy Research*, 39, 2015, S. 2019–2030.

Nägler et al. 2016

Nägler, T./Simon, S./Klein, M./Gils, H.: „Potenziale für erneuerbare Energien in der industriellen Wärmeerzeugung. Temperaturanforderungen limitieren Einsatz erneuerbarer Energien bei der Prozesswärmebereitstellung“. In: *BWK – das Energie-Fachmagazin*, 6, 2016, S. 20–24. URL:

<http://elib.dlr.de/104723/1/Naegler%20et%20al.%20-%20Potenziale%20f%C3%BCr%20erneuerbare%20Energien%20in%20der%20industriellen%20W%C3%A4rmeerzeugung%20-%20BWK%202016%20-%20Preprint.pdf> [Stand: 10.09.2017].

NPE 2017

Nationale Plattform Elektromobilität (NPE): Themen: Fahrzeug, 2017. URL: <http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/themen/fahrzeug/#tabs> [Stand: 25.08.2017].

Nitsch 2014

Nitsch, J.: *GROKO-II. Szenarien der deutschen Energieversorgung auf Basis des EEG-Gesetzentwurfs – insbesondere Auswirkungen auf den Wärmesektor*, Stuttgart: Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. 2014.

Öko-Institut/Fraunhofer ISI 2015

Öko-Institut e. V./Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI): *Klimaschutzszenario 2050 (zweiter Endbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit)*, 2015. URL: <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf> [Stand: 03.08.2017].

Palzer 2016

Palzer, A.: *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor* (Solare Energie- und Systemforschung, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE), Stuttgart: Fraunhofer Verlag 2016. URL: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-408742.html> [Stand: 04.08.2017].

Parry/Vollebergh 2017

Parry, I./Vollebergh, H.: „Reforming the EU Energy Tax Directive: Assessing the Options“. In: Pittel, K./Parry, I./Vollebergh, H. (Hrsg.): *Energy Tax and Regulatory Policy in Europe*, Cambridge: MIT Press, 2017.

Pittel/Weissbart 2016

Pittel, K./Weissbart, C.: *Stabilisierung der EEG-Umlage durch zeitliche Streckung über Fonds („Streckungsfonds“)*, 2016. URL: http://www.cesifo-group.de/portal/page/portal/DocBase_Service/studien/Gutachten_Streckungsfonds_ifo.pdf [Stand: 11.08.2017].

PROGNOS et al. 2014

PROGNOS AG/Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI)/Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung (GWS): *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose* (Projekt Nr. 57/12 des BMWi), 2014. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [Stand: 14.09.2017].

Raue LLP 2013

Raue Limited Liability Partnership (Raue LLP): *Reform des Konzessionsabgabenrechts, Gutachten im Auftrag von Agora Energiewende*, 2013. URL: <https://www.agora-energie-wende.de/>

energiawende.de/fileadmin/Projekte/2012/Konzessionsabgabe/Agora_Gutachten_Konzession_12092012_final_web.pdf [Stand: 12.06.2013].

REN21 2014

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21): *The First Decade: 2004–2014. 10 Years of Renewable Energy Progress*, 2014. URL: http://www.ren21.net/Portals/0/documents/activities/Topical%20Reports/REN21_10yr.pdf [Stand: 12.10.2017].

Renn 2015

Renn, O. (Hrsg.): *Aspekte der Energiewende aus sozialwissenschaftlicher Perspektive* (Analyse aus der Schriftenreihe *Energiesysteme der Zukunft*), München 2015.

Richtlinie 2009/28/EG

Europäisches Parlament und Rat: *Richtlinie 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (RL 2009/28/EG)*, Amtsblatt der Europäischen Union (Abl.) Nr. L 140/16 vom 05.06.2009.

Schultz project consult 2017

Schultz project consult: *Ökologische Steuerreform 2.0. Einführung einer CO₂-Steuer (Arbeitspapier)*, 2017. URL: <http://www.schultz-projekt-consult.de/index.php/downloads-aktuell/downloads-aus-2017?task=getdownloadlink&tmpl=component&id=41> [Stand: 01.09.2017].

SRU 2008

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): *Umweltgutachten 2008: Umweltschutz im Zeichen des Klimawandels*, 2008. URL: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2008_Umweltgutachten_BT_D.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 11.08.2017].

SRU 2016

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): *Umweltgutachten 2016: Impulse für eine integrative Umweltpolitik*, 2016. URL: https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2016_Umweltgutachten_Kap_02.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 04.08.2017].

SVR 2016

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR): *Jahresgutachten 16/17*, 2016. URL: https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg201617/ges_jg16_17.pdf [Stand: 11.08.2017].

Szarka et al. 2017

Szarka, N./Eichhorn, M./Kittler, R./Bezama, A./Thrän, D.: „Interpreting long-term energy scenarios and the role of Bioenergy in Germany“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68: 2, 2017, S. 1222–1233. URL: http://ac.els-cdn.com/S1364032116002240/1-s2.0-S1364032116002240-main.pdf?_tid=10276ccc-

88d2-11e7-8190-00000aacb35d&acdnat=1503582325_563cf2dda73caf0a44dc0246a64f9e4c [Stand: 24.08.2017].

TU Wien 2016

Technische Universität Wien (TU Wien): „Wasserstoff macht das Erdgasnetz grüner“ (Pressemitteilung vom 05.04.2016). URL: https://www.tuwien.ac.at/aktuelles/news_detail/article/10033 [Stand: 11.08.2017].

UBA 2013

Umweltbundesamt: *Hintergrund Oktober 2013: Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*, 2013. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf [Stand: 04.08.2017].

UBA 2015

Umweltbundesamt (UBA): *Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträgerübergreifende Bewertung (30/2015)*, 2015. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_30_2015_postfossile_energieversorgungsoptionen.pdf [Stand: 22.06.2017].

UBA 2016-1

Umweltbundesamt (UBA): *Berichterstattung unter Klimarahmenkonventionen der Vereinten Nationen 2015. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2013 (02/2016)*, 2016. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_02_2016_berichterstattung_unter_der_klimarahmenkonvention_der vereinten_nationen_2015.pdf [Stand: 08.09.2017].

UBA 2016-2

Umweltbundesamt (UBA): *Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990–2014*, Dessau-Roßlau 2016.

UBA 2016-3

Umweltbundesamt (UBA): *Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050 (Texte 72/2016)*, Dessau-Roßlau 2016. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutzbeitrag-des-verkehrs-bis-2050> [Stand: 10.09.2017].

UBA 2017-1

Umweltbundesamt (UBA): *Energiebedingte Emissionen*, 2017. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energiebedingte-emissionen#textpart-1> [Stand: 12.10.2017].

UBA 2017-2

Umweltbundesamt (UBA): *Entwicklung der spezifischen Kohlenstoffdioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990–2016 (15/2017)*, 2017. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-05-22_climate-change_15-2017_strommix.pdf [Stand: 01.09.2017].

UBA 2017-3

Umweltbundesamt (UBA): Strom- und Wärmeversorgung in Zahlen, 2017. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#textpart-1> [Stand: 10.08.2017].

VCI 2017

Verein Chemischer Industrie e. V. (VCI): *Argumente für eine Haushaltsfinanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland*, 2017. URL: <https://www.vci.de/langfassungen/langfassungen-pdf/2017-04-04-vci-argumentarium-finanzierung-ausbau-erneuerbarer-energien.pdf> [Stand: 11.08.2017].

VDA 2017

Verband der Automobilindustrie (VDA): *CO₂-Regulierung bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen*, 2017. URL: <https://www.vda.de/de/themen/umwelt-und-klima/co2-regulierung-bei-pkw-und-leichten-nfz/co2-regulierung-bei-pkw-und-leichten-nutzfahrzeugen.html> [Stand: 11.08.2017].

Voith 2014

Voith Hydro GmbH & Co. KG: *Die Energiewende erfolgreich gestalten. Mit Pumpspeicherkraftwerken*, 2014. URL: http://voith.com/de/PSP_Studie.pdf [Stand: 14.09.2017].

VZHH 2012

Verbraucherzentrale Hamburg (VZHH): „Vattenfall muss Fernwärmenetz öffnen“ (Pressemitteilung vom 29.02.2012). URL: <http://www.vzhh.de/energie/151259/vattenfall-muss-fernwaermenetz-oeffnen.aspx> [Stand: 17.08.2017].

Weidner/Elsner 2016

Weidner, E./Elsner, P. (Hrsg.): *Bioenergie. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“*, 2016. URL: http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Bioenergie.pdf [Stand: 25.08.2017].

Wikipedia 2017

Wikipedia: Liste von Pumpspeicherkraftwerken, 2017. URL: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Pumpspeicherkraftwerken#Planungen [Stand: 01.09.2017].

WWF 2014

World Wide Fund for Nature (WWF) (Hrsg.): *Den Europäischen Emissionshandel Flankieren. Chancen und Grenzen unilateraler CO₂-Mindestpreise*, 2014. URL: https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF-Studie_Den_europaeischen_Emissionshandel_flankieren.pdf [Stand: 01.09.2017].

Das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten rund 100 Expertinnen und Experten Handlungsoptionen für den Weg zu einer umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren und Energieversorgung.

Die Arbeitsgruppe »Sektorkopplung«

Die Arbeitsgruppe hat sich mit der Frage beschäftigt, wie die unterschiedlichen Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in einem zukünftigen Energiesystem miteinander verbunden sein können. Sie hat untersucht, wie sich die Energieeinsparungen und Steigerungen der Gesamteffizienz sowie der massive Ausbau der erneuerbaren Energien auf die Sektorkopplung auswirken. Bei der Entwicklung von Handlungsoptionen hat die Arbeitsgruppe die Optimierung des Gesamtsystems durch systemische Herangehensweise angestrebt.

Die interdisziplinäre Arbeitsgruppe hat über zwei Jahre die bestehende und die zukünftige Sektorkopplung im deutschen Energiesystem untersucht. Dafür analysierte sie den Status quo, betrachtete Potenziale einzelner Technologien und erstellte eigene Modellrechnungen für das zukünftige Energiesystem bis zum Jahre 2050. Zwischenergebnisse wurden auf einem Fachgespräch mit einer Expertengruppe und beim Energie-Trialog mit Stakeholdern diskutiert.

Die Ergebnisse der Arbeitsgruppe wurden in drei Formaten aufbereitet:

1. Die **Stellungnahme** »Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende“ stellt die Synthese der Ergebnisse in allgemeinverständlicher Form dar und fokussiert auf die Handlungsoptionen für die Entwicklung des zukünftigen Energiesystems.
2. Die **Analyse** »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems“ fasst die Ergebnisse in umfassender Form zusammen.
3. Die **Materialien** zur Erläuterung der Modellierung des Energiesystems sowie zur Erläuterung der Berechnung der Energieflussdiagramme dokumentieren die Arbeitsweise. Ab Ende 2017 werden sie online verfügbar sein unter <http://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/>.

Mitglieder der Arbeitsgruppe

Prof. Dr. Hans-Martin Henning (Leitung)	Fraunhofer ISE
Prof. Dr. Eberhard Umbach (Leitung)	acatech Präsidium
Dr. Frank-Detlef Drake	innogy SE
Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick	Wuppertal Institut
Prof. Dr. Justus Haucap	Universität Düsseldorf
Prof. Dr. Gundula Hübner	Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg
Prof. Dr. Wolfram Münch	EnBW
Prof. Dr. Karen Pittel	Ifo Institut
Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz	TU Dortmund
Prof. Dr. Jörg Sauer	KIT
Prof. Dr. Ferdi Schüth	MPI für Kohleforschung
Stephan Stollenwerk	innogy
Prof. Dr. Kurt Wagemann	DECHEMA
Prof. Dr.-Ing. Hermann-Josef Wagner	Ruhr-Universität Bochum
Prof. Dr. Ulrich Wagner	TU München

Wissenschaftliche Referenten

Dr. Florian Ausfelder	DECHEMA
Dr. Berit Erlach	acatech
Dr. Christoph Kost	Fraunhofer ISE
Dr. Katharina Schätzler	KIT
Dr. Cyril Stephanos	acatech
Philipp Stöcker	RWTH Aachen
Michael Themann	RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
Joel Wenske	ZSW

Weitere Mitwirkende

Dr. Frank Graf	DVGW Forschungsstelle am Engler-Bunte Institut
Dr.-Ing. Niklas Hartmann	Fraunhofer ISE
Peter Kasten	Öko-Institut
Prof. Dr. Thomas Kohl	KIT
Prof. Dr. Thomas Kolb	KIT
Prof. Dr. Ellen Matthies	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Clara Orthofer	TU München
Dr.-Ing. Andras Palzer	Fraunhofer ISE
Prof. Dr. Georg Schaub	KIT
Prof. Dr. Daniela Thrän	DBFZ
Patrick Wimmer	TU München

Gutachter

Prof. Dr. Felix Höffler	Universität zu Köln
Prof. Dr. Christoph Weber	Universität Duisburg-Essen
Prof. Dr.-Ing. Kai Sundmacher	MPI für Dynamik komplexer technischer Systeme

Fachgespräch

Am 09. Mai 2017 wurde auf dem Fachgespräch „Sektorkopplung – Strom, Wärme und Verkehr zusammen denken“ ein Entwurf der Stellungnahme zur Diskussion gestellt. Die dort geäußerten Rückmeldungen flossen in die weitere Texterstellung ein. Neben Mitgliedern der Arbeitsgruppe nahmen folgende Personen teil:

Dr. Ralf Bartels	IG BCE
Stefanie Baumann	acatech
Dr. Volker Bartsch	DVGW
Jekatarina Grigorjeva	BDI
Dr. Tim Meyer	Naturstrom
Simon Schäfer-Stradowsky	IKEM
Frankjosef Schafhausen	ewi
Klaus Scheuerer	BMW Group
Hannes Seidl	Deutsche Energie-Agentur
Markus Staudt	Viessmann Werke

Bernhard Strohmayer	Bundesverband Erneuerbare Energie
Mathias Timm	BDEW
Katja Treichel	Humboldt-Viadrina Governance Platform

Institutionen und Gremien

Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Direktorium

Das Direktorium leitet die Projektarbeit und vertritt das Projekt nach außen.

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Vorsitzender)	RWTH Aachen
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt (Stellvertreter)	RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
Prof. Dr. Carl Friedrich Gethmann	Universität Siegen
Prof. Dr. Karen Pittel	ifo Institut
Prof. Dr. Eberhard Umbach	acatech Präsidium

Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl (Vorsitzender)	acatech Vizepräsident
Prof. Dr.-Ing. Dieter Spath	acatech Präsident
Prof. Dr. Jörg Hacker	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften
Prof. Dr. Bärbel Friedrich	Altpräsidialmitglied Leopoldina
Prof. Dr. Jürgen Gausemeier	Mitglied acatech Präsidium (bis Juli 2017)
Prof. Dr. Martin Grötschel	Präsident Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften
Prof. Dr. Andreas Löschel	Universität Münster, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“
Dr. Georg Schütte (Gast)	Staatssekretär BMBF
Rainer Baake (Gast)	Staatssekretär BMWi

Projektkoordination

Dr. Ulrich Glotzbach

Leiter der Geschäftsstelle, acatech

Rahmendaten

Projektlaufzeit

03/2016 bis 02/2019

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen EDZ 2016) gefördert.

Die Stellungnahme wurde im Oktober 2017 vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet.

Die Akademien danken allen Autorinnen und Autoren sowie Gutachern für ihre Beiträge. Die Inhalte der vorliegenden Stellungnahme liegen in alleiniger Verantwortung der Akademien.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Deutsche Akademie der Naturforscher
Leopoldina e. V.
Nationale Akademie der Wissenschaften

acatech – Deutsche Akademie
der Technikwissenschaften e. V.

Union der deutschen Akademien
der Wissenschaften e. V.

Jägerberg 1
06108 Halle (Saale)
Tel.: 0345 47239-600
Fax: 0345 47239-919
E-Mail: leopoldina@leopoldina.org

Berliner Büro:
Reinhardtstraße 14
10117 Berlin

Karolinenplatz 4
80333 München
Tel.: 089 520309-0
Fax: 089 520309-9
E-Mail: info@acatech.de

Hauptstadtbüro:
Pariser Platz 4a
10117 Berlin

Geschwister-Scholl-Straße 2
55131 Mainz
Tel.: 06131 218528-10
Fax: 06131 218528-11
E-Mail: info@akademienunion.de

Berliner Büro:
Jägerstraße 22/23
10117 Berlin

Die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften unterstützen Politik und Gesellschaft unabhängig und wissenschaftsbasiert bei der Beantwortung von Zukunftsfragen zu aktuellen Themen. Die Akademiemitglieder und weitere Experten sind hervorragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus dem In- und Ausland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten sie Stellungnahmen, die nach externer Begutachtung vom Ständigen Ausschuss der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina verabschiedet und anschließend in der Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung veröffentlicht werden.

Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft

ISBN: 978-3-8047-3672-6