SCHRIFTENREIHE
ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

Analyse

November 2017

»Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems

Energiesysteme der Zukunft ist ein Projekt von:
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

Autoren

Dr. Florian Ausfelder
DECHEMA

Dr. Frank-Detlef Drake
innogy

Dr. Berit Erlach
acatech

Prof. Dr.-Ing. Manfred Fischedick
Wuppertal Institut

Prof. Dr. Hans-Martin Henning
Fraunhofer ISE

Dr. Christoph Kost
Fraunhofer ISE

Prof. Dr. Wolfram Münch
EnBW

Prof. Dr. Karen Pittel
ifo Institut

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
TU Dortmund

Prof. Dr. Jörg Sauer
KIT

Dr. Katharina Schätzler
KIT

Dr. Cyril Stephanos
acatech

Michael Themann
RWI

Prof. Dr. Eberhard Umbach
acatech Präsidium

Prof. Dr. Kurt Wagemann
DECHEMA

Prof. Dr.-Ing. Hermann-Josef Wagner
Ruhr-Universität Bochum

Prof. Dr. Ulrich Wagner
TU München

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

Empfohlene Zitierweise

Ausfelder et al.: *»Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2017.

Wissenschaftliche Koordination

Dr. Florian Ausfelder	DECHEMA
Dr. Berit Erlach	acatech
Dr. Christoph Kost	Fraunhofer ISE
Dr. Katharina Schätzler	KIT
Dr. Cyril Stephanos	acatech
Michael Themann	RWI

Produktionskoordination

Marie-Christin Höhne — acatech

Gestaltung und Satz

Atelier Hauer und Dörfler GmbH, Berlin

Druck

koenigsdruck.de, Berlin

ISBN: 978-3-9817048-9-1

Bibliografische 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.

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, der Entnahme von Abbildungen, der Widergabe auf fotomechanischem oder ähnlichem Wege und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen bleiben – auch bei nur auszugsweiser Verwendung – vorbehalten.

Gedruckt auf säurefreiem Papier | Printed in EC

Das Akademienprojekt

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ erarbeitet Stellungnahmen und Analysen zur Gestaltung der Energiewende. Stellungnahmen enthalten Handlungsoptionen für die Transformation des Energiesystems und werden nach externer Begutachtung vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet. Analysen sind Ergebnisberichte von Arbeitsgruppen. Die inhaltliche Verantwortung für Analysen liegt bei den Autoren. Sofern eine Analyse Bewertungen enthält, geben diese die persönliche Meinung der Autoren wieder.

Leopoldina Nationale Akademie der Wissenschaften

acatech DEUTSCHE AKADEMIE DER TECHNIKWISSENSCHAFTEN

UNION DER DEUTSCHEN AKADEMIEN DER WISSENSCHAFTEN

»Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems

Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft

Vorwort

Die Energiewende muss mehr sein als nur eine Stromwende. Denn ihr wichtigstes Ziel, die drastische Absenkung der Treibhausgasemissionen der Energieversorgung, ist nur erreichbar, wenn die Emissionen in allen Verbrauchssektoren signifikant reduziert werden. Wie kann dies bei der Wärmeversorgung des Gebäudebereichs gelingen, wo heute immer noch überwiegend fossile Energieträger – Erdgas und Heizöl – eingesetzt werden? Und wie im Bereich der Mobilität, die dominant auf fossilen Kraftstoffen basiert? Welche Möglichkeiten bieten sich in der Industrie, wo ebenfalls heute die meisten Prozesse fossile Energieträger nutzen? Und gibt es dafür übergreifend wirkende Entwicklungen und Rahmenbedingungen?

Dies waren Ausgangsfragen, mit denen sich die Arbeitsgruppe »Sektorkopplung« im Rahmen des Projekts „Energiesysteme der Zukunft (ESYS)“ befasst hat. Das Ergebnis der durchgeführten Arbeiten ist eindeutig: Nur eine zukünftig sehr viel stärkere Verschränkung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr und eine ganzheitliche, alle Sektoren übergreifende Herangehensweise bieten Perspektiven dafür, die Energieversorgung insgesamt schrittweise auf überwiegend erneuerbare Energien umzustellen und somit eine drastische Reduktion des Einsatzes fossiler Energiequellen zu erreichen. Im Zentrum der künftigen Bemühungen muss deshalb die Weiterentwicklung zu einem integrierten Energiesystem stehen.

Für diese stärkere Zusammenführung der Sektoren gibt es allerdings viele unterschiedliche Möglichkeiten der Ausgestaltung – sowohl auf technischer Ebene als auch im Hinblick auf die Entwicklung des regulatorischen Rahmens. Die vorliegende Analyse untersucht vor diesem Hintergrund mögliche Entwicklungspfade und -optionen, um bis zum Jahr 2050 ein nachhaltiges Energiesystem zu schaffen, in dem die Klimaschutzziele erreicht werden und das zugleich eine unverändert hohe Versorgungssicherheit aufweist. Um das in einem marktwirtschaftlichen Rahmen zu erreichen, identifiziert sie als zentrales Instrument ein wirksames, alle Sektoren übergreifendes CO_2-Preissignal.

Die Stellungnahme *»Sektorkopplung«: Optionen für die nächste Phase der Energiewende* verwendet Ergebnisse der Analysearbeiten und zeigt Handlungsoptionen für Deutschland auf, um die Energieversorgung bis zum Jahr 2050 flexibel, technologieoffen und zukunftssicher zu gestalten.

Wir danken allen beteiligten Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern herzlich für ihre engagierte Mitarbeit.

Prof. Dr. Hans-Martin Henning

Prof. Dr. Eberhard Umbach

Inhalt

Abkürzungen ... 6

Einheiten ... 7

Zusammenfassung ... 8

1 Einleitung ... 14
1.1 Zielsetzung der Analyse ... 14
1.2 Hintergrund und Vorgehensweise ... 15

2 Ausgangslage ... 21
2.1 Das Energiesystem in Deutschland heute ... 23
2.2 Übersicht über die wichtigsten Energieträger ... 29
2.3 Anforderungen der Sektoren ... 29
2.3.1 Originäre Stromanwendungen ... 30
2.3.2 Niedertemperaturwärme ... 31
2.3.3 Prozesswärme und andere Energieträger in der Industrie ... 32
2.3.4 Verkehr ... 32
2.4 Aktuelle Trends im Energiesystem ... 33
2.4.1 Wärme ... 34
2.4.2 Strom ... 35
2.4.3 Verkehr ... 37
2.4.4 Gesamtbetrachtung und Vergleich mit den Zielen der Energiewende ... 37

3 Optionen zur Optimierung des Gesamtsystems – Sektorkopplung als Chance ... 39
3.1 Energieeffizienz ... 40
3.2 Optionen für die Industrie ... 42
3.2.1 Struktur des industriellen Energieeinsatzes ... 42
3.2.2 Energieeinsatz in der Grundstoffindustrie ... 43
3.2.3 Zukünftige Optionen zur Reduzierung des industriellen Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen ... 46
3.3 Strom als Endenergieträger – direkte Elektrifizierung ... 49
3.3.1 Anwendungen und Potenziale ... 49
3.3.2 Merkmale und systemische Gesichtspunkte ... 53
3.3.3 Voraussetzungen und mögliche Hemmnisse ... 58
3.4 Wasserstoff ... 60
3.4.1 Anwendungen und Potenziale ... 60
3.4.2 Vor- und Nachteile, Beitrag zum Gesamtsystem ... 62
3.4.3 Voraussetzungen und mögliche Hemmnisse ... 65
3.5 Synthetische Brenn- und Kraftstoffe ... 66
3.5.1 Anwendungen und Potenziale ... 66
3.5.2 Vor- und Nachteile, Beitrag zum Gesamtsystem ... 72
3.5.3 Voraussetzungen und mögliche Hemmnisse ... 73
3.6 Die Rolle von Biomasse, Geothermie und Solarthermie ... 74
3.6.1 Solarthermie ... 76
3.6.2 Biomasse ... 77
3.6.3 Geothermie ... 82

3.7 Vergleich der Optionen – CO_2-Emissionen, Energieeinsatz, Infrastrukturbedarf 84
3.7.1 Bewertung der Kohlendioxid-Emissionen 84
3.7.2 Energieeinsatz und Effizienz der Wandlungsketten 86
3.7.3 Infrastrukturbedarf 89

4 Sektorkopplung in wissenschaftlichen Energie- und Klimaschutzszenarien 91
4.1 Ausgewählte Szenarien und ihre Entwicklungspfade 91
4.1.1 Studie „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“ 92
4.1.2 Studie „Klimaschutzszenario 2050“ 94
4.1.3 Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ 95
4.1.4 Studie „Was kostet die Energiewende?“ 96
4.1.5 Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ 98
4.1.6 Studie „GROKO – II Szenarien der deutschen Energieversorgung“ 98
4.1.7 Weitere Anmerkungen und Fazit 98
4.2 Gemeinsamkeiten und Unterschiede 99

5 Modellrechnungen: Eine quantitative Untersuchung wichtiger Systemzusammenhänge 102
5.1 Modell REMod-D zur Analyse von Sektorkopplung 102
5.2 Systemkonfigurationen und Parameterauswahl 107
5.3 Zentrale Ergebnisse 109
5.3.1 Stromerzeugung 109
5.3.2 Brenn- und Kraftstoffe 111
5.3.4 Gesamtsystemkosten bis 2050 114
5.3.5 Umfang und Ausprägung der Sektorkopplung 117
5.3.6 Import von erneuerbaren Brenn- und Kraftstoffen 123
5.4 Schlussfolgerungen der Modellrechnungen 124
5.4.1 Einfluss der Klimaziele auf Sektorkopplung 124
5.4.2 Technologieentwicklung in Bezug auf Sektorkopplung 124
5.4.3 Zeitliche Entwicklungen von Sektorkopplungsmaßnahmen 125

6 Politische Rahmenbedingungen – Regulierungen, Märkte, Infrastrukturen 127
6.1 Bepreisung von CO_2 in der EU 127
6.2 Auswirkungen eines einheitlichen CO_2-Preissignals für die deutsche Energiewende 131
6.3 Energiebezogene Steuern, Abgaben und Umlagen in Deutschland 132
6.4 Auswirkungen heterogener Regulierung auf die Sektorkopplung 133
6.5 Strompreise und ihre Bedeutung für die Sektorkopplung 135
6.6 Bereitstellung von Infrastrukturen 138
6.7 Umgang mit Unsicherheiten und disruptiven Entwicklungen 142

7 Fazit 145

Literatur 148

Das Akademienprojekt 159

Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk
CAPEX	Capital Expenditure, Investitionsausgaben
CCS	Carbon Capture and Storage, CO_2-Abtrennung und -Speicherung
CSP	Concentrated Solar Power, solarthermische Kraftwerke
CCU	Carbon Capture and Utilization, CO_2-Abscheidung und -Verwendung
DSM	Demand-Side-Management, verschiebbare oder abschaltbare Lasten
EE	Erneuerbare Energien
EUA	EU-Allowance, Preis für Emissionsrechte
EU ETS	European Union Emissions Trading System, Europäisches Emissionshandelssystem
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GuD	Gas-und-Dampf-Kraftwerk
HHV	Higher Heating Value, Brennwert
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LHV	Lower Heating Value, Heizwert
NEP	Netzentwicklungsplan
PEM	Proton-Exchange-Membrane, Protonen-Austausch-Membran
PtF	Power-to-Fuel, Strom zu Brenn- und Kraftstoffen
PtG	Power-to-Gas, Strom zu Gas
PtH	Power-to-Heat, Strom zu Wärme
PtL	Power-to-Liquid, Strom zu Flüssigkeiten
PtX	Power-to-X, Strom zu X
PV	Photovoltaik
SNG	Synthetic Natural Gas
THG	Treibhausgasemissionen
WKA	Windkraftanlage

Einheiten

ct/kWh	Eurocent pro Kilowattstunde
€/MWh	Euro pro Megawattstunde
€/t	Euro pro Tonne
GW	Gigawatt
GW_{el}	Gigawatt elektrischer Energie
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
h/a	Stunden pro Jahr
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
m^2	Quadratmeter
m^3	Kubikmeter
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWh_{el}	Megawattstunde elektrischer Energie
MWh_{th}	Megawattstunde thermischer Energie
PJ	Petajoule
t	Tonne
TWh	Terawattstunde

Zusammenfassung

Um die nationalen Klimaschutzziele von 80 bis 95 Prozent CO_2-Reduktion bis 2050 zu erreichen, muss ein Großteil der Energie im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor künftig aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden. Neben dem Klimaschutz als wesentlichem Treiber müssen vor allem die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit, aber auch Kriterien wie Umweltverträglichkeit und gesellschaftliche Akzeptanz beachtet werden. Die Analyse zeigt, dass Sektorkopplung, also die Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, bei der Gestaltung des künftigen Energiesystems eine sehr viel größere Rolle spielen muss als heute. Warum das so ist und welche Ausprägungen beziehungsweise Auswirkungen ein mithilfe der Sektorkopplung integriertes Energiesystem haben kann, ist Gegenstand dieser Analyse.

Für das künftige Energiesystem werden vier die Sektorkopplung betreffende Entwicklungslinien unterschieden, die einander ergänzen und wahrscheinlich alle zur Transformation des Energiesystems beitragen werden:

1. die **direkte Elektrifizierung**, das heißt die Nutzung von Strom als Endenergie nicht nur für originäre Stromanwendungen, sondern auch zum Heizen und für den Antrieb von Fahrzeugen,

2. die Umwandlung von Strom in **Wasserstoff**, um ihn als Endenergieträger in allen Sektoren einzusetzen,

3. die **Umwandlung** von Wasserstoff **in synthetische Gase** (vor allem Methan) und **Brenn- und Kraftstoffe** sowie

4. die deutlich verstärkte Energiegewinnung aus **Biomasse**, **Solarthermie** und tiefer **Geothermie**.

Für die Analyse wurde zunächst das heutige Energiesystem betrachtet, um im zweiten Schritt darauf aufbauend technische Optionen für alle Anwendungsbereiche darzustellen und deren Entwicklungspotenziale zu bewerten. Im dritten Schritt wurden ausgewählte aktuelle Energieszenarien dahingehend verglichen, welche Bedeutung sie der Sektorkopplung beimessen. In einem vierten Schritt wurden eigene Rechnungen mit dem Optimierungsmodell REMod-D[1] des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE durchgeführt, um Zusammenhänge und Abhängigkeiten zu analysieren, die sich aus der zeitgerechten Erreichung der Klimaschutzziele ergeben. Die Ergebnisse wurden dahingehend ausgewertet, welche Auswirkungen einzelne Parameter und unterschiedliche technologische Strategien auf die Entwicklung des gesamten Energiesystems haben. Schließlich wurden ökonomische und gesellschaftliche Aspekte sowie rechtliche Rahmenbedingungen einbezogen.

1 Bei diesem Rechenmodell handelt es sich um eine stundenscharfe Berechnung der Energiebilanzen für das gesamte Energiesystem bis 2050 unter Optimierung der Kosten bei vorgegebenen CO_2-Minderungszielen. Bezüglich der Netzstrukturen geht das Modell vereinfachend von einer „Kupferplatte“ aus.

Die Analyse erfolgte dabei unter folgenden Randbedingungen: a) Es wird davon ausgegangen, dass der Ausstieg aus der Kernenergie gemäß der vorliegenden Gesetzeslage im Jahr 2023 abgeschlossen sein wird. b) Die Energiewende wird schwerpunktmäßig im nationalen Kontext betrachtet, das heißt, nur das deutsche Energiesystem wird im Detail analysiert und auf der Zeitschiene optimiert. Europäische Zusammenhänge und Entwicklungen, beispielsweise Energieexporte und -importe sowie das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS), fließen aber als Randbedingungen mit ein. c) Klimaschutz und der Erhalt der Versorgungssicherheit werden als prioritäre Ziele behandelt.

Ausgangslage: Ein „Weiter so“ führt nicht zum Ziel

Die Energieversorgung in Deutschland basiert heute noch zu etwa 80 Prozent auf fossilen Energieträgern. Während die Energie für Niedertemperaturwärme (Raumwärme), Prozesswärme (Industrie) und Verkehr hauptsächlich aus Brenn- und Kraftstoffen stammt, werden Anwendungen (wie Beleuchtung, IKT, Antrieb von Maschinen) vor allem mit Strom versorgt. Die Betrachtung der Energieflüsse und Verluströme von der Primärenergie[2] über die Endenergie[3] bis zur Nutzenergie[4] mithilfe von Sankey-Diagrammen[5] zeigt, an welchen Stellen besonders hohe Energieverluste und CO_2-Emissionen auftreten und wo durch den Einsatz von Technologien der Sektorkopplung sowie Effizienzmaßnahmen Energie gespart und CO_2-Emissionen reduziert werden können: Insgesamt treten Energieverluste von mehr als 60 Prozent entlang der gesamten Wandlungskette von der Primärenergie zur Nutzenergie auf. Rund die Hälfte der Verluste entfällt jeweils auf die Umwandlung von Primär- in Endenergie (Umwandlungs- und Leitungsverluste) und auf die Umwandlung von Endenergie in Nutzenergie (Umwandlungsverluste, ineffiziente Anwendungen). Die Höhe der Verluste bestimmt also wesentlich die Menge an benötigter Primärenergie.

Würde man die Entwicklungen der vergangenen Jahre als Trend fortschreiben, würden die Ziele der Energiewende von 2010/11 deutlich verfehlt. Das gilt insbesondere auch für die Ziele des Klimaschutzplans vom November 2016, der für alle Sektoren sehr ambitionierte CO_2-Minderungen bis 2030 (gegenüber 1990) vorsieht (Strom: -62 Prozent, Gebäude: -66 Prozent, Industrie: -50 Prozent, Verkehr: -41 Prozent). Eine Ausnahme bildet der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsystem, der bisher gemäß den ursprünglichen Planungen (Zielwert 80 Prozent in 2050) erfolgt ist.

Übergreifende Aspekte und systemische Betrachtung

Die Analyse zeigt: Je ehrgeiziger die Klimaschutzziele sind, desto wichtiger wird die Sektorkopplung. Um die Klimaschutzziele zu erreichen, ist somit eine systemische Optimierung des Gesamtsystems zur Energieversorgung essenziell. Eine getrennte technologische oder regulatorische Betrachtung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität erweist sich dagegen als nicht zielführend.

In jedem Fall wird der **Strombedarf** umso stärker steigen, je mehr Emissionen auch im Wärme- und Verkehrssektor reduziert werden müssen. So zeigen die hier durchgeführten Modellrechnungen, dass bei einem CO_2-Einsparziel im

2 Primärenergie bezeichnet die Energieträger nach ihrer Förderung, beispielsweise Mineralöl oder Biomasse.

3 Endenergie werden die Energieträger an der Liefergrenze zum Endverbraucher genannt, beispielsweise Strom oder Wärme.

4 Nutzenergie bezeichnet die Energie nach der letzten Wandlung bei der tatsächlichen Verwendung.

5 Ein Sankey-Diagramm ist eine grafische Darstellung von Mengenflüssen.

Energiebereich von 85 Prozent bis 2050 gegenüber 1990 rund die Hälfte des Stroms in den Wärme- und Verkehrssektor fließen muss. Bei einer Einsparung um 90 Prozent wird mit rund 1.150 Terawattstunden sogar fast doppelt so viel Strom benötigt wie heute.

Um diese Strommenge klimaneutral zu erzeugen, müssen vor allem Windkraft und Photovoltaik stark ausgebaut werden, da die nachhaltig nutzbaren Bioenergie- und Wasserenergiepotenziale begrenzt sind. **Effizienzsteigerungen** und die Reduktion des Energieverbrauchs spielen deshalb eine zentrale Rolle für den Klimaschutz und sollten als „No-Regret"-Maßnahmen hohe Priorität haben, weil damit der ansonsten sehr große Ausbaubedarf an Windkraft und Photovoltaik sowie an Übertragungsnetzen begrenzt werden kann.[6]

Kraftwerke und Energiespeicher

Für die **Versorgungssicherheit** ist entscheidend, dass die benötigte Energie zu jeder Tages- und Nachtzeit verfügbar ist. Während dies bei Gasversorgung, Treibstofftanks und Kohlehalden bislang kein großes Problem darstellte (Ausnahme: „Ölkrise" von 1973), erfordert die Dominanz der fluktuierenden erneuerbaren Energien Sonne und Wind eine substanzielle Anpassung des Gesamtsystems im Betrieb. Dies bedeutet eine hohe **Flexibilität** einerseits in der residualen Stromerzeugung und andererseits auf der Verbrauchsseite, die kurzfristig durch Lastverschiebung (Demand-Side-Management) erreicht werden könnte. Da es jedoch mehrtägige Zeiten ohne Wind und mit wenig Sonne gibt (sogenannte „Dunkelflauten"), müssen Ersatzkraftwerke und/oder Energiespeicher vorgehalten werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Auch künftig müssen **Reservekraftwerke** – gegebenenfalls auch mit synthetischen Brennstoffen betrieben – die Energieversorgung absichern. In den Modellrechnungen beträgt die erforderliche Kapazität flexibler thermischer Kraftwerke in den untersuchten Szenarien zwischen 60 und 100 Gigawatt bei gleichzeitigem Einsatz umfangreicher Energiespeicher. Das bedeutet, dass die benötigte Reservekapazität nicht abnimmt. Zum Vergleich: Heute liegt die Kapazität konventioneller Kraftwerke ohne Speicher bei etwa 100 Gigawatt. Die gesamte installierte Leistung der Stromerzeugung könnte sich also gegenüber 2016 von etwa 200 Gigawatt auf 620 Gigawatt (85 Prozent CO_2-Reduktion) beziehungsweise gut 700 Gigawatt (90 Prozent CO_2-Reduktion) erhöhen. Die **installierte Leistung an Windkraft und Photovoltaik** müsste in diesem Fall (bei gleich bleibendem Energieverbrauch) gegenüber heute **versiebenfacht** werden.

Neben Erneuerbare-Energie-Anlagen und Reservekraftwerken sind zunehmend **Speicherkapazitäten** erforderlich. Als Kurzzeitspeicher für Strom (für Stunden bis Tage) können vor allem Pumpspeicherkraftwerke und Batterien eingesetzt werden. Für die Langzeitspeicherung sollten mit Strom gut speicherbare Brenn- und Kraftstoffe wie Wasserstoff oder Methan erzeugt werden. Da diese auch im Verkehrssektor oder in der chemischen Industrie eingesetzt werden können, sind sie ein zentraler Baustein der Sektorkopplung. Thermische Speicher für Wärmenetze und Einzelgebäude wiederum bieten Flexibilität, um schwankende Stromeinspeisung im Stunden- oder Tagebereich abzufedern, und bilden eine Schnittstelle zwischen Wärme- und Stromsektor. Speicher gehen Hand in Hand mit dem erforderlichen Ausbau an Erneuerbare-Energie-Anlagen und reduzieren die notwendige Menge an Reservekraftwerken.

6 Diese Aspekte werden in der Analyse nicht vertieft behandelt.

Als wichtige Säule der Versorgungssicherheit kommen neben Gas-und-Dampf (GuD)-Kraftwerken sowie Gasturbinen auch **Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen** (KWK-Anlagen) in Betracht, allerdings vor allem große Einheiten mit hoher Effizienz, die an Wärmenetze gekoppelt sind. Sie werden dabei teils wärmegeführt, teils stromgeführt betrieben und kommen laut Modellrechnungen mit 2.000 bis 4.000 Volllaststunden pro Jahr zum Einsatz. Als Brennstoffe für KWK-Anlagen dürften mittelfristig hauptsächlich Erdgas und Biogas verwendet werden, langfristig auch synthetisches Methan.

Direkte und indirekte Elektrifizierung

Maßnahmen für die **direkte Stromnutzung** können unmittelbar umgesetzt werden. Heute schon können Wärmepumpen in Gebäuden eingesetzt oder die Mobilität im städtischen Verkehr elektrifiziert werden (Pkw, Busse, Kleinlastverkehr). Kurzzeitspeicher und Lastmanagement helfen dabei, Strom aus erneuerbaren Energien systemisch zu integrieren. Allerdings sollten zunehmend auch solche Bereiche mit erneuerbaren Energien versorgt werden, die für die direkte Stromnutzung nur schwer (zum Beispiel Schwerlastverkehr) oder zumindest aus heutiger Sicht gar nicht erschließbar sind (Schifffahrt, Luftverkehr, bestimmte Industrieprozesse). Schon ab den 2020er Jahren werden deshalb Technologien der **indirekten Stromnutzung** wie die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff (Power-to-Gas) relevant. Zugleich können Elektrolyseure bei Lastspitzen große Mengen erneuerbaren Stroms abnehmen, der ansonsten nicht im System nutzbar wäre. Inwieweit Wasserstoff etwa in der Industrie oder im Verkehr direkt als Energieträger genutzt oder weiter in synthetische Brenn- und Kraftstoffe umgewandelt wird, ist aus heutiger Sicht schwer abzusehen. Auf jeden Fall ist es sinnvoll, alle heute denkbaren Optionen technologisch weiterzuentwickeln und im Rahmen von Demonstrations- und Pilotvorhaben auf ihre praktische Anwendbarkeit hin zu untersuchen, damit sie in 15 bis 20 Jahren zur Verfügung stehen, wenn ein großskaliger Einsatz zu erwarten ist.

Alternative erneuerbare Energien und flexible Energieträger

Biomasse, Solarthermie und Geothermie können dazu beitragen, den Ausbau von Wind- und Solaranlagen zu begrenzen. **Biomasse**[7] hat heute den größten Anteil an der erneuerbaren Primärenergie (7,5 Prozent im Vergleich zu 1,5 Prozent Wind und 1 Prozent Photovoltaik (PV) im Jahr 2014[8]). Ihr Ausbaupotenzial wird unterschiedlich eingeschätzt, liegt aber meist deutlich unter einer Verdoppelung der heutigen Mengen. Dabei ist umstritten, wie Bioenergie am besten eingesetzt werden sollte, um dem Gesamtsystem sowohl technisch als auch volkswirtschaftlich den größten Nutzen zu bringen.

Solarthermieanlagen können **auf Hausdächern** relativ kostengünstig zur Erzeugung von Warmwasser in Haushalten eingesetzt werden. Eine Steigerung von derzeit etwa 0,3 Prozent Anteil an der Gesamtendenergie auf einige Prozent ist wahrscheinlich machbar. Allerdings steht die Solarthermie bezüglich der Dachflächen im Wettbewerb mit PV-Anlagen. Die **konzentrierende Solarthermie** (Concentrated Solar Power, CSP) zur Wärme- und Stromerzeugung in **Großanlagen** ist nur für sonnenreiche Länder eine Option.

Oberflächennahe Geothermie (Bohrtiefen bis maximal 400 Meter) wird voraussichtlich verstärkt als Energiequelle für Wärmepumpen zum Einsatz kommen und ist wenig umstritten. Auch für die

7 Hierzu zählen Energiepflanzen, Stroh und Holz, aber auch tierische, menschliche und pflanzliche Rest- und Abfallstoffe.

8 AGEB 2016.

häufig kritisch diskutierte **tiefe Geothermie** gibt es im künftigen Energiesystem in verschiedenen Regionen große Potenziale, insbesondere für die Wärmeversorgung.

Erdgas dürfte auch langfristig als flexibler, emissionsarmer Energieträger eine Rolle spielen. Darüber hinaus werden **gasförmige Energieträger** benötigt, die aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt werden, beispielsweise für den Verkehr, die Wärmeversorgung und Industrieprozesse. Infrage kommen dafür unter anderem Biomethan oder, wie bereits erwähnt, synthetisches Methan und Wasserstoff. Je strenger die Klimaziele sind, desto mehr Erdgas müsste durch diese Energieträger ersetzt werden. Die heutige Erdgasinfrastruktur wird daher in Zukunft weiter benötigt, eventuell mit technischen Anpassungen. Ein Vorteil der bestehenden Erdgasversorgung ist die hohe Speicherfähigkeit: Diese beträgt etwa 200 Terawattstunden und kann so helfen, lange Dunkelflauten zu überbrücken.

Ordnungspolitischer Rahmen – ein einheitliches Preissignal einführen

Die derzeit sehr unterschiedliche Besteuerung und Regulierung der einzelnen Energiesektoren behindert eine integrierte, sektorübergreifende Entwicklung des Energiesystems. So werden beispielsweise Heizöl und Diesel, die chemisch ähnlich sind, entsprechend ihrer Nutzung sehr unterschiedlich besteuert und mit Abgaben belastet. Weil aber der Strompreis relativ zu anderen Energieträgern darüber entscheidet, ob und wenn ja welche Technologien zum Einsatz kommen, besteht die Gefahr, dass Emissionsvermeidung künftig in zu geringem Umfang und nicht notwendigerweise dort stattfindet, wo sie besonders kosteneffizient möglich wäre.

Ein konsistenter regulatorischer Rahmen könnte dafür sorgen, dass der Preis jeder Energieform möglichst alle mit ihrer Bereitstellung verbundenen Kosten einschließlich der Infrastrukturen und Umweltaspekte abbildet. Sinnvoll wäre auch, mehr Anreize für den schonenden Umgang mit Energie zu setzen. Abweichungen vom kostenoptimalen Vermeidungspfad können natürlich aus politischen oder gesellschaftlichen Gründen gewollt sein, bei stark überhöhten Kosten aber auch zu gesellschaftlichen und politischen Widerständen führen. Entsprechend müsste nach einer sorgfältigen Abwägung geprüft werden, ob die verfolgten Ziele tatsächlich durch die gewählten energiepolitischen Instrumente erreicht werden.

Ein möglichst einheitliches, auf alle Sektoren wirkendes CO_2-Preissignal würde ein Level Playing Field (harmonisierte und faire Rahmenbedingungen) zwischen fossilen und erneuerbaren Energien sowie zwischen Strom-, Wärme- und Verkehrssektor schaffen. Um die Klimaziele zu erreichen, muss der CO_2-Preis allerdings ein Niveau aufweisen, das Wandel und Neuinvestitionen anreizt und über die Zeit weiter ansteigt. Für die Zukunft wird eine möglichst stabile Preiserwartung benötigt. Bei Einführung eines einheitlichen Preissignals, beispielsweise über die Weiterentwicklung und Ausweitung des Europäischen Emissionshandelssystems EU ETS[9] auf alle Energiesektoren oder eine Steuer auf Treibhausgase und andere Luftschadstoffe, könnten bisherige Instrumente wie beispielsweise die Energiesteuern sukzessive abgebaut werden.

In der Regel tragen die Endverbraucherinnen und Endverbraucher die Systemkosten der Energiewende, etwa für Reservekraftwerke und den Ausbau von Speichern und Netzen. Ausnahmen bestehen bislang nur, wenn Unternehmen wegen des internationalen Wettbewerbs die Zusatzkosten nicht an die Verbrauche-

9 Aktuell erfasst das EU ETS nur rund 45 Prozent der Treibhausgasemissionen in der EU. Die Emissionen aus Wärme- und Verkehrssektor sind größtenteils nicht erfasst.

rinnen und Verbraucher weitergeben können.[10] Da viele Energiedienstleistungen Basisgüter darstellen, gilt es, diese Lasten möglichst fair und sozialverträglich zu verteilen. Durch einen einheitlichen CO_2-Preis für alle Sektoren könnten beispielsweise die Kosten für Endverbraucherinnen und Endverbraucher im Wärmesektor verhältnismäßig stark steigen. Es ist deshalb sinnvoll, solche Verteilungseffekte bei der Neugestaltung des regulatorischen Rahmens zu berücksichtigen und gegebenenfalls abzufedern.

Zusätzlich dürften jedoch weitere ergänzende Instrumente notwendig bleiben, wenn der CO_2-Preis beispielsweise aufgrund von Marktversagen seine volle Wirkung nicht entfalten kann. Mögliche Gründe für ein Marktversagen sind Informationsdefizite, fehlende Anreize für privatwirtschaftliche Investitionen in öffentliche Güter (zum Beispiel Infrastruktur), Differenzen zwischen langfristigem (volkswirtschaftlichem) Nutzen und kurzfristiger Rentabilität sowie zu geringe Investitionen in (langfristige) Forschung und Entwicklung. In diesem Fall können unterstützende Maßnahmen wie Forschungsförderung, Infrastrukturausbau oder ordnungsrechtliche Vorgaben (Grenzwerte, Harmonisierung technischer Standards) sinnvoll sein.

Dieser notwendige Umbau des regulatorischen Systems einschließlich Steuern und Abgaben ist ein langwieriger, gesellschaftlich und politisch hochkomplexer Prozess, der nur über mehrere Legislaturperioden hinweg umgesetzt werden kann. Um die ehrgeizigen Klimaschutz- und Energiewendeziele erreichen zu können, sollte deshalb sehr zügig damit begonnen werden.

10 Stattdessen können die Zusatzkosten über eine Steuerfinanzierung getragen werden.

1 Einleitung

1.1 Zielsetzung der Analyse

Die deutsche Energiewende hat – gemessen am Ausbau der erneuerbaren Energien – einen imposanten Start hingelegt. Dieser findet auch international beachtliche Aufmerksamkeit und Anerkennung. Vor dem Hintergrund der steigenden Treibhausgasemissionen (THG) und des damit in Zusammenhang gebrachten Klimawandels, der zunehmend als große globale Bedrohung wahrgenommen wird, kommt dem Erfolg der deutschen Energiewende deshalb auch eine weitreichende Bedeutung zu. Denn nur wenn es uns gelingt, unsere sehr ambitionierten deutschen Klimaschutzziele unter Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und zu vertretbaren Kosten mittel- und langfristig zu erreichen und erfolgreich in die Klimapolitik der Europäischen Union einzubetten, werden auch andere Staaten bereit sein, mit ähnlich großen Anstrengungen zu der notwendigen globalen Energiewende beizutragen.

Aus diesem Grund ist es verhängnisvoll, wenn Deutschland seine selbst gesteckten kurzfristigen Ziele verfehlen sollte, wofür es eine zunehmende Anzahl von Zeichen gibt. Noch folgenschwerer ist es, wenn die entscheidenden Weichen zu spät gestellt und damit langfristige Ziele nicht rechtzeitig in Angriff genommen werden. Weil mit Entscheidungs- und Vorbereitungsprozessen leicht zehn Jahre ins Land gehen und die Erneuerungszyklen von Investitionen zwischen zehn und zwanzig Jahren (zum Beispiel Fahrzeuge) beziehungsweise dreißig und vierzig Jahren (zum Beispiel Infrastrukturen, Gebäude, Kraftwerke) liegen, gibt es sofortigen Handlungsbedarf, um die Chance zu wahren, die ambitionierten Langfristziele bis 2050 zu erreichen. Wie die vorliegende Analyse zeigt, ist es deshalb höchste Zeit, die Weiterentwicklung der Energiewende in Angriff zu nehmen. Unter anderem wird deutlich, dass man das Energiesystem viel stärker integrativ denken und holistisch behandeln muss und dass dazu eine sehr viel stärkere Vernetzung der Sektoren („Sektorkopplung“) erforderlich ist, wenn die Ziele der Energiewende erreicht werden sollen.

Außerdem erfordern viele Maßnahmen eine vorausschauende Vorgehensweise, weil zum Beispiel wichtige Beiträge von Forschung und Entwicklung benötigt werden, Rekrutierung und Ausbildung von Fachkräften in die Wege geleitet werden müssen oder der Ausbau von Infrastrukturen mit den erforderlichen Investitionen Zeit braucht und nur sukzessive erfolgen kann. Auch ist zu bedenken, dass die erforderliche Neugestaltung des komplexen regulatorischen Regelwerks aufgrund der politischen Prozesse viele Jahre benötigt und dass Bürger und Wirtschaft eingebunden und mitgenommen werden müssen. Auch aus diesen Gründen ist es dringend geboten, die Energiewende mit neuem Engagement und mit einer holistischen Betrachtungsweise anzugehen.

Das vorliegende Papier hat das Ziel, möglichst viele Aspekte, die zum Erfolg der Energiewende erforderlich sind, zu beleuchten und zu analysieren. Dabei wird versucht, das gesamte Energiesystem in allen seinen Zusammenhängen und

Abhängigkeiten zu verstehen, mögliche Alternativen zur Erreichung der Mittel- und Langfristziele aufzuzeigen und dabei die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und die Begrenzung der Kosten im Blick zu halten. Für den Erfolg der Energiewende ist es selbstverständlich erforderlich, neben den technologischen Alternativen den regulatorischen Rahmen in diesem Sinne zu gestalten und die verschiedenen Stakeholder einzubinden.

Bei der Komplexität des Energiesystems muss eine solche Analyse allerdings Schwerpunkte setzen und an vielen Stellen auf eine detailliertere Diskussion verzichten. Die Schwerpunktsetzung betrifft zuvorderst die technologischen Alternativen und deren systemisches Zusammenspiel auf der Zeitachse unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen den Sektoren des Energiesystems. Beispiele für Themen, die nicht vertieft betrachtet werden können, sind Energieeinsparung und Energieeffizienz, Änderung der Energienachfrage, Bioenergie, Dezentralisierung, Netzstrukturen, Infrastrukturen, Digitalisierung, Entscheidungs- und Kommunikationsprozesse sowie insbesondere die wichtige Ausgestaltung der europäischen Klima- und Energiepolitik.[11]

Die Ergebnisse dieser Analyse münden in der Stellungnahme *»Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende*, die auf der Basis der vorliegenden Analyse Handlungsoptionen ableitet und einander gegenüberstellt. Diese Optionen sind nicht als Alternativvorschläge („entweder oder"), sondern vielmehr überwiegend als Paralleloptionen („sowohl als auch") zu verstehen, deren jeweilige Ausprägung den politischen Stakeholdern und Marktakteuren überlassen bleibt und den technischen, wirtschaftlichen und politischen Weiterentwicklungen Rechnung tragen kann. So wird größtmögliche Flexibilität des Handlungsspielraums sichergestellt und den selbstoptimierenden Kräften in einer Marktwirtschaft genügend Spielraum gegeben.

1.2 Hintergrund und Vorgehensweise

Die nationalen und europäischen Klimaschutzziele sehen vor, bis 2050 die gesamten Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 Prozent (gegenüber 1990) zu reduzieren. Dies ist nur dann zu schaffen, wenn zukünftig ein Großteil der benötigten Energiedienstleistungen mit erneuerbaren Energien bereitgestellt wird – und zwar in allen Sektoren. In Deutschland wurden die erneuerbaren Energien in der Stromversorgung bereits sehr erfolgreich ausgebaut: Von 2000 bis 2016 stieg ihr Anteil von 6 auf 32 Prozent. In den Sektoren Wärme und Verkehr ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch hingegen mit 13 beziehungsweise 5 Prozent noch gering.[12] Zudem stammen mehr als 80 Prozent davon aus Biomasse – eine Energiequelle, die aufgrund der nur begrenzt verfügbaren Anbauflächen nicht beliebig ausgebaut werden kann.

Zwar ist die Stromerzeugung mit einem Anteil von 41 Prozent der größte Emittent von Kohlendioxid-Emissionen (CO_2-Emissionen) im Energiebereich. Wärme- und Verkehrssektor sind aber gemeinsam für deutlich über die Hälfte der energiebedingten Emissionen verantwortlich. Ist schon die weitgehende Vermeidung von CO_2-Emissionen (Defossilisierung) im Stromsektor bis 2050 eine gewaltige Herausforderung, so gilt dies noch viel mehr für die Sektoren Wärme und Verkehr. Heute ist der Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen in Deutschland mehr als doppelt

11 Die meisten dieser Themen werden oder wurden in anderen ESYS-Arbeitsgruppen detaillierter bearbeitet. Eine Übersicht ist online abrufbar: http://energiesysteme-zukunft.de/projekt/arbeitsgruppen/.

12 UBA 2017-1.

so hoch wie der Endenergieverbrauch für Stromanwendungen. Der Energieverbrauch im Verkehr ist mit 730 TWh pro Jahr ebenfalls höher als die gesamte Stromerzeugung (647 TWh[13]).[14]

Eine Herangehensweise, um die sehr ehrgeizigen deutschen Klimaziele zu erreichen und die künftige Energieversorgung dennoch sicher und bezahlbar zu gestalten, wird häufig als „Sektorkopplung" bezeichnet. Diese beschreibt im Wesentlichen eine integrierte Optimierung des gesamten Energiesystems und führt zu einem Zusammenwachsen der Sektoren Strom, Mobilität und Wärme. Dabei werden Energieträger wie Strom, Erdgas, synthetische Brenn- und Kraftstoffe oder Biomasse flexibel und bedarfsgerecht in allen Anwendungsbereichen eingesetzt. Insbesondere zielt die Sektorkopplung darauf ab, die beiden stark ausbaubaren erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung – Windkraft und Photovoltaik – auch zur Bereitstellung von Wärme und Mobilität einzusetzen.

Um Strom aus Windkraft und Photovoltaik in den Wärme- und Verkehrssektor einzuspeisen, kommen grundsätzlich drei Optionen infrage:

1. **Direkte Elektrifizierung**: Brenn- und kraftstoffbetriebene Anwendungen werden auf Strom umgestellt. Prominente Beispiele sind Elektroautos und Wärmepumpen.

2. **Wasserstoff**: Eine andere Möglichkeit besteht darin, den Strom zur Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse einzusetzen. Mit diesem können beispielsweise Brennstoffzellen Strom und Wärme erzeugen oder Fahrzeugantriebe betrieben werden. Wasserstoff kann außerdem in verschiedenen chemischen Prozessen in der Industrie eingesetzt werden.

3. **Synthetische Brenn- und Kraftstoffe**: Durch einen zusätzlichen Umwandlungsschritt können aus Wasserstoff und Kohlendioxid verschiedene kohlenstoffbasierte Energieträger wie Methan (Erdgas), Alkohole oder synthetische Brenn- und Kraftstoffe hergestellt werden. Diese unterscheiden sich nicht substanziell von ihren aus Erdgas oder Erdöl hergestellten Pendants, sind gut speicherbar und können daher problemlos in herkömmlichen Verbrennungsprozessen eingesetzt werden. Außerdem können synthetisch hergestellte Kohlenwasserstoffe in der chemischen Industrie heute verwendete Stoffe fossiler Herkunft ersetzen.

Die Wege über Wasserstoff und synthetische Brenn- und Kraftstoffe werden auch als indirekte Elektrifizierung bezeichnet. Die kohlenstoffarme Energieerzeugung kann zudem durch den Einsatz alternativer erneuerbarer Energiequellen ergänzt werden:[15]

4. **Alternative erneuerbare Energien** wie Biomasse, Solarthermie oder Geothermie bieten die Möglichkeit, den Bedarf in verschiedenen Bereichen emissionsarm zu decken. Da mit ihnen verschiedene Energieträger erzeugt werden können – Geothermie kann zur Wärme- oder Stromgewinnung genutzt werden, aus Biomasse können Strom,

13 Bruttostromerzeugung 2015 (BMWi 2016-1).

14 Bei der Stromerzeugung sind die Umwandlungsverluste vergleichsweise hoch, zudem wird mit Kohle ein sehr kohlenstoffintensiver Brennstoff eingesetzt. Daher sind die verursachten CO_2-Emissionen pro erzeugte Kilowattstunde Strom im Durchschnitt sehr viel höher als pro erzeugte Kilowattstunde Wärme (siehe auch Sankey-Diagramm der CO_2-Emissionen in Abbildung 5).

15 Alternativ bezieht sich an dieser Stelle darauf, dass eine stärkere Nutzung dieser erneuerbaren Energiequellen den notwendigen Ausbau von Wind und Photovoltaik reduzieren würde.

Wärme oder Kraftstoffe gewonnen werden –, sind sie ein elementarer Bestandteil der Sektorkopplung. Sie können entweder dazu genutzt werden, einen kontinuierlichen Anteil der Versorgung sicherzustellen, wie im Falle der Geo- oder Solarthermie, oder längere Zeiten ohne Wind- und Sonnenenergie zu überbrücken.

Welche Technologien der Sektorkopplung in Zukunft auch stärker ausgebaut werden – in jedem Fall muss die Infrastruktur bestehend aus Energieanlagen und Verteilnetzen umgebaut werden. Während bei der direkten Elektrifizierung neue Fahrzeuge und eine Ladeinfrastruktur benötigt werden, kann Wasserstoff nur dann in großem Maßstab eingesetzt werden, wenn das Erdgasnetz umgerüstet oder ein Wasserstoffnetz installiert wird. Um synthetische Brenn- und Kraftstoffe herzustellen, werden wiederum Anlagen für die industrielle Elektrolyse, Methanisierung und Synthese von Flüssigkraftstoffen[16] benötigt.

Sollen die Klimaschutzziele für das Jahr 2050 eingehalten werden, müssen viele Entscheidungen schon in den nächsten Jahren getroffen werden. Denn wie schnell ein CO_2-armes Energiesystem aufgebaut werden kann – und die Sektorkopplung wird dafür voraussichtlich eine große Rolle spielen –, hängt unter anderem davon ab, wie schnell die erforderlichen Infrastrukturen aufgebaut und wie die neuen Technologien von Verbraucherinnen und Verbrauchern sowie Anlagenbetreibern angenommen werden. Viele Anlagen haben allerdings eine Lebensdauer von mindestens zwanzig, teilweise aber auch mehr als fünfzig Jahren und werden entsprechend selten ausgetauscht. Es besteht also dringender Handlungsbedarf.

Aber nicht nur die technischen Strukturen müssen sich ändern, damit Sektorkopplung einen Beitrag zur Energiewende leisten kann. Im derzeitigen Energiesystem sind die Sektoren relativ unabhängig voneinander organisiert, mit separaten Märkten, jeweils eigenen Regelwerken, Fördermechanismen und Akteuren. Die derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen wirken

16 Beispielsweise durch Fischer-Tropsch-Synthese, bei der aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid verschiedene Kohlenwasserstoffe erzeugt werden.

Welche Sektoren gibt es?

Der Begriff der Sektoren wird im Energiesystem nicht einheitlich verwendet. Die am weitesten verbreitete Verwendung stammt aus der Energiewirtschaft: Hier wird zwischen den Verbrauchssektoren „Industrie“, „Verkehr“, „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“ (GHD) sowie „private Haushalte“ unterschieden.

Im Klimaschutzplan der Bundesregierung*, der im November 2016 verabschiedet wurde, werden hingegen zur Definition der sogenannten Sektorziele die Handlungsfelder „Energiewirtschaft“, „Gebäudebereich“, „Mobilität“, „Industrie und Wirtschaft“, „Landwirtschaft“ und „Landnutzung und Forstwirtschaft“ unterschieden.

Oft wird aber auch nur von den Sektoren „Wärme“, „Strom“ und „Mobilität“ gesprochen. Der Begriff „Sektorkopplung“ in der vorliegenden Analyse bezieht sich auf diese Einteilung, wobei im Wärmesektor zum Teil zwischen Niedertemperaturwärme (Raumwärme, Warmwasser) und Prozesswärme (höhere Temperaturen, andere Infrastrukturen) unterschieden wird.

*BMUB 2016.

teilweise gegen eine Kopplung der Sektoren beziehungsweise eine integrative Optimierung des Energiesystems. Zum Beispiel entfallen auf Strom, Erdgas und Benzin unterschiedlich hohe Steuern, Abgaben und Umlagen. So sind etwa die Abgaben und Umlagen auf Strom höher als auf Erdgas. Müssen Betreiber von Power-to-Gas-Anlagen diese in voller Höhe auf den eingesetzten Strom zahlen, so verhindert das gegenwärtig die Konkurrenzfähigkeit des erzeugten Gases im Vergleich zu Erdgas.

Damit die technischen Möglichkeiten der Sektorkopplung überhaupt ausgeschöpft werden können, müssen folglich die Energiemärkte aller Sektoren zusammenwachsen. Dazu müssen Rahmenbedingungen und Marktdesigns überprüft und angepasst werden.

Werden die verschiedenen Bereiche der Energieversorgung stärker miteinander vernetzt, vervielfältigen sich auch die Wechselwirkungen zwischen den Systemelementen. Umso wichtiger ist es, die Einbettung der neuen Technologien und Umwandlungspfade in das gesamte Energiesystem so zu gestalten, dass sie in möglichst hohem Maße zum Erreichen der energiepolitischen Ziele Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz beitragen und zugleich eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz aufweisen. Zu diesem Themenkomplex möchte die vorliegende Analyse einen fundierten Diskussionsbeitrag leisten.

Im Mittelpunkt stehen dabei folgende Fragen:

- Welche Technologien der Sektorkopplung gibt es? Wie ist jeweils deren technischer Entwicklungsstand? Was sind die Vor- und Nachteile? Wie sind ihre Entwicklungsmöglichkeiten und Potenziale, und welche Hemmnisse gilt es zu überwinden?

- Welche Rolle können diese Technologien beim Umbau des Energiesystems bis 2050 spielen? Ab wann können oder sollten dabei welche Technologien in welchem Umfang zum Einsatz kommen?

- Welcher Umfang an Sektorkopplung ist notwendig oder förderlich, um die Klimaschutzziele für Deutschland zu erreichen?

- Wie wirkt sich Sektorkopplung auf den Strombedarf aus? Wie viele Wind- und Photovoltaikanlagen müssten errichtet werden, um diesen Bedarf klimaneutral zu decken?

- Wie müssen Strom- und Gasnetze aus- oder umgebaut werden?

- Kann Sektorkopplung dazu beitragen, die schwankende Stromerzeugung aus Windkraft- und Solaranlagen auszugleichen und das Energiesystem zu stabilisieren?

- Wie könnten die ökonomisch-rechtlichen Rahmenbedingungen angepasst werden, um Sektorkopplung volkswirtschaftlich effizient einzusetzen?

Die gesamte Diskussion erfolgt dabei unter Berücksichtigung folgender Randbedingungen:

- Der Ausstieg aus der Kernenergie gemäß der vorliegenden Gesetzeslage wird als gegeben angesehen. Zudem wird die Abtrennung von CO_2 aus den Abgasen fossiler Kraftwerke und dessen Einlagerung in das Erdreich (Carbon Capture and Storage, CCS) nicht als Option berücksichtigt.[17]

17 CCS wird in Deutschland derzeit mehrheitlich abgelehnt. Allerdings kommen viele globale Klimamodellrechnungen zu dem Ergebnis, dass CCS-Technologien, vor allem in Verbindung mit Bioenergie (Bio-energy with Carbon Capture and Storage, kurz BE CCS), ein wichtiger Baustein sind, soll die globale Erwärmung bis 2100 unter 2 °C gehalten werden (siehe hierzu IPCC 2014).

- Die Energiewende wird schwerpunktmäßig im nationalen Kontext betrachtet. Das heißt, nur das deutsche Energiesystem wird im Detail analysiert und auf der Zeitschiene optimiert. Europäische beziehungsweise internationale Aspekte wie Exporte und Importe oder ordnungspolitische Rahmenbedingungen wie das EU ETS fließen als Rahmenbedingungen in die Analyse mit ein.

- Die Energiewende wird in den quantitativen Betrachtungen deutschlandweit aggregiert. Das heißt, regionale Unterschiede und Transport- oder Verteilaspekte werden dort nicht berücksichtigt, sondern nur qualitativ diskutiert.

- Da keine politische Priorisierung der Hauptziele der Energiewende (Klimaschutz, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit) vorliegt, wird von der Annahme ausgegangen, dass das primäre Ziel der Energiewende die Erreichung der Klimaschutzziele ist und dass die Energiewende nur dann gelingt, wenn zu jedem Zeitpunkt des Umbaus des Energiesystems ausreichende Versorgungssicherheit besteht. Insofern stehen die Klimaschutzziele und der Erhalt der Versorgungssicherheit im Vordergrund der Betrachtung.

Die vorliegende Analyse startet in Kapitel 2 mit einer kurzen Skizzierung des heutigen Energiesystems, der Energieträger und Sektoren und beschreibt dann die mögliche Entwicklung des Energiesystems unter der Annahme einer gleichförmigen Fortschreibung heutiger Trends. Es erweist sich, dass mit einer solchen „Weiter so“-Entwicklung die avisierten Klimaschutzziele höchstwahrscheinlich weit verfehlt werden.

In Kapitel 3 werden verschiedene Optionen zur Weiterentwicklung des Energiesystems unter besonderer Berücksichtigung der Sektorkopplung diskutiert. Eingangs werden Einsparungen und Effizienzsteigerungen als „No-Regret“-Maßnahmen erwähnt, weil sie für den Erfolg der Energiewende wesentlich sind und die in der Analyse diskutierten Mengenangaben, beispielsweise den Ausbau der erneuerbaren Energien betreffend, ganz wesentlich beeinflussen. Sie werden aber nur kurz gestreift, weil sie nicht Thema der vorliegenden Analyse sind. Danach wird das Augenmerk auf die Industrie gelenkt und deren Möglichkeiten zur Reduzierung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen untersucht. Anschließend werden in den einzelnen Unterkapiteln die verfügbaren Sektorkopplungstechnologien aus heutiger Sicht analysiert und deren Entwicklungspotenziale bewertet.

Kapitel 4 fasst die Ergebnisse ausgewählter, jüngst publizierter Energieszenarien im Sinne einer Metaanalyse zusammen und vergleicht diese im Hinblick auf die jeweilige Rolle der Sektorkopplung. Daraus lassen sich mögliche Energiezukünfte ableiten, die sich in Abhängigkeit von verschiedenen Annahmen ergeben.

Kapitel 5 diskutiert die Ergebnisse eigener Modellrechnungen („Szenarien“). Diese wurden durchgeführt, um Zusammenhänge in komplex interagierenden Energiesystemen gezielt zu analysieren und die Auswirkungen ausgewählter Parameter (zum Beispiel CO_2-Minderungsziele) und verschiedener Strategien der Sektorkopplung auf die Entwicklung des gesamten Energiesystems hin zu untersuchen.

In Kapitel 6 werden schließlich ökonomische Aspekte und die Auswirkungen regulatorischer Rahmenbedingungen diskutiert.

Defossilisierung

Der Begriff „Dekarbonisierung“ ist irreführend, da er suggeriert, dass Kohlenstoff im Energiesystem nicht mehr vorkommen soll. Dies ist allerdings nicht vorstellbar, da Kohlenstoff Grundlage vieler wichtiger Industrieprozesse und Bestandteil sehr vieler Materialien ist. Er ist das wichtigste Element der meisten Treibstoffe, die auch in einem Energiesystem ohne fossile Energieträger noch vorkommen, wie beispielsweise Bioenergie oder mithilfe von grünem Strom und CO_2 erzeugte synthetische Brenn- und Kraftstoffe. Vielmehr geht es darum, das Energiesystem so umzustellen, dass die Nutzung von fossilen Energierohstoffen möglichst vermieden wird. Daher wird in dieser Arbeit den Begriff „Defossilisierung“ verwendet.

2 Ausgangslage

Die heutige Energieversorgung wird in Deutschland wie auch global durch die Verwendung fossiler Energieträger dominiert. Von den rund 160.000 TWh (568 EJ) im Jahr 2013 weltweit genutzter Primärenergie entfielen 14 Prozent auf regenerative Energien (insbesondere Biomasse) und 5 Prozent auf Uran.[18] Mehr als 80 Prozent machten fossile Energieträger aus, also Kohle, Erdöl und Erdgas. Auch in Deutschland betrug der Anteil erneuerbarer Energien an der Primärenergie im Jahr 2015 – trotz des massiven Ausbaus von Wind-, Photovoltaik- und Biogasanlagen für die Stromerzeugung – nur 13 Prozent, während 80 Prozent der Primärenergie aus fossilen Quellen und 7,5 Prozent aus Kernenergie stammten.[19]

Angesichts des Klimaschutzziels, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren, ist offensichtlich: Die Energieversorgung muss im Jahr 2050 vollkommen anders gestaltet sein als heute. Warum also beginnt diese Studie, die doch Wege für die zukünftige Energieversorgung aufzeigen soll, mit einer Beschreibung des bestehenden Energiesystems?

Um die Verbraucherinnen und Verbraucher an jedem Ort und zu jeder Zeit mit Energie in der gewünschten Form zu versorgen, besteht eine umfangreiche Infrastruktur: Kraftwerke und Raffinerien machen Kohle und Erdöl zu Strom und Benzin. Strom-, Fernwärme- und Erdgasnetze bringen Energie zu den Haushalten. Auch Geräte wie Heizkörper, Lampen und Autos, die mit der Energie Energiedienstleistungen wie Raumwärme, Licht und Mobilität bereitstellen, sind ein Teil des Energiesystems. Viele technische Komponenten insbesondere im Bereich der Kraftwerke und Netze haben sehr lange technische Lebensdauern von bis zu fünfzig Jahren, Pumpspeicherkraftwerke können sogar über hundert Jahre erreichen. Auf der Anwendungsseite erreichen Heizkessel oder industrielle Anlagen ebenfalls technische Lebensdauern von mehreren Dekaden, während die durchschnittliche Lebensdauer von Pkw etwa 18 Jahre beträgt.[20] Sollen neue Technologien in das Energiesystem integriert werden, so stellt sich die Frage, wie gut sie sich in die bestehenden Infrastrukturen einfügen. Müssen in großem Stil Infrastrukturen modifiziert oder sogar neu errichtet werden, so kann das ein Hemmnis für die Einführung der Technologie darstellen. Bei Technologien der Sektorkopplung ist das „Einpassen“ ins bestehende Energiesystem besonders komplex, da sie zuvor getrennte Bereiche des Energiesystems vernetzen. Ein Beispiel: Bei Elektrofahrzeugen müssen sowohl die mögliche Integration ins bestehende Verkehrssystem als auch die Rückwirkungen auf das Stromnetz beachtet werden. Um zu verstehen, welche Potenziale die Sektorkopplung in Deutschland entfalten kann, ist es daher wichtig, als Erstes die Struktur und die wichtigsten Eigenschaften der heutigen Energieversorgung zu analysieren.

18 IEA 2016.

19 BMWi 2016-1.

20 Statista 2014.

Exkurs: Vom Rohstoff zur Energiedienstleistung – Primärenergie, Sekundärenergie, Endenergie und Nutzenergie

In der Energiewirtschaft bezeichnet der Begriff *Primärenergie* die Energieträger nach ihrer Förderung, also zum Beispiel Erdöl oder Naturgas (Erdgas). Umwandlungsschritte wie zum Beispiel die Umwandlung in elektrische Energie in einem Kraftwerk oder die Aufbereitung von Erdöl in Raffinerien führen zu *sekundären Energieträgern* wie Kerosin, Benzin, Heizöl oder Dieselkraftstoff. Sekundäre Energieträger werden über ein Netz oder ein Transportsystem verteilt und gelangen als sogenannte Endenergie zu den Endverbrauchern. Als *Endenergie* werden demnach Energieträger an der Liefergrenze zum Endverbraucher bezeichnet. Beim Endverbrauch findet in der Regel ein weiterer Wandlungsschritt von Endenergie in *Nutzenergie* statt. Heizöl oder Erdgas wird zum Beispiel in einem Brenner in Wärme umgewandelt, um ein Gebäude zu beheizen, oder Strom wird in Licht, mechanische Energie oder Kälte umgewandelt. Letztlich geht es Endverbrauchern nicht um Energie, sondern um die *Energiedienstleistung*, das heißt die Erzielung eines Nutzens wie beispielsweise Wohnkomfort, Fortbewegung, Beleuchtung, Konservierung von Lebensmitteln oder die Herstellung eines Produktes. Abbildung 1 zeigt beispielhaft Ketten von der Förderung bis zur Nutzung für verschiedene Energieträger.

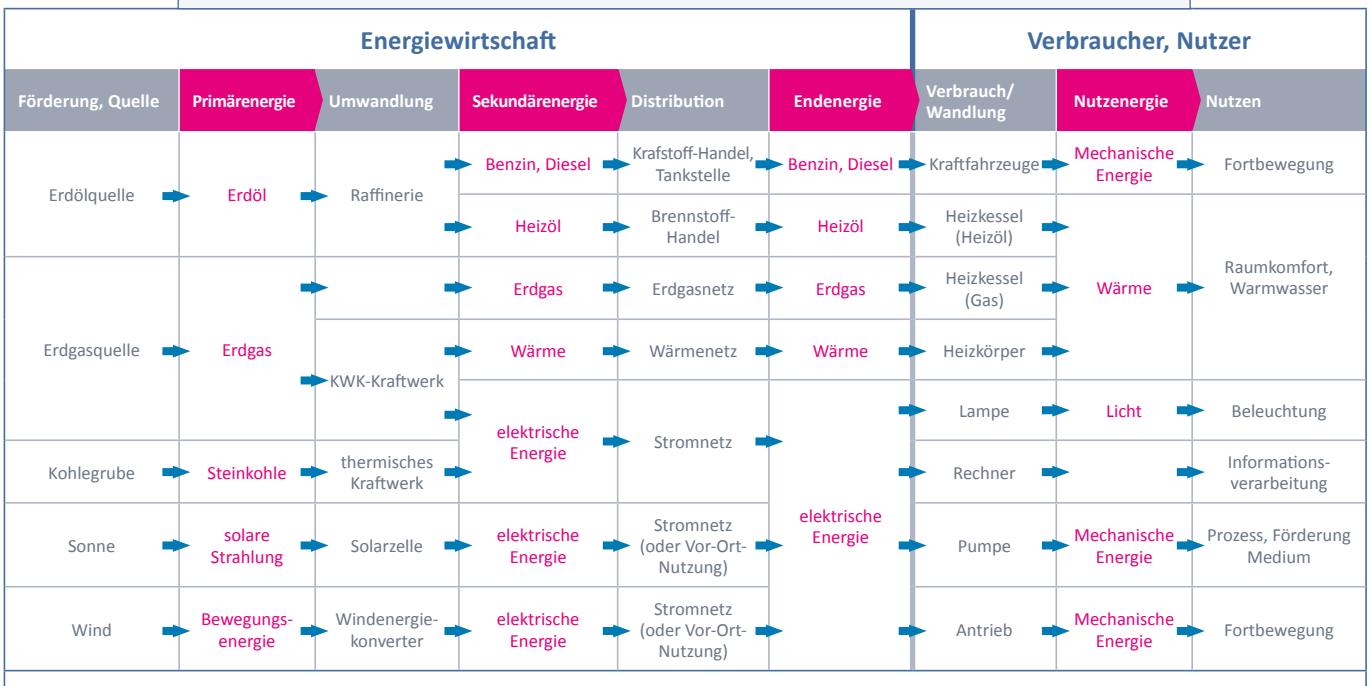


Abbildung 1: Beispielhafte Wandlungsketten von der Primärenergieförderung bis zur Nutzung (eigene Darstellung)

In Abbildung 1 sind Solarstrahlung und die Bewegungsenergie der Windströmung als Primärenergie aufgeführt. Dies entspricht einer physikalischen Interpretation. Aus Sicht der Energiewirtschaft ist es allerdings nicht sinnvoll, die Energie der Solarstrahlung beziehungsweise der Windströmung als Primärenergie zu werten, da sie – anders als fossile oder nukleare Energieträger und Bioenergie – kein handelbares Wirtschaftsgut sind. In der deutschen Primärenergiebilanz werden daher nicht die auf Photovoltaikanlagen einfallende Solarstrahlung angegeben, sondern direkt der aus Photovoltaikanlagen erzeugte Strom. Entsprechend wird bei Strom aus Windenergieanlagen und Laufwasserkraftwerken verfahren. Der Strom wird also als Primärenergie gewertet. Dadurch entspricht bei der Stromerzeugung aus Windkraft, PV und Wasserkraft die Endenergie nahezu der Primärenergie. Der Unterschied besteht lediglich aus den Übertragungsverlusten. Bei der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern hingegen treten hohe Umwand-

lungsverluste in den Kraftwerken auf. Dadurch werden etwa zwei bis drei Kilowattstunden Primärenergie (Erdgas oder Kohle) benötigt, um eine Kilowattstunde Endenergie (Strom) zu erzeugen. Wird der Anteil erneuerbarer Energien bezogen auf die Endenergie angegeben, erscheint er daher höher, als wenn er sich auf die Primärenergie bezieht. So betrug der Anteil der Erneuerbaren im Primärenergiebedarf im Jahr 2016 knapp 13 Prozent, während ihr Anteil im Endenergieverbrauch bei knapp 15 Prozent lag.

*BMWi 2017-2; UBA 2017-1.

In diesem Kapitel werden zunächst die Energieflüsse vom Rohstoff bis zur Energiedienstleistung untersucht und die entstehenden CO_2-Emissionen zugeordnet. Dadurch wird eine Grundlage geschaffen, um herauszuarbeiten, an welchen Stellen im Energiesystem Technologien der Sektorkopplung eingesetzt und dadurch CO_2-Emissionen reduziert werden können.

Im Anschluss werden die wichtigsten Energieträger und die Anforderungen der verschiedenen Nutzungsbereiche diskutiert. Welche Energieträger für welche Einsatzgebiete am besten geeignet sind, ist beispielsweise wichtig für die Entscheidung, ob Strom aus erneuerbaren Energien direkt an die Nutzer weitergeleitet wird oder ob daraus zunächst Wasserstoff oder synthetische Brenn- und Kraftstoffe erzeugt werden sollen.

2.1 Das Energiesystem in Deutschland heute

Um die Struktur der heutigen Energieversorgung übersichtlich zu fassen, bietet es sich an, die vielfältigen unterschiedlichen Nutzungen von Energie in vier Hauptbereiche zu klassifizieren. Diese Nutzungsarten sind:

- **Niedertemperaturwärme**: Raumwärme in Gebäuden (Wohnen, Nichtwohngebäude) und Warmwasser
- **Prozesswärme**: Wärme unterschiedlicher Temperaturniveaus für Prozesse in Gewerbe, Haushalten und Industrie
- **Originäre Stromanwendungen**: Dies sind Anwendungen, die ausschließlich oder in ihrer großen Mehrheit auf der Nutzung von Strom basieren, wie mechanische Antriebe in Industrie, Gewerbe und Haushalten; künstliche Beleuchtung; Anlagen der Informations- und Kommunikationstechnik; Bereitstellung von Druckluft; Kältetechnik und andere
- **Verkehr**: Mobilität in all ihren Formen, also privat und gewerblich, auf Straße, Schiene, Wasser und in der Luft

Diese vier Nutzungsbereiche bilden die *drei Sektoren Strom, Wärme und Verkehr*, wobei sich der Wärmesektor in die zwei Nutzungsbereiche Niedertemperaturwärme und Prozesswärme aufteilt.

Bei der Endenergie lassen sich drei wesentliche Hauptformen unterscheiden: **Strom, Brenn- und Kraftstoffe** sowie **Fernwärme**. Wie Abbildung 2 zeigt, decken Brenn- und Kraftstoffe den Großteil des Bedarfs in den Nutzungsbereichen Niedertemperaturwärme, Prozesswärme und Verkehr ab. Die originären Stromanwendungen werden – wie der Name schon vermuten lässt – überwiegend mit Strom als Endenergie betrieben. Insgesamt trugen Erdöl und Erdgas mit etwa 62 Prozent den Hauptteil an der Endenergie.[21] Für die

21 BMWi 2017-2.

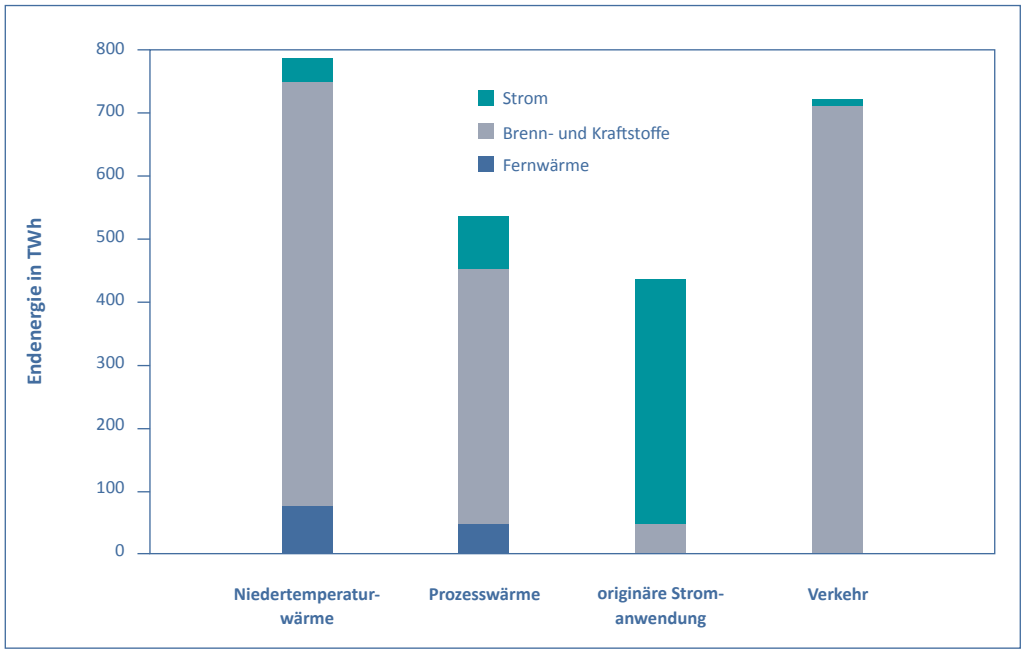


Abbildung 2: Endenergieverbrauch in Deutschland in den vier Nutzungsbereichen, sortiert nach den drei Hauptformen der Endenergie: Brenn- und Kraftstoffe, Strom und Fernwärme (Stand 2015)*
*BMWi 2017-2.

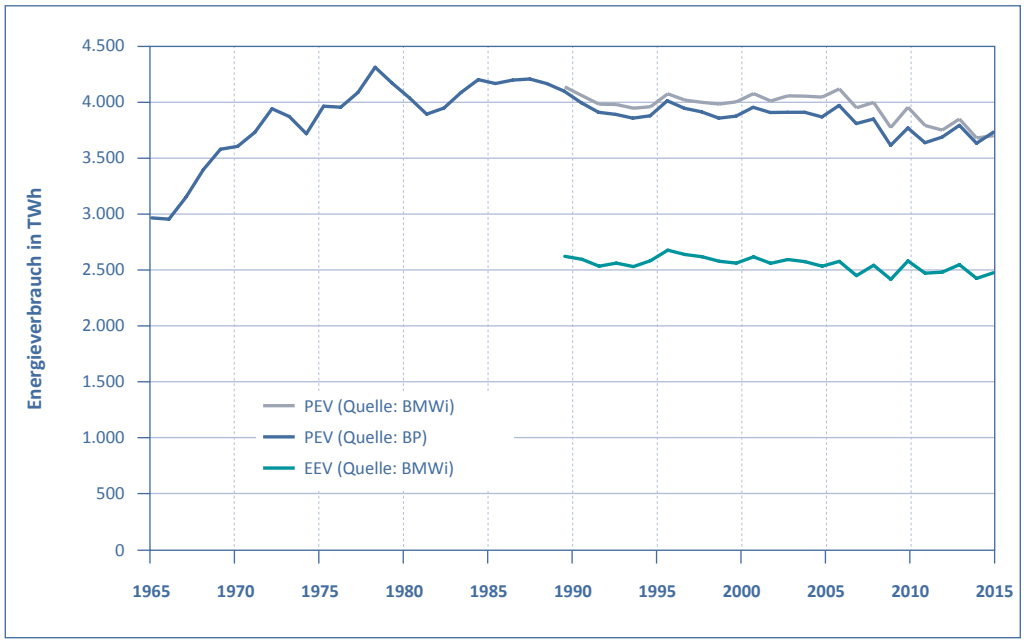


Abbildung 3: Historische Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs (PEV und EEV) in Deutschland (bis 1990 BRD und DDR)*
*BMWi 2016-3; BP 2016.

insgesamt 2.466 TWh Endenergie im Jahr 2015 wurden 3.424 TWh Primärenergie[22] eingesetzt. Es wurden also etwa 72 Prozent der Primärenergie in Endenergie umgewandelt, etwa 28 Prozent gingen als Umwandlungs- und Leitungsverluste verloren.

Abbildung 3 zeigt die historische Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs in Deutschland. Treiber für die Entwicklung des **Endenergiebedarfs** sind insbesondere die Bevölkerungsentwicklung,

22 Die 3.424 TWh entsprechen nicht dem gesamten Primärenergieverbrauch in Deutschland. Nur der Anteil der Primärenergie, der direkt für die Endenergie verwendet wird, wurde berücksichtigt. Der nichtenergetische Verbrauch (stoffliche Umwandlung und Schmierstoffe) wurde für die Bilanz Endenergie zu Primärenergie von der Primärenergie abgezogen.

die Entwicklung der Wirtschaft sowie die Entwicklung der Effizienz von Prozessen, Anlagen und Geräten bei der Energienutzung. Die Entwicklung des **Primärenergiebedarfs** ist eng an die Entwicklung des Endenergiebedarfs gekoppelt. Die Effizienz der Wandlung von Primärenergie in Endenergie spielt eine wichtige Rolle für die Entwicklung des Primärenergiebedarfs. Insbesondere eine Steigerung der Effizienz thermischer Kraftwerke bei der Stromerzeugung führt bei konstantem Strombedarf zu einem sinkenden Primärenergiebedarf.

Eine detailliertere, immer noch stark vereinfachte Darstellung der Wandlung von Primärenergie bis Nutzenergie Deutschlands für das Jahr 2014 entsprechend der oben eingeführten Klassifizierung zeigt Abbildung 4 in einem sogenannten Sankey-Diagramm.[23] Dieses Diagramm ermöglicht eine Visualisierung der Energieflüsse von den Primärenergien auf der linken Seite über die Wandlung in sekundäre Energieträger und Endenergie bis zur Wandlung in Nutzenergie auf der rechten Seite. Die rechte Seite zeigt zugleich die Verluste, die sich einerseits bei der Wandlung von Primärenergie bis zur Endenergie ergeben, und die Verluste, die sich bei der Konversion von Endenergie in Nutzenergie ergeben.

Aus der Analyse der heutigen Energieversorgungsstruktur können folgende Beobachtungen abgeleitet werden:

- **Jeder der Nutzungsbereiche wird heute in Deutschland stark durch eine Hauptform der Endenergie dominiert**: Sowohl **Niedertemperaturwärme** als auch **Verkehr** werden hauptsächlich durch fossile Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe versorgt. Dies sind im Wärmebereich Erdgas, Heizöl und zu einem kleineren Teil biogene Brennstoffe (Festholz, Pellets, Biogas) und im Verkehrsbereich Benzin, Diesel und Kerosin – teilweise ebenfalls mit Beimischungen biogener Kraftstoffe. Der stromgebundene Schienenverkehr macht mit 1,4 Prozent am Endenergieverbrauch nur einen sehr kleinen Anteil aus. Ebenso ist die Nutzung von Strom im Bereich der Niedertemperaturwärme sehr gering. **Prozesswärme** wird ebenfalls überwiegend mit Brennstoffen (etwa 76 Prozent) bereitgestellt, allerdings auch zu einem gewissen Anteil mit Strom (etwa 16 Prozent). **Originäre Stromanwendungen** werden – entsprechend der Definition – dominant mit Strom versorgt.

- **Für jeden fossilen Energieträger dominieren einige wenige Anwendungen**: Mineralöl wird überwiegend für die Bereitstellung von Mobilität verwendet, ein Teil findet als Heizöl zur Wärmeerzeugung Verwendung. Erdgas geht zum größten Teil in die Erzeugung von Niedertemperatur- und Prozesswärme und zu einem geringeren Teil in KWK-Anlagen. Für thermische Kraftwerke spielt es kaum eine Rolle. Braun- und Steinkohle hingegen dienen nahezu vollständig der Stromerzeugung.

- Insgesamt treten **Verluste** von mehr als 60 Prozent auf der gesamten Wandlungskette von Primärenergie zu Nutzenergie auf. Wesentliche Wandlungsverluste treten bei der Stromerzeugung aus fossilen Energien in thermischen Kraftwerken und bei der Mobilitätsbereitstellung auf, die ebenfalls überwiegend auf der Anwendung von Wärmekraftmaschinen (Verbrennungsmotoren) basiert. Rund die Hälfte der Verluste entfällt jeweils auf die Umwandlung von Primär- in Endenergie und auf die Umwandlung von End- in Nutzenergie. Die Höhe der Verluste bestimmt also wesentlich die Menge an benötigter Primärenergie.

23 In Ausfelder et al. 2018 befindet sich eine genauere Ausführung zu den Berechnungen.

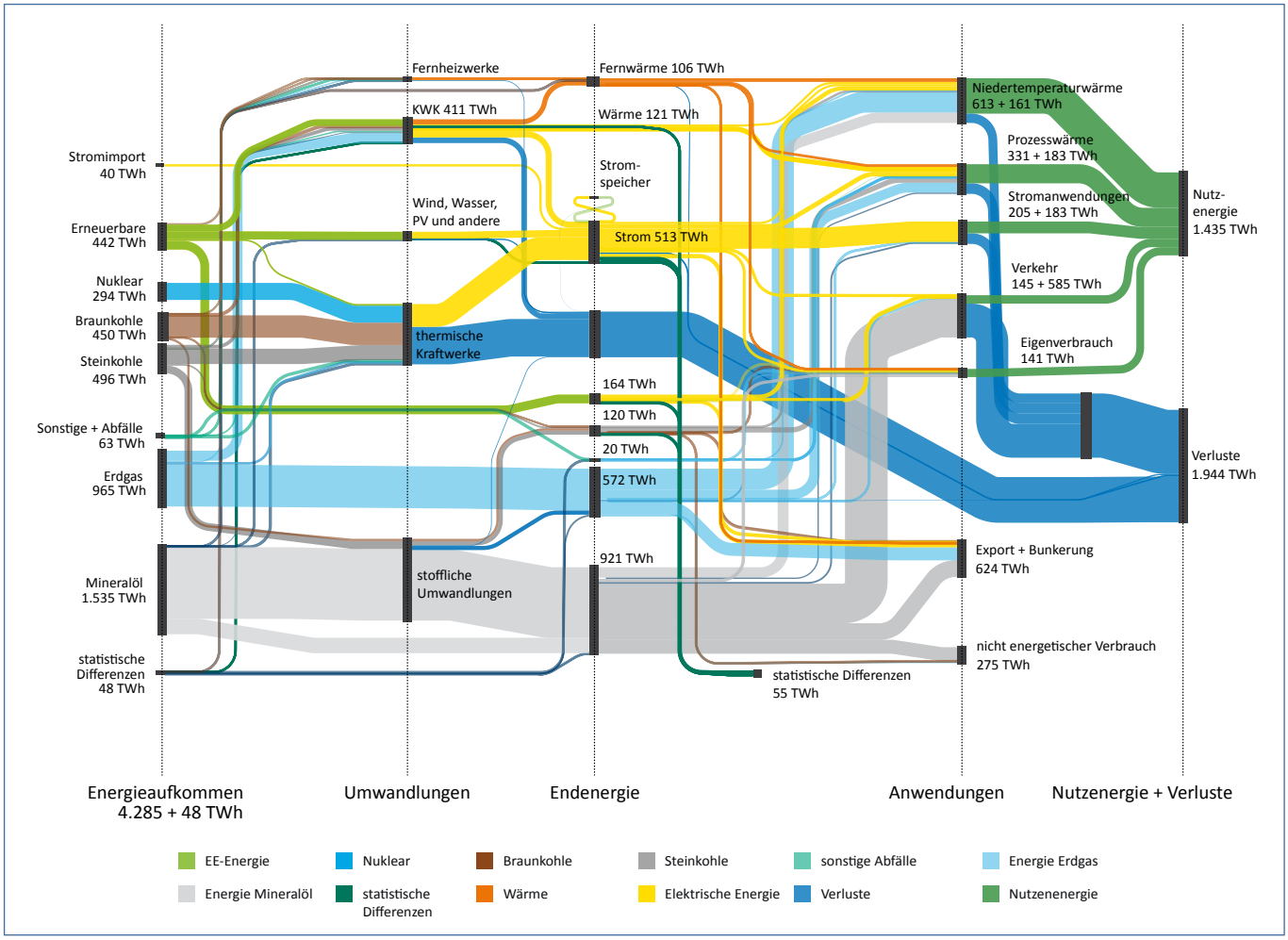


Abbildung 4: Flussdiagramm für das deutsche Energiesystem (2014)* von der Primärenergie (links) bis zur Nutzenergie (rechts). Das für den Gesamtenergiefluss zu berücksichtigende Energieaufkommen beinhaltet auch Stromimporte.** Bei der Anwendung der Energie sind jeweils zwei Zahlen in einer Summe angegeben. Der erste Teil gibt die Nutzenergie an, der zweite den Verlust, der bei der Anwendung entsteht. Dabei fließt das Verbraucherverhalten, das die letzte Wandlungsstufe beeinflusst, in die Berechnung der Nutzenergie ein.

* Eigene Berechnungen basierend auf den Daten der AG Energiebilanzen (AGEB 2016), des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi 2016-3) und des Instituts für Ressourceneffizienz und Energiestrategien. Die Nutzungsgrade von IREES (2015) wurden verwendet, um das Verhältnis Nutzenergie zu Endenergie zu berechnen. Die KWK-Anlagen beinhalten Anlagen der allgemeinen Versorgung, der Industrie und Mikro-KWK. Die jeweiligen Brennstoffeinsätze wurden über die finnische Methode berechnet. Die Brennstoffeinsätze und Erzeugungswerte sind mit den zugehörigen Prozessen (Stromerzeugungsanlagen, Heizkraftwerke, Endenergieverbrauch für Niedertemperatur- sowie Hochtemperaturanwendungen) verrechnet. Die dargestellten statistischen Differenzen ergeben sich aus den nicht ausgewiesenen Verlusten in den Umwandlungsprozessen, aus dem bilanziellen Ausgleich der Abweichungen zwischen verschiedenen Datenquellen sowie aus der Einbindung der KWK-Daten. Eine genauere Ausführung zu den Berechnungen befindet sich in Ausfelder et al. 2018.

**Das Energieaufkommen entspricht dabei nicht dem Primärenergieverbrauch: Beim Primärenergieverbrauch wird der „Außenhandelssaldo Strom“ eingerechnet. Beim Energieaufkommen wird hingegen der Stromimport als zur Verfügung stehende Energie addiert, der Stromexport jedoch nicht abgezogen. Daher ist das Primärenergieaufkommen höher als der Primärenergieverbrauch.

- **„Strom bleibt Strom“**: Erzeugter Strom wird heute bis auf wenige Ausnahmen als Endenergie an Letztverbraucher geliefert und nicht in den vorgelagerten Wandlungsketten in andere Endenergieträger umgewandelt. Bezogen auf die gesamte Umwandlungskette ist es relativ ineffizient, aus Strom andere Endenergieträger herzustellen. Beispielsweise wird weniger Primärenergie verbraucht, wenn Heizwärme direkt aus Brennstoffen erzeugt wird, als wenn mit den Brennstoffen zunächst Strom produziert und dieser dann über Heizspiralen oder Tauchsieder in Wärme umgewandelt wird.

In Abbildung 4 sind auch die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) ausgewiesen. In diesen werden erneuerbare Energien (überwiegend Biomasse), Kohle, Gas und Mineralöl zu Strom und Wärme umgewandelt. Bei thermischen Kraftwerken kann immer nur ein bestimmter Anteil (je nach Kraftwerkstyp etwa 40 bis gut 60 Prozent) der Brennstoffenergie in elektrischen Strom umgewandelt werden. Die restliche Energie wird als Abwärme an Luft oder Gewässer entsorgt, kann aber auch zur Erzeugung von Prozesswärme genutzt oder in Wärmenetze eingespeist werden (das heißt Kraft-Wärme-Kopplung – KWK). Mit KWK werden heute im Mittel drei Viertel der zugeführten Brennstoffenergie ausgenutzt.

Den Anwendungsbereichen sowie den einzelnen Stationen in der Wandlungskette können über die Verwendung der Energierohstoffe direkt die verursachten Kohlendioxid-Emissionen zugeordnet werden. Diese sind in Abbildung 5 zusammengestellt.[24] Dabei zeigt sich: Die CO_2-Emissionen verteilen sich etwa gleichmäßig auf die vier Nutzungsbereiche.

Pro gewonnene Einheit an Endenergie sind die vier Nutzungsbereiche jedoch unterschiedlich CO_2-intensiv, wie in Tabelle 1 dargestellt.

Betrachtet man die Wandlungskette von der Primär- bis zur Endenergie, so verursachen die Stromanwendungen die höchsten CO_2-Emissionen pro bereitgestellte Energiemenge, fast doppelt so viel wie Niedertemperaturwärme. Dies liegt einerseits an den hohen Verlusten in thermischen Kraftwerken, andererseits an der Nutzung von emissionsintensiven Brennstoffen wie Braunkohle für die Stromerzeugung. Die Emissionen in der Stromerzeugung lassen sich zum Beispiel durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energiequellen, effizientere thermische Kraftwerke (inklusive KWK) sowie den Einsatz emissionsärmerer Brennstoffe wie Erdgas reduzieren.

Gemessen an der Nutzenergie wird im Verkehr die größte CO_2-Menge pro bereitgestellte Energiemenge ausgestoßen, mehr als viermal so viel wie bei

24 Eine genauere Ausführung zu den Berechnungen befindet sich in Ausfelder et al. 2018.

	CO_2-Emissionen bezogen auf Endenergie	CO_2-Emissionen bezogen auf Nutzenergie
Einheit	Mt CO_2/TWh	Mt CO_2/TWh
Niedertemperaturwärme	0,23	0,29
Prozesswärme	0,29	0,46
Originäre Stromanwendungen	0,45	0,87
Verkehr	0,26	1,29

Tabelle 1: CO_2-Intensität der vier Nutzungsbereiche

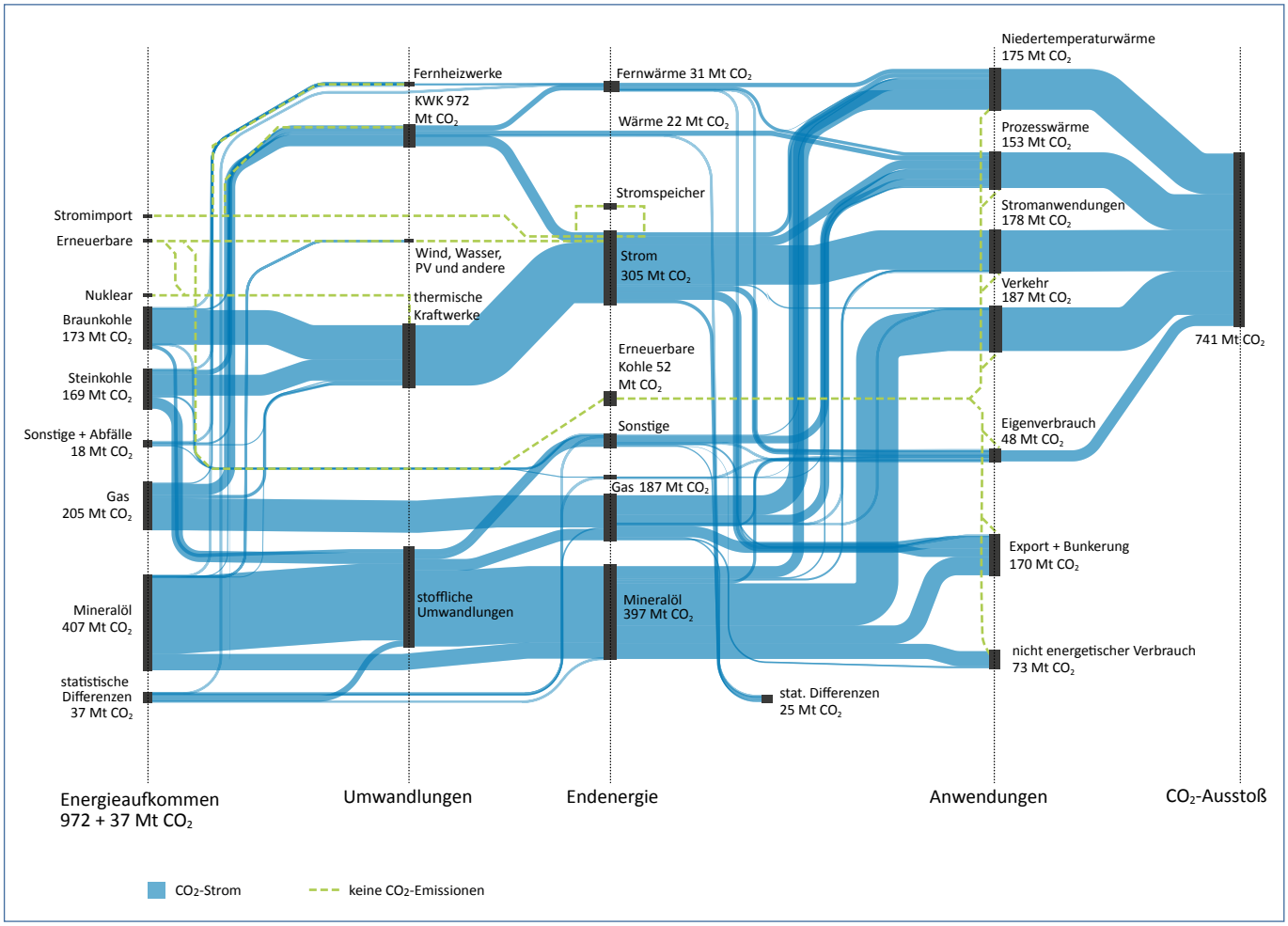


Abbildung 5: Vereinfachtes Flussdiagramm für die Kohlendioxid-Emissionen im deutschen Energiesystem (2014)*

*Die Berechnung der CO_2-Bilanz basiert auf den Daten der Energiebilanz in Abbildung 4. Die CO_2-Emissionsfaktoren stammen aus den Angaben des Umweltbundesamtes (UBA 2016-1). Die CO_2-Emissionen der Energieträger werden bestimmt und dann an die Anwendungsbereiche weitergegeben. Dabei werden die Verluste einbezogen und anteilig auf die Bereiche übertragen (Verursacherprinzip). Alle erneuerbaren Energiequellen sowie die Kernenergie werden als emissionsneutral angenommen (in Abbildung 5 grüne gestrichelte Linien) und fließen nicht in die CO_2-Bilanz ein. Als Bilanzraum wurde Deutschland festgelegt. Stromimporte (0,9 Prozent des Primärenergieaufkommens) werden daher nicht bewertet. Gleichzeitig gehen aber die CO_2-Emissionen für den Stromexport in die Bilanz ein. Nicht berücksichtigt wurden außerdem Emissionen, die durch Energieeinsatz beim Aufbau der Anlagen, bei der Förderung der benötigten Rohstoffe oder beim Recycling entstehen. Eine genauere Ausführung zu den Berechnungen befindet sich in Ausfelder et al. 2018.

Niedertemperaturwärme. Grund hierfür ist unter anderem der Umwandlungswirkungsgrad von Verbrennungsmotoren, der dazu führt, dass von der in den Kraftstoffen enthaltenen Energiemenge nur ein vergleichsweise kleiner Anteil für die tatsächliche Fortbewegung verwendet werden kann. Effizientere Antriebssysteme im Verkehrssektor bieten damit ein deutliches CO_2-Vermeidungspotenzial. Technologien wie Elektrofahrzeuge mit Batteriespeicher oder mit Brennstoffzellen können helfen, die eingesetzte Energiemenge und damit auch die CO_2-Emissionen bei gleicher Kilometerleistung zu reduzieren. Beide genannten Technologien fallen in den Bereich der Sektorkopplung.

Die CO_2-Intensität ist im Niedertemperaturbereich, aber auch im Hochtemperaturbereich sowohl auf die End- als auch auf die Nutzenergie bezogen vergleichsweise gering. Dies liegt zum einen daran, dass vor allem Gas als Brennstoff verwendet wird, zum anderen an dem großen Verhältnis von Nutz- zu Endenergie. Industrielle Hochtemperaturprozesse sind oft schon sehr effizient. Hier geht es vor allem darum, die Prozesse an eine volatile Einspeisung sowie an neue Energieträger wie Wasserstoff oder Strom anzupassen.

2.2 Übersicht über die wichtigsten Energieträger

In Kapitel 1 wurde die Möglichkeit der Herstellung synthetischer chemischer Energieträger als eine Option der Nutzung erneuerbaren Stroms – und damit als eine Option der Sektorkopplung – beschrieben. Außerdem können verschiedene Energieträger auf Basis von Biomasse hergestellt werden. Die nachfolgende Tabelle 2 fasst kompakt die wichtigsten Eigenschaften fossiler, biogener und denkbarer zukünftiger synthetischer Energieträger zusammen. Beim Vergleich der Energieträger kommt es dabei auf folgende wesentliche Kriterien und Vergleichsparameter an:

- Energiegehalt beziehungsweise Energiedichte
- Speicher- und Lagerbarkeit
- Form
- Verfügbarkeit
- CO_2-Emissionen
- Kosten

Tabelle 2 gibt einen Überblick über relevante Daten zu den verschiedenen Energieträgern.

Insgesamt zeigt sich, dass aus technischer Sicht sowohl auf Basis von Biomasse als auch auf Basis von elektrochemischen Verfahren in Verbindung mit Strom aus erneuerbaren Energien für alle derzeitigen Anwendungen geeignete Ersatzstoffe für heute in großem Umfang genutzte fossile Energieträger herstellbar sind. Dabei werden teilweise Umwandlungsketten benötigt, die im Vergleich zum derzeitigen Energiesys-

Energieträger	Energiegehalt*	Volumetrische Energiedichte*	Spezifische CO_2-Emissionen	Speicher-, Lagerbarkeit	Importanteil 2015	Verbrauch Deutschland 2015	Globaler Verbrauch 2015
Einheit	kWh/kg	kWh/l oder kWh/m³	t CO_2/GWh	von +++ bis ---	%	TWh	TWh
Braunkohle	2,5		400	+++	-3	435	3.000 a)
Steinkohle	8,1	8,8	338	+++	88 b)	480	48.600 c)
Klärschlamm, Abfälle	2,2 bis 3,3		255 bis 610	+		63	
Erdöl und Derivate, synthetische Kraftstoffe	9 bis 13	8 bis 10	263	+++	99	1.253	50.000
Erdgas	10	11,5 (CNG 200 bar)	202	++	88	770	
Wasserstoff	33	2,3 (flüssig, bis -253 °C) 0,5 (200 bar) 1,3 (690 bar)	0	++	0	>13	37.000
Methan	55						2.100
Methanol	23						
Dimethylether	31						
Biomasse (fest)	4,8 d)	3,1 d)	364 bis 389	++ e)		140 f)	
Biomasse (flüssig)	7 bis 10	6 bis 9	256 g)	+	37	32	
Biogas			328 bis 378	++		90	
Wärme (Dampf- und Heißwasser)				-	-0,04	122	
Strom				---	6	647 h)	

Tabelle 2: Übersicht über wichtige Daten zu den verschiedenen Energieträgern.* **

a) Weichbraunkohle; **b)** Ausstieg aus der heimischen Steinkohleförderung bis 2018; **c)** Hartkohle; **d)** Holzpellets; **e)** trockene Biomasse; **f)** feste biogene Stoffe und Klärschlamm; **g)** Biodiesel; **h)** Bruttostromverbrauch

* Heizwert;

**BMWi 2017-1; DBG 2013; UBA 2012; BGR 2016; UBA 2016-1; AGEB 2017-1; AGEB 2017-3; Ausfelder et al. 2015-1; IEA 2015.

tem in umgekehrter Richtung verlaufen: Anstatt mit Brennstoffen Strom zu produzieren, wird Strom genutzt, um flüssige oder gasförmige Energieträger herzustellen. Wie in Kapitel 3.5 dieser Analyse im Detail dargestellt wird, ist insofern grundsätzlich auch eine Energieversorgung denkbar, bei der sich die Zusammensetzung der Endenergieträger wenig ändert, die bereitgestellte Endenergie aber zunehmend aus erneuerbaren Quellen stammt.

2.3 Anforderungen der Sektoren

Welche Energieträger für den Einsatz in den verschiedenen Anwendungsgebieten am besten geeignet sind, hängt neben den klimapolitischen Zielen vor allem von den technischen Anforderungen, der bereits existierenden Infrastruktur, der Wirtschaftlichkeit des Umwandlungsprozesses und den beteiligten Akteuren ab. Erneuerbare Energieträger, die ähnliche Eigenschaften haben wie die bisher genutzten fossilen Energieträger, haben den Vorteil, dass die bestehende Infrastruktur für Transport und Lagerung weiterhin genutzt werden kann. Auch die energieverbrauchenden Geräte können problemlos weiter betrieben werden. Verbraucherinnen und Verbraucher sind daher nicht gezwungen, sich neue Geräte anzuschaffen und sich umzustellen.

Ein Beispiel ist Strom aus erneuerbaren Energien für die originären Stromanwendungen: Haushaltsgeräte und Maschinen können damit ohne Umrüstung weiter betrieben werden, technisch besteht aus Sicht der Verbraucherinnen und Verbraucher kein Unterschied zu Strom aus fossilen Energieträgern. Auch die vorhandenen Stromnetze können weiterhin verwendet werden, wobei sie ausgebaut und gegebenenfalls durch zusätzliche Stromspeicher ergänzt werden müssen. Für den Verkehrssektor wird es vermutlich anders aussehen: Hier kommen bisher hauptsächlich Kraftstoffe als Energieträger zum Einsatz. Ihr Ersatz durch Strom aus erneuerbaren Energien erfordert andere Fahrzeuge und ein neu zu errichtendes Netz an Stromtankstellen. Verbraucherinnen und Verbraucher müssten bereit sein, diese neuen technischen Lösungen zu akzeptieren, was auch eine Umstellung von Gewohnheiten bedeuten kann und die Bereitschaft erfordert, in neue Techniken zu investieren. Kommen hingegen Kraftstoffe zum Einsatz, die aus erneuerbarem Strom hergestellt sind, können vorhandene Fahrzeuge und Tankstellen weiter genutzt werden. Seitens der Verbraucherinnen und Verbraucher wären also in dieser Hinsicht kaum Umstellungen erforderlich. Der Preis dafür sind die mit den zusätzlichen Umwandlungsschritten einhergehenden Zusatzkosten und Energieverluste, die entsprechend mehr Anlagen zur Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien, also zum Beispiel mehr Windenergieanlagen, erfordern, was an anderer Stelle zu gesellschaftlichen Widerständen führen kann.

Um für alle Anwendungen passende Lösungen zu finden, ist es daher notwendig, zunächst die verschiedenen Einsatzgebiete zu analysieren.

2.3.1 Originäre Stromanwendungen

Für viele originäre Stromanwendungen, beispielsweise IKT, kommt aus technischen Gründen keine andere Endenergieform als Strom infrage. Für andere, wie zum Beispiel den Antrieb von Maschinen oder Beleuchtung, wären technisch zwar auch flüssige oder gasförmige Energieträger möglich; da Strom ein in der Anwendung sehr sauberer und „benutzerfreundlicher“ Energieträger ist, wäre eine Umstellung aber nicht sinnvoll. Zudem hat der Stromsektor im Vergleich zu den anderen Sektoren bereits die höchste Durchdringung mit erneuerbaren Energien, und mit Windkraft und Photovoltaik kann deren Anteil an der Stromerzeugung weiter erhöht werden. Aller Voraussicht nach

werden originäre Stromanwendungen also auch weiterhin mit Strom gespeist.

Herausforderungen ergeben sich in erster Linie bei Transport und Speicherung des Stroms. Die bestehenden Transport- und Verteilnetze von Strom können zwar weiterhin genutzt werden, müssen aber modifiziert und ausgebaut werden, um den zunehmenden Anteil an Windkraft- und Solaranlagen zu integrieren. Im Gegensatz zu Großkraftwerken, die auf hoher Spannungsebene zentral Strom einspeisen, sind erneuerbare Energieanlagen meistens auf niedrigen Spannungsebenen an die Verteilnetze angeschlossen. Dadurch dreht sich in den Verteilnetzen teilweise die Energieflussrichtung um. Durch den Zubau von Wind- und Solaranlagen entsteht auch bei den Transportnetzen Ausbaubedarf, beispielsweise durch große Anlagen wie Offshore-Windparks, die fernab der Verbrauchszentren stehen.

Im Stromnetz müssen Einspeisung und Verbrauch in jedem Moment genau ausgeglichen sein. Soll die Stromerzeugung in Zukunft auf Windkraft und Photovoltaik basieren, so müssen Zeiten mit witterungsbedingt niedriger Einspeisung und gleichzeitiger großer Nachfrage überbrückt werden. Dafür werden entweder Speicher oder Reservekraftwerke benötigt. Die bestehenden Pumpspeicherwerke können, wenn sie komplett gefüllt sind, etwa sechs Stunden lang 6,4 GW Strom bereitstellen. Zum Vergleich: Tagsüber beträgt der Bedarf in Deutschland insgesamt etwa 80 GW. Es müssen aber auch mehrwöchige „dunkle Flauten“ überbrückt werden. Sollen dafür keine fossil gefeuerten Kraftwerke eingesetzt werden, so kommen dafür Bioenergie, Geothermie, aus erneuerbaren Energien erzeugte Brennstoffe, sehr große Speicher oder auch Stromimporte aus dem Ausland infrage.

2.3.2 Niedertemperaturwärme

Während der Bedarf für Warmwasser während des ganzen Jahres nahezu konstant ist (er beträgt etwa 15 Prozent des gesamten Bedarfs an Niedertemperaturwärme)[25], ist der Raumwärmebedarf stark jahres- und witterungsabhängig und vor allem in kalten Jahreszeiten hoch. Dies sind zugleich oftmals Phasen, in denen sogenannte Dunkelflauten vermehrt auftreten – Zeiträume von teils mehreren Wochen mit sehr geringer Stromerzeugung aus Windkraft- und Solaranlagen.

Im Gegensatz zum Stromsektor ist die Wärmeerzeugung im Gebäudebereich heute deutlich dezentraler strukturiert: Heizwärme und Warmwasser werden derzeit zum größten Teil lokal, also innerhalb der Gebäude, durch die Verbrennung von Erdgas oder Heizöl erzeugt.[26] Die Versorgung mit Erdgas geschieht über das in Deutschland weitverzweigte Erdgasnetz. Heizöl wird aufgrund seiner guten Lagerbarkeit und hohen Energiedichte eingesetzt. Über Wärmenetze werden lediglich 9 Prozent des gesamten Wärmebedarfs (inklusive Industrie) gedeckt.[27]

Von den erneuerbaren Energien wird bisher hauptsächlich Biomasse zur Wärmeerzeugung[28] genutzt, sie deckt etwa 13 Prozent des Bedarfs. Biomasse wird dabei sowohl zentral (Klärschlamm, Hackschnitzel) wie auch dezentral (Biogas, Holzpellets, Hackschnitzel) zur Wärmegewinnung verbrannt. Sollen Gebäudeheizungen auf andere Energieträger wie zum Beispiel Strom in Verbindung mit Wärmepumpen umgestellt werden, müssen viele Hausbesitzerinnen und Hausbesitzer in neue Anlagen investieren. Heizungsanlagen werden typischerweise nur alle 25 bis

25 BMWi 2016-3.

26 UBA 2015; Statistisches Bundesamt 2013-1.

27 BMWi 2016-3.

28 Umgebungs- oder Erdwärme, die mithilfe von Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung genutzt wird, wird hier nicht zu den erneuerbaren Energiequellen gerechnet.

30 Jahre ausgetauscht, sodass Anlagen, die in den nächsten 10 bis 15 Jahren errichtet werden, über das Jahr 2050 hinaus in Betrieb bleiben werden. Wenn in diesem Bereich zügig umgesteuert werden soll, ist es wichtig, die Sanitär- und Heizungsunternehmen sowie die Schornsteinfegerunternehmen frühzeitig einzubeziehen, da diese in der Regel direkten Zugang zu Hausbesitzerinnen und Hausbesitzer haben und diese beraten.

Eine zentrale Frage für die zukünftige Wärmeversorgung ist, welche Rolle Wärmenetze in Zukunft spielen werden. Wärmenetze werden vor allem in Ballungsräumen mit einem hohen flächenbezogenen Wärmebedarf genutzt. Wird in Zukunft der Wärmebedarf durch bessere Wärmedämmung oder auch durch Einsatz lokal genutzter erneuerbarer Energien wie Solarthermie reduziert, so kann dies den wirtschaftlichen Betrieb von Wärmenetzen erschweren.

Niedertemperaturwärme lässt sich gut über einige Stunden oder Tage speichern. Ein gewisses Speicherpotenzial haben bereits die Wärmenetze selbst. Anders als im Stromnetz müssen Erzeugung und Verbrauch hier nicht sekundengenau aufeinander abgestimmt sein. Das Wärmenetz reagiert träger und bietet durch seine Pufferkapazität eine gewisse Flexibilität. Diese lässt sich durch wärmenetzgebundene Warmwasserspeicher erweitern, bis hin zu einer saisonalen Speicherung, die allerdings sehr große Speicher erfordert.

2.3.3 Prozesswärme und andere Energieträger in der Industrie

Die Versorgung mit Mittel- und Hochtemperaturprozesswärme im industriellen Bereich ist häufig sehr speziell auf die verwendeten Prozesse ausgerichtet, wodurch auch die Anwendung der Energieträger bestimmt wird. Der Energieträger erfüllt neben der energetischen auch häufig weitere Funktionen, wie zum Beispiel das Einstellen bestimmter chemischer oder mechanischer Bedingungen. Ein Beispiel ist die Stahlherstellung, für die die sich einstellende Reaktionsatmosphäre und die mechanische Stabilität des Koks eine wichtige Rolle spielen. Für viele Prozesse wird aufgrund seiner hohen Energiedichte und der gleichmäßigen Brenneigenschaften Erdgas als Energieträger eingesetzt. In einigen Bereichen wird auch Strom verwendet, zum Beispiel in Induktionsöfen in Gießereien. Im Mitteltemperaturbereich kommt Dampf in verschiedenen Druckstufen zum Einsatz; dieser wird meist vor Ort erzeugt. Dabei kommen derzeit oft erdgasbefeuerte Kraft-Wärme-gekoppelte Kraftwerke zum Einsatz, die in der Regel wärmegeführt betrieben werden. Statt Erdgas ließen sich im Prinzip auch andere Brennstoffe oder Strom zur Dampferzeugung nutzen. Im Gegensatz zum saisonalen Heizwärmebedarf ist der industrielle Prozesswärmebedarf im Wesentlichen über das Jahr konstant. Zeitliche Variationen, die in Einzelanlagen auftreten, sind vor allem von branchenspezifischen Produktionsabläufen geprägt.

2.3.4 Verkehr

Anders als bei anderen Anwendungen muss im Verkehrssektor die Energieversorgung während der Bewegung erfolgen. Außer bei leitungsgebundenen Systemen wie der Oberleitung im Schienenverkehr muss dafür der Energieträger an Bord des Fortbewegungsmittels mitgeführt werden. Deshalb eignen sich vor allem Energieträger mit einer möglichst hohen volumetrischen Energiedichte und guter Speicherbarkeit. Diese Eigenschaften werden von kohlenwasserstoffbasierten Flüssigkeiten und komprimierten Gasen sehr gut erfüllt. Zudem ist eine flächendeckende Infrastruktur zur Betankung erforderlich. Die nötige Dichte der Tankmöglichkeiten hängt dabei von der Reichweite der mitgeführten Energieträger ab. Ein dichtes und nahezu weltweites Tankstellennetz gibt es für Benzin und Diesel. Erdgastankstellen gibt es derzeit in Deutschland rund 900, was etwa 6 Prozent der gesamten Tank-

stellen entspricht.[29] Neben Biokraftstoffen und synthetischen Kraftstoffen, die im Wesentlichen die Eigenschaften von Benzin und Diesel haben und diese entsprechend in allen Anwendungen substituieren können, wird für die Zukunft insbesondere für Pkw auch der verstärkte Einsatz von Wasserstoff- oder batteriebetriebenen Antrieben diskutiert. Derzeit gibt es in Deutschland etwa dreißig Wasserstofftankstellen.[30] Im Verkehrsbereich ist es besonders wichtig, mögliche Akzeptanzprobleme frühzeitig zu berücksichtigen, wie zum Beispiel die negativen Diskussionen bei der Einführung des Bio-Treibstoffs E14 zeigten.

Alternativ kann Fahrzeugen direkt Energie während der Fortbewegung durch eine entsprechende Infrastruktur zugeführt werden, beispielsweise über Oberleitungen. Der Nutzungsbereich der Fahrzeuge muss dabei nicht auf die Ausdehnung dieser Infrastruktur beschränkt bleiben, wenn Hybridfahrzeuge zum Einsatz kommen. Angewendet wird dieses Prinzip derzeit im strombasierten Schienenverkehr (Eisenbahn, Straßenbahn), aber auch im Straßenverkehr können Oberleitungen genutzt werden, wie es heute teilweise noch für Busse in einigen Städten der Fall ist. Diskutiert wird diese Möglichkeit jetzt erneut auch in Deutschland für Lkw auf Autobahnen.

Da eine direkte Versorgung mit Strom für den Flug- und Schiffsverkehr auf längeren Strecken nicht möglich und für Flugzeuge zudem das Gewicht beziehungsweise das Volumen des mitgeführten Treibstoffs von großer Bedeutung ist, gibt es hier kaum Alternativen zu flüssigen Kohlenwasserstoffen.

Die Anforderungen an die Energieversorgung sind also je nach Fortbewegungsmittel unterschiedlich. Um die Möglichkeiten der Sektorkopplung im Verkehrsbereich zu analysieren, muss daher zwischen Straßenverkehr, schienengebundenem Verkehr, Schifffahrt und Luftverkehr unterschieden werden. Der motorisierte Individualverkehr macht mit 76 Prozent der zurückgelegten Personenkilometer den weitaus größten Anteil des Personenverkehrs aus.[31] Im Güterverkehr überwiegen Kraftfahrzeuge (Lkw) mit 70 Prozent der Tonnenkilometer. Insgesamt ist zudem bis 2050 mit einer steigenden Verkehrsleistung zu rechnen. Eine besonders starke Zunahme auf mehr als das Doppelte ist dabei im Flugverkehr und der Seeschifffahrt zu erwarten.[32]

2.4 Aktuelle Trends im Energiesystem

Die folgende Analyse soll aufzeigen, wie sich die Energieversorgung in Deutschland entwickeln würde, sollten sich die Trends der letzten Jahre fortsetzen. Damit soll untersucht werden, inwieweit Deutschland mit diesem Weg die Klimaziele erreicht.

Hierfür wird die Entwicklung wichtiger Kennzahlen des deutschen Energiesystems betrachtet: Energieverbrauch, Anteil der Erneuerbaren und andere wichtige Einflussgrößen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Es geht dabei nicht darum, Zielszenarien zu verfolgen, den Einfluss technischer, ökonomischer und politischer Maßnahmen zu untersuchen oder entsprechende Entwicklungen zu postulieren. Vielmehr wird analysiert, wie sich die Energiewende in Relation zu den ambitionierten Zielen entwickeln könnte, wenn keine disruptiven Ände-

29 Zukunft ERDGAS 2015; Statista 2017.

30 H_2Mobility 2017 mit einer Zahl zum Stand vom 15. Juni 2017.

31 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).

32 UBA 2016-4.

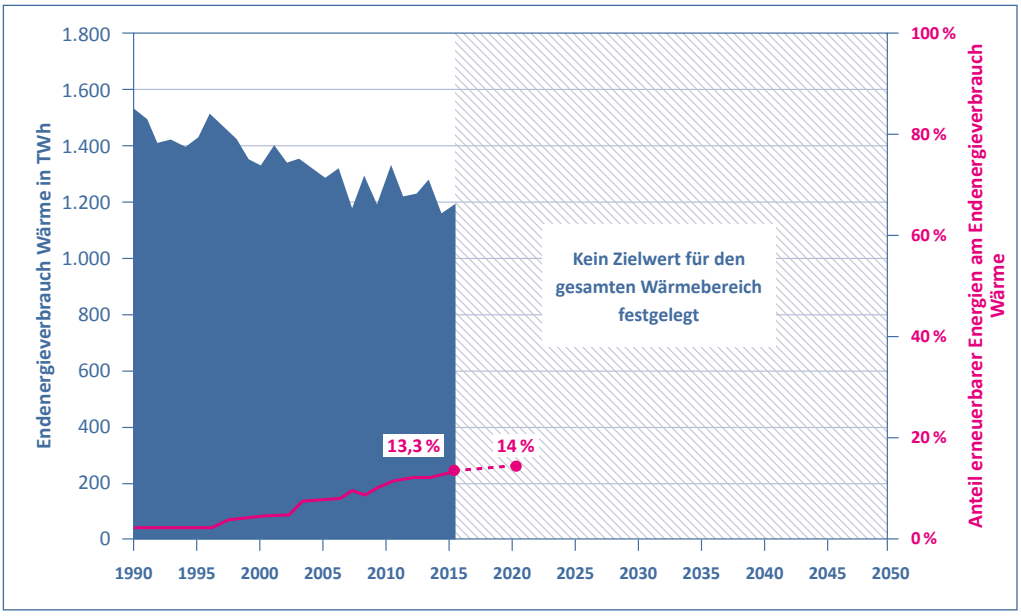


Abbildung 6: Historische Entwicklung des Endenergieverbrauchs (Flächen) und des Anteils der erneuerbaren Energien (rote Linien) im Wärmesektor. Zusätzlich sind die Ziele (schraffiert/gestrichelt) der Bundesregierung bis 2050 dargestellt.* Für den gesamten Energieverbrauch im Wärmesektor wurde kein eigenes Ziel festgelegt. Lediglich für den Wärmeverbrauch in Gebäuden wurde das Ziel von -20 Prozent gegenüber 2008 bis zum Jahr 2020 festgehalten. *BMWi 2016-5; Löschel et al. 2016.

rungen der politischen oder technischen Rahmenbedingungen erfolgen und wenn die Sektorkopplung nicht signifikant zunimmt. Verkürzt gesagt handelt es sich um ein „Weiter so"-Szenario, das sich durch lineare Fortschreibung aus dem Trend der letzten Jahre ableiten lässt, um zu veranschaulichen, auf welchem Pfad sich Deutschland derzeitig befindet.[33]

2.4.1 Wärme

Der Anteil der Wärme am Endenergieverbrauch liegt derzeit bei etwa 50 Prozent. Dem Wärmesektor kommt also eine große Bedeutung für die Energiewende zu, sowohl bei der Energieeinsparung als auch bei der Vermeidung fossiler Brennstoffe. Wie Abbildung 6 zeigt, ging der Endenergieverbrauch im Wärmesektor in den letzten 25 Jahren um etwa 15 Prozent zurück, er stagnierte aber in den letzten zehn Jahren. Der Anteil der Erneuerbaren an der Wärmeerzeugung hat dagegen in den letzten zehn Jahren leicht, aber beständig zugenommen. Den größten Anteil davon (etwa zwei Drittel) machte dabei die feste Biomasse aus, während zum restlichen Drittel Biogas, der biogene Teil des Abfalls[34], die oberflächennahe Geothermie und die Solarthermie zu etwa gleichen Teilen beitrugen. Tiefe Geothermie und flüssige Brennstoffe aus Biomasse spielen dagegen nur eine untergeordnete Rolle.[35]

Durch zunehmende Wärmedämmung sowie klimatische Veränderungen in den nächsten drei Jahrzehnten wird der Heizbedarf in Deutschland voraussichtlich weiter abnehmen. Zieht man die vergangenen 25 Jahre als Ausgangsbasis heran, führt eine Extrapolation des Trends zu einer weiteren Reduktion um 20 Prozent bis 2050 gegenüber heute (von 1.200 auf 960 TWh).

33 Die hier gewählte Betrachtung geht implizit davon aus, dass die Preisverhältnisse der Energieträger und Technologien weitgehend konstant bleiben und sich die Rahmenbedingungen im Wesentlichen nicht ändern, sodass sich daraus keine disruptiven Veränderungen der bisherigen Entwicklungstendenzen ergeben.

34 Biogene Abfälle sind Abfälle tierischer oder pflanzlicher Herkunft.

35 Vgl. hierzu auch Kapitel 3.6 und BMWi 2016-5.

Eine Abschätzung des Anteils der Erneuerbaren im Wärmesektor führt zu folgenden Ergebnissen: Die Wärmeerzeugung aus Bioenergie ist in den letzten zehn Jahren um etwa 40 Prozent gestiegen, stagniert aber seit etwa fünf Jahren bei rund 140 TWh pro Jahr. Ob der Beitrag in Zukunft auch auf diesem Niveau bleibt, ist ungewiss, da die Wärmeerzeugung zunehmend mit der Kraftstofferzeugung, dem Stromsektor und der stofflichen Nutzung um die begrenzten Biomassepotenziale konkurriert. Geht man für die oberflächennahe Geothermie, die in Kombination mit Wärmepumpen genutzt wird, für die tiefe Geothermie und die Solarthermie von einem weiteren linearen Ausbau analog den letzten zehn Jahren aus, so ergeben sich für 2050 aus der **oberflächennahen Geothermie** 40 TWh Wärmeenergie, aus der **tiefen Geothermie** 4 TWh und aus **der Solarthermie** 28 TWh.[36] Insgesamt ergibt sich auf Basis dieser Extrapolation für 2050 im Wärmesektor ein Beitrag aus erneuerbaren Energien von 212 TWh, was lediglich 22 Prozent des geschätzten Wärmebedarfs entspricht. Die vom Wärmesektor emittierte CO_2-Menge würde in diesem Falle um lediglich 28 Prozent von heute 435 Millionen Tonnen auf 313 Millionen Tonnen reduziert werden, wenn der restliche Wärmebedarf mit dem bisherigen fossilen Energiemix gedeckt werden müsste.

2.4.2 Strom

Kern der bisherigen Entwicklung der Energiewende ist der Ausbau der Stromerzeugung aus Windenergie, Photovoltaik und Biomasse. An der insgesamt installierten Leistung an Stromerzeugungskapazitäten im Jahr 2016 betrug der Anteil der Windkraft 25 Prozent (50 GW), der Photovoltaik 21 Prozent (41 GW) und der Biomasse 3,5 Prozent (7 GW).[37] Aufgrund der schwankenden Sonneneinstrahlung und wetterabhängigen Windkraft war der Beitrag der erneuerbaren Energien an der tatsächlich erzeugten Brutto-Strommenge allerdings wesentlich geringer: Er betrug 2016 bei Wind knapp 12 Prozent (77 TWh) und bei der Photovoltaik knapp 6 Prozent (38 TWh). Im Vergleich dazu hatte die fossile Stromerzeugung mit knapp 54 Prozent (348 TWh) immer noch einen relativ hohen Anteil (Kernenergie 13 Prozent (85 TWh), Wasserkraft 3 Prozent (21 TWh) und Biomasse 7 Prozent (46 TWh)).[38]

Abbildung 7 zeigt die bisherige Entwicklung des Stromsektors und die Ziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2050 für die Reduktion des Stromverbrauchs und den Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsystem. Letztere sehen vor, den gegenwärtigen Anteil von rund 30 Prozent in 2016 auf 80 Prozent in 2050 zu steigern. Bei gleich bleibendem Strombedarf müssten dafür die installierten Leistungen von Wind und PV gegenüber heute bis 2030 etwa verdoppelt werden und im Jahr 2050 etwa das Dreieinhalbfache gegenüber heute erreichen (160 GW Wind, 140 GW PV). Dabei wurde angenommen, dass die Stromerzeugung aus Wasserkraft und Biomasse aufgrund der begrenzten Ressourcen in etwa gleich bleiben wird. Die energiepolitischen Ziele streben zwar gleichzeitig eine Reduktion des Stromverbrauchs an (vgl. Abbildung 7), die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ schätzt es aber als unwahrscheinlich ein, dass diese Ziele erreicht werden.[39]

Die stark fluktuierende Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik muss kompensiert werden, damit der Strombedarf jederzeit gedeckt werden kann. Das hat Auswirkungen auf die bereitzustellenden Erzeugungsleistungen sowie auf die erzeugten Strommengen

36 Da die Steigerungsraten der letzten zehn Jahre relativ steil sind (etwa Faktor 4 bei der Geothermie und 2,5 bei Solarthermie), ist die Unsicherheit der Abschätzung allerdings hoch.

37 Fraunhofer ISE 2016.

38 AGEB 2017-2.

39 Löschel et al. 2016.

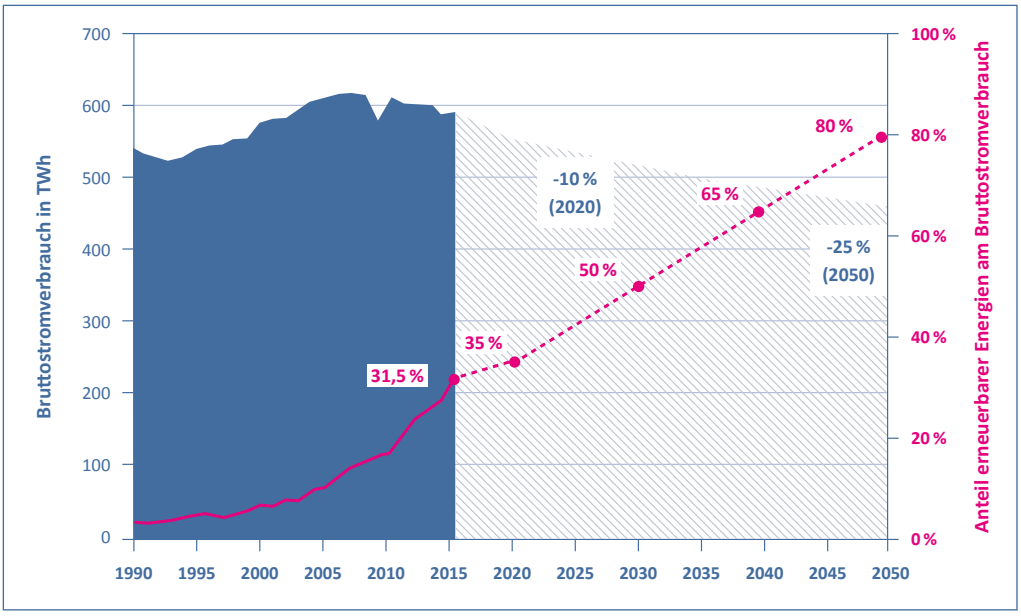


Abbildung 7: Entwicklung des Endenergieverbrauchs (Flächen) und des Anteils der erneuerbaren Energien (rote Linien) im Stromsektor. Zusätzlich sind die Ziele (schraffiert/gestrichelt) der Bundesregierung bis 2050 dargestellt.* *BMWi 2016-5; Löschel et al. 2016.

und CO_2-Emissionen. Eine Studie zeigt, dass bei einem Anteil der Erneuerbaren im Stromsystem von 80 Prozent für eine gesicherte Stromerzeugung eine (Standby-)Leistung fossiler Kraftwerke von etwa 80 GW vorgehalten werden muss (etwa gleiche fossile Leistung wie heute).[40] Diese Reserve könnte geringer ausfallen, wenn zusätzliche Speicher oder sogenannte „Demand-Side-Management"-Technologien (Laststeuerung, DSM) installiert werden oder der Stromverbrauch sinken sollte.

Die Studie zeigt weiter, dass bei einem fünfzigprozentigen Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz immer noch 335 TWh Strom aus fossilen Quellen benötigt werden. Dabei entstehen etwa 10 TWh sogenannten „Überschussstroms", also Strom aus Wind und Photovoltaik, der nach derzeitigen Rahmenbedingungen ins Netz eingespeist werden sollte, für den es aber aktuell keinen Bedarf gibt.[41] Bei einem achtzigprozentigen Anteil Erneuerbarer im Stromnetz im Jahr 2050 verringert sich der Bedarf an Strom aus fossilen Quellen auf etwa 175 TWh, allerdings erhöht sich zugleich die Menge an Überschussstrom auf etwa 45 TWh. Diese Überschüsse können wesentlich höher ausfallen, wenn der Leitungsausbau nicht in ausreichendem Maße gelingen sollte. Durch lokale oder regionale Netzengpässe kann dann Strom aus erneuerbaren Energien nicht zum Verbraucher transportiert werden und muss abgeregelt werden,[42] während an anderer Stelle entsprechend mehr fossile Kraftwerke laufen müssen, um den Bedarf zu decken.

Um den Reststrombedarf aus fossilen Quellen in 2050 bereitzustellen, würden immer noch Kohlendioxid-Emissionen zwischen 65 und 130 Millionen Tonnen anfallen[43], je nachdem, ob die gesamte Reststrommenge nur aus Erdgas (65 Millionen Tonnen), aus dem bisherigen Anteil Erdgas mit dem Rest aus Braunkohle (130 Millionen Tonnen) oder aus dem bisherigen

40 Wagner 2014.

41 Dabei ist nicht berücksichtigt, dass zusätzliche Anwendungsbereiche für Strom im Rahmen der Sektorkopplung, also zum Beispiel Power-to-X, erschlossen werden.

42 Bereits im Jahr 2015 mussten aufgrund eines Überangebots an erneuerbarem Strom und aufgrund fehlender Transportnetze und Speicher 4,4 TWh (knapp 1 Prozent der gesamten Stromerzeugung) abgeregelt werden (BNetzA 2017).

43 Die Möglichkeit von „Carbon Capture and Storage" (CCS) wird nach gegenwärtigem Stand nicht in Betracht gezogen.

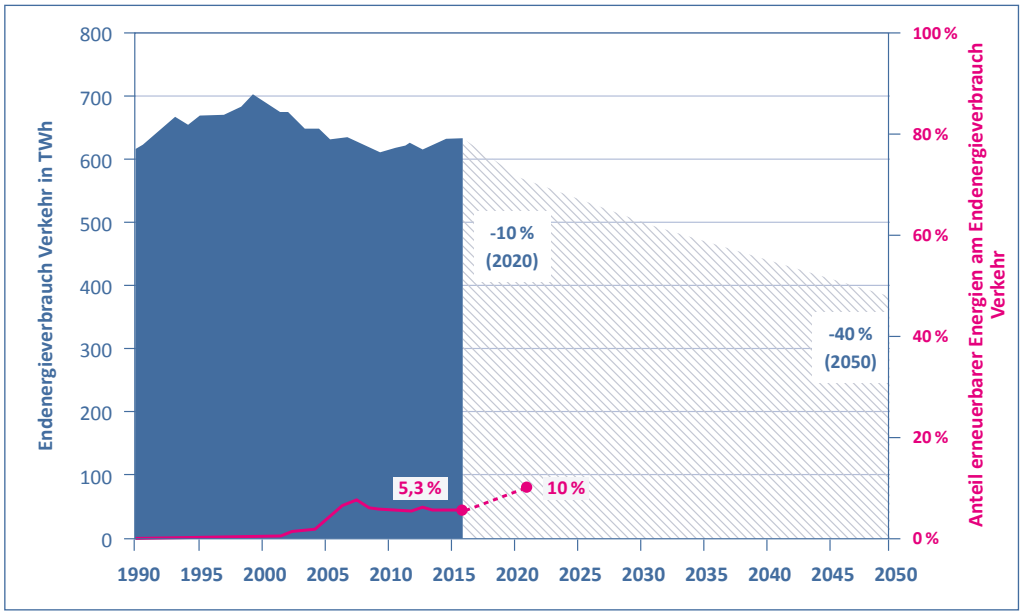


Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs (Flächen) und des Anteils der erneuerbaren Energien (rote Linien) im Verkehrssektor. Zusätzlich sind die Ziele (schraffiert/gestrichelt) der Bundesregierung bis 2050 dargestellt.* *BMWi 2016-5; Löschel et al. 2016; BMWi 2016-4.

Anteil Erdgas mit dem Rest aus Steinkohle (110 Millionen Tonnen) erzeugt wird.

2.4.3 Verkehr

Da der Anteil der Mobilität am Endenergieverbrauch etwa 30 Prozent ausmacht, wären Erfolge der Energiewende hier entsprechend wichtig. Trotz ehrgeiziger Einsparziele der Bundesregierung (-10 Prozent bis 2020, -40 Prozent bis 2050) stieg jedoch der Primärenergieverbrauch im Verkehrsbereich in den vergangenen 25 Jahren sogar tendenziell an, wie in Abbildung 8 veranschaulicht. Zwar führten technologische Verbesserungen zu Einspareffekten, diese wurden aber unter anderem durch die Zunahme des Verkehrsaufkommens und geändertes Verbraucherverhalten überkompensiert. Auch der Anteil der Erneuerbaren am Endenergieverbrauch Verkehr stagniert seit acht Jahren bei etwa 5 bis 6 Prozent (entspricht 35 TWh) im Jahr, mit leicht rückläufiger Tendenz[44]. Dieser Anteil stammt im Wesentlichen aus der Beimischung von Bioethanol und Biodiesel[45] zu den gebräuchlichen Treibstoffen des Individualverkehrs sowie aus dem EE-Stromanteil der Bahn. Nach Einschätzung der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess *Energie der Zukunft* ist man vom gesteckten Ziel der Senkung des Endenergiebedarfs im Verkehrssektor „weit entfernt", und auch beim EE-Anteil gilt die Zielerreichung als unwahrscheinlich.[46]

Setzt sich dieser Trend fort, sind im Verkehrsbereich ein konstanter Verbrauch und ein gleich bleibender Anteil erneuerbarer Energien zu erwarten. Damit blieben auch die CO_2-Emissionen bei etwa 160 Millionen Tonnen konstant.

2.4.4 Gesamtbetrachtung und Vergleich mit den Zielen der Energiewende

Setzen sich die bisherigen Entwicklungen im Energiesystem fort, ergeben sich

44 BMWi 2016-5.

45 Die CO_2-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 CO_2-Emissionen von Biokraftstoffen mindestens 50 Prozent geringer sein als von konventionellen Kraftstoffen (Richtlinie 2009/28/EG, in Deutschland umgesetzt durch die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung von 2009).

46 Löschel et al. 2016.

für das Gesamtsystem folgende Veränderungen bis 2050:

Der **Endenergieverbrauch** geht um 6 Prozent zurück. Lediglich im Wärmebereich wird der Verbrauch reduziert, während er im Mobilitätsbereich stagniert und im Strombereich zunimmt (+20 Prozent).
Ziele 2050: Strom -25 Prozent, Mobilität -40 Prozent

- Der **Primärenergieverbrauch** reduziert sich gegenüber 2010 um etwa 20 Prozent.[47]
  Ziel 2050: -50 Prozent

- Der **Ausbau der Erneuerbaren im Stromsektor** erreicht etwa 80 Prozent.
  Ziel 2050: 80 Prozent

- Der **Anteil der Erneuerbaren am Gesamtenergieverbrauch** erreicht nur etwa 29 Prozent.[48]
  Ziel 2050: 60 Prozent

- Die **jährlichen energiebedingten Kohlenstoffdioxid-Emissionen** lassen sich auf zwei Arten bestimmen:

  - Extrapolation des bisherigen Trends: Wird der Verlauf seit 1995 zugrunde gelegt, erreichen die CO_2-Emissionen einen Wert von etwa 530 Millionen Tonnen; dies entspricht einer Minderung von rund 46 Prozent gegenüber 1990. Nimmt man den Verlauf der letzten sieben Jahre als Grundlage, würden die Emissionen hingegen konstant und damit beim heutigen Wert von etwa 750 Millionen Tonnen bleiben (-24 Prozent gegenüber 1990).

  - Ergebnisse der vorangegangenen Kapitel 2.4.1 bis 2.4.3: Legt man die Ergebnisse der Einzelbetrachtungen aus den vorigen Kapiteln zugrunde, so ergeben sich in Summe Werte zwischen 605 und 670 Millionen Tonnen, abhängig vom Energiemix des Reststroms, was einer Minderung von etwa 30 bis 40 Prozent gegenüber 1990 entspricht.
    Ziel: ≤ 200 Millionen Tonnen[49]

Als Fazit lässt sich festhalten, dass bei einem Fortschreiben der bisherigen Entwicklungen die Ziele der Bundesregierung überwiegend deutlich verfehlt würden. Das gilt insbesondere auch für die Ziele des Klimaschutzplans vom November 2016, der für alle Sektoren sehr ambitionierte CO_2-Minderungen bis 2030 (gegenüber 1990) vorsieht (Strom: -62 Prozent, Gebäude: -66 Prozent, Industrie: -50 Prozent, Verkehr: -41 Prozent). Eine Ausnahme bildet der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsystem, der bisher gemäß den ursprünglichen Planungen erfolgt ist. Zwei wichtige Schlussfolgerungen lassen sich aus den sich abzeichnenden Zielverfehlungen ableiten:

1. Die Energie-Einsparziele, die allgemein als „No-Regret"-Maßnahmen akzeptiert werden, müssen mit mehr Nachdruck verfolgt werden. Dazu gehören auch Maßnahmen auf Verbraucherseite.[50]

2. Die Sektoren Wärme und Mobilität müssen stärker in die Energiewende einbezogen werden, denn diese werden zunehmend den Primärenergieverbrauch und die Emissionen dominieren. Es gilt also, das Gesamtsystem sektoren- und energieträgerübergreifend zu optimieren.

47 Extrapoliert aus dem Trend seit 1990 (etwa -10 Prozent bis zum Jahr 2015).

48 Berechnet auf Grundlage der Aussagen aus den Kapiteln 2.4.1 bis 2.4.3.

49 Ziel der Bundesregierung: Reduktion der energiebedingten CO_2-Emissionen um 80 Prozent bis 2050 im Vergleich zu 1990 (Ausgangswert 1990: 1.000 Millionen Tonnen CO_2).

50 Maßnahmen, auf Verbraucherseite Einsparungen zu erzielen, werden in der Stellungnahme *Verbraucherpolitik für die Energiewende* vorgestellt (acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-2).

3 Optionen zur Optimierung des Gesamtsystems – Sektorkopplung als Chance

Sektorkopplung zielt vor allem darauf ab, Strom aus erneuerbaren Energien (insbesondere Windkraft und Photovoltaik) in großem Umfang im Wärme- und Verkehrssektor sowie in der Industrie zu nutzen. Dabei kann Strom direkt als Endenergie eingesetzt werden, im Falle der Elektromobilität beispielsweise im Elektromotor (mit Batterie) oder im Falle der Beheizung von Gebäuden durch Wärmepumpen. Oder er kann dazu genutzt werden, andere Energieträger wie Wasserstoff oder synthetische Brenn- und Kraftstoffe herzustellen. Im ersten Fall ist die Rede von einer direkten Elektrifizierung, im zweiten Fall von einer indirekten Elektrifizierung, da der Strom nicht als Endenergie genutzt wird.

Ähnliches wie für den Strom aus Wind- und Solarenergie gilt insofern auch für die Biomasse, als eine Nutzung in unterschiedlichen Sektoren möglich ist: Biomasse kann direkt durch Verbrennung für die Wärmebereitstellung genutzt oder in flüssige oder gasförmige Energieträger umgewandelt werden, die wiederum in unterschiedlicher Weise, zum Beispiel als Biokraftstoffe im Verkehrssektor, verwendet werden können. Auch für die tiefe Geothermie gilt grundsätzlich Ähnliches, mit allerdings deutlich kleineren Potenzialen. Solarthermie kann dagegen – zumindest unter den Strahlungsbedingungen in Deutschland – nur der direkten Wärmebereitstellung dienen und so zur Minderung der Verwendung fossiler Brennstoffe und der damit verbundenen Emission von Treibhausgasen beitragen. Im Sinne einer nachhaltigen Gestaltung des Gesamtsystems muss daher auch der mögliche Beitrag dieser Energieträger und ihr Zusammenspiel im Rahmen der Sektorkopplung analysiert werden. Dabei spielt eine wichtige Rolle, dass bei Biomasse und tiefer Geothermie eine bedarfsgerechte Verfügbarkeit gegeben ist.

Parallel zur Sektorkopplung sind Energieeinsparungen beim Energieverbrauch und Energieeffizienz von großer Bedeutung, Letztere sowohl im Gesamtenergiesystem als auch bei einzelnen Technologien und in den Umwandlungsketten. Energieeinsparungen werden durch unterstützende Technologien und Technologieweiterentwicklungen sowie durch geändertes Verbraucherverhalten bewirkt. Sie können durch geeignete wirtschaftliche Anreize und regulatorische Rahmenbedingungen in die Wege geleitet und forciert werden. Obwohl sie für das Erreichen der ambitionierten Ziele und damit für das Gelingen der Energiewende von herausragender Bedeutung sind, können sie hier nicht weiter diskutiert werden. Gleiches gilt für die Energieeffizienz. Obwohl sie auch nicht Thema dieser Analyse ist, wird sie im nächsten Unterkapitel kurz angeschnitten, um ihre Bedeutung für den Erfolg der Energiewende herauszustellen und ihre Einordnung in Bezug auf die Sektorkopplung zu gewährleisten. Abschnitt 3.2 blickt dann auf die Industrie und untersucht deren Möglichkeiten zur Reduzierung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen. In den weiteren Unterkapiteln werden dann die verschiedenen Sektorkopplungstechnologien im Detail betrachtet, Potenziale abgeschätzt sowie Herausforderungen und Hemmnisse benannt.

3.1 Energieeffizienz

Energieeffizienz, das heißt die Maximierung des Nutzens bei gegebenem Energieeinsatz oder die Reduzierung des Energieeinsatzes bei gegebenem Nutzen, wird häufig als „No-Regret"-Maßnahme bezeichnet. Im aktuellen nachfragedominierten Energiesystem reduzieren effiziente Anwendungen den Endenergiebedarf. Effiziente (konventionelle) Umwandlungstechnologien führen zu einem geringeren Primärenergiebedarf bei gleicher Endenergienutzung. In einem zukünftigen, zunehmend stärker angebotsorientierten Energiesystem können effiziente Anwendungen auch weiterhin den Endenergiebedarf senken, während die Bedeutung der effizienten (konventionellen) Umwandlungstechnologien mit dem Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energieerzeugung (im Wesentlichen Wind und PV) tendenziell eher abnimmt. Gegebenenfalls gewinnen aber neue Umwandlungsketten, zum Beispiel Power-to-X (PtX), an Bedeutung, bei denen die Effizienz der Umwandlungsschritte wiederum eine sehr große Rolle spielen könnte. Generell gilt jedoch, dass eine hohe Gesamtenergieeffizienz im System den benötigten Ausbau erneuerbarer Energien und der dazugehörigen Infrastrukturen zur Deckung des Endenergiebedarfs reduziert.

Eine hohe energetische Effizienz ist im Allgemeinen, aber nicht notwendigerweise in allen Fällen, gleichbedeutend mit einer Reduktion von Treibhausgasemissionen. So reduzieren PtX-Technologien bei ausreichend verfügbarem erneuerbarem Strom die CO_2-Emissionen im Verkehr, aber mit einer vergleichsweise verlustbehafteten Umwandlungskette. Wird zum Beispiel ein Biomassekraftwerk durch ein effizientes Gaskraftwerk ersetzt, so erhöhen sich sowohl die Energieeffizienz als auch der Treibhausgasausstoß. Es ist daher wichtig, sich genau über die Grenzen der jeweiligen Betrachtung im Klaren zu sein.

Neben der Verbesserung der technischen Effizienz von Anlagen und Anwendungen können weitere Maßnahmen, insbesondere aus dem Bereich der Anpassung des Verbraucherverhaltens, zu einer höheren Energieeffizienz beitragen.

Maßnahmen zur Sektorkopplung auf Basis von erneuerbarem Strom mit der Zielsetzung einer Reduzierung von Treibhausgasemissionen profitieren davon, dass erneuerbarer Strom ohne Umwandlungsverluste definitionsgemäß als Primärenergie zur Verfügung steht, allerdings je nach Wetterlage in stark unterschiedlicher Menge. Strom lässt sich in verschiedensten Anwendungen hocheffizient einsetzen. Die Kombination aus verlustfreier Strombereitstellung (im Gegensatz zum Beispiel zu fossilen Kraftwerken) und effizienten Anwendungstechnologien führt insbesondere in Bereichen, die einer direkten Elektrifizierung zugänglich sind, zu höherer Gesamteffizienz als die etablierten, konventionellen Routen. Beispiele hierfür werden in den folgenden Unterkapiteln ausführlich diskutiert.

Prinzipiell wäre also eine möglichst hohe Gesamteffizienz im Energiesystem anzustreben. Allerdings sind insbesondere technische Effizienzmaßnahmen häufig mit Investitionen verbunden, die sich in Abhängigkeit von den Renditeerwartungen des Investors im Laufe der Zeit amortisieren müssen. Weiterhin werden aber auch viele rentable Energieeffizienzmaßnahmen aufgrund anderer Hemmnisse (Nutzer-/Investor-Problem, Informationsdefizit etc.) nicht umgesetzt.

Nicht immer wird der ganze umweltfreundliche Effekt von Energieeffizienzmaßnahmen erreicht, da sie mit einer Reduktion der Nutzungskosten verbunden sind und somit zu einem höheren Verbrauch führen können (Rebound-Effekt). Die Effizienzmaßnahme trägt dann eher zu einer höheren Verfügbarkeit von Energiedienstleistungen und damit zu mehr

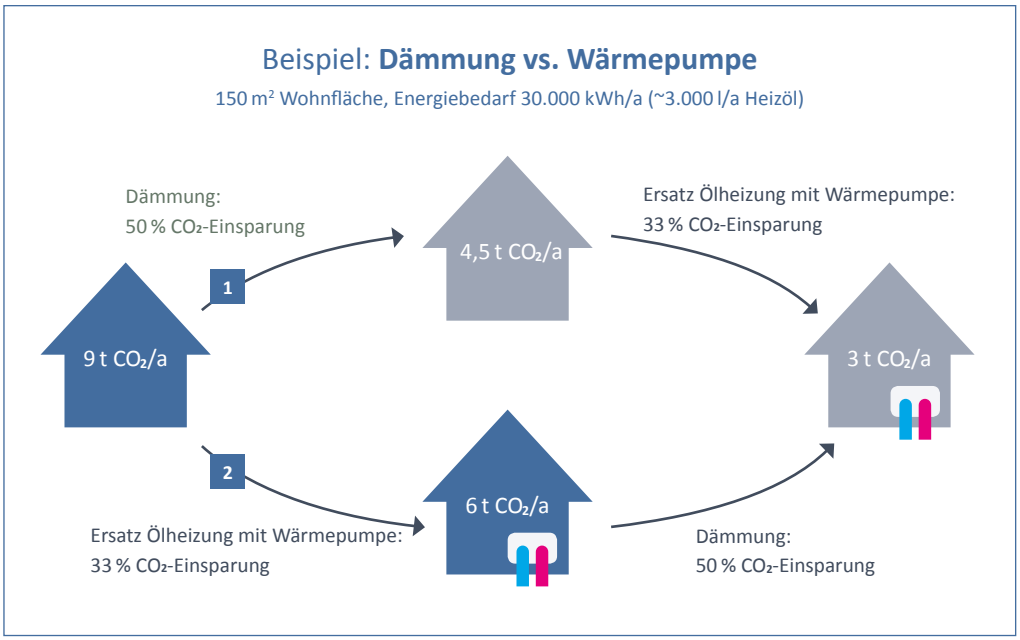


Abbildung 9: Darstellung der Pfadabhängigkeit von Effizienzmaßnahmen.* Es ist kostengünstiger, zunächst die Dämmung zu verbessern und dann die Ölheizung mit einer Wärmepumpe zu ersetzen (Pfad 1). Die Wärmepumpe für Pfad 1 kann kleiner ausgelegt werden als für Pfad 2. Die CO_2-Emissionen der Wärmepumpe sind stark vom Strommix abhängig.
*Forschungsstelle für Energiewirtschaft.

Lebensqualität beziehungsweise Komfort bei (zum Beispiel durch weitere Reisen, höhere Innenraumtemperatur) als zu einer Reduktion des Verbrauchs.

Darüber hinaus ist der wirtschaftliche Einsatz von Effizienzmaßnahmen pfadabhängig[51], das heißt, bei der Implementierung verschiedener Maßnahmen ist die Reihenfolge von Bedeutung. So kann zum Beispiel die bestehende Ölheizung in einem nicht-gedämmten Haus ersetzt werden durch (1) eine umfassende Fassadendämmung, die den Wärmebedarf halbiert, mit der anschließenden Installation einer Wärmepumpe. Alternativ kann (2) zuerst die Wärmepumpe installiert und anschließend die Fassadendämmung umgesetzt werden. Der Wärmebedarf ist nach Abschluss beider Möglichkeiten identisch, die Wärmepumpe im Pfad (2) ist aber auf den Bedarf des ungedämmten Hauses ausgelegt und damit größer und teurer als die Wärmepumpe im Pfad (1), die nur auf den reduzierten Wärmebedarf ausgelegt wurde (Abbildung 9).

In nahezu allen Sektoren existieren immer noch bedeutende Effizienzpotenziale. Im Gebäudesektor besteht neben dem baulichen Wärmeschutz zur Reduzierung des Raumwärmebedarfs ein erhebliches Potenzial zum Austausch alter Heizkessel, die eine wesentlich geringere Energieeffizienz aufweisen als moderne Heizgeräte. Da der Wärmebedarf im Gebäudebestand stark vom Baualter abhängt, kommt der Sanierungsrate von Bestandsgebäuden und der Aufrüstung auf aktuelle Energiestandards eine große Bedeutung zu. Eine Auswertung verschiedener Szenarien kommt zu dem Ergebnis, dass eine Reduktion des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs um 40 bis 60 Prozent (gegenüber 2008) technisch machbar ist und volkswirtschaftlich sinnvoll sein kann.[52]

In der Industrie wird Energieeffizienz durch verpflichtende Energie-

51 Fischedick/Grunwald 2017.

52 Dabei wurden sogenannte Zielszenarien aus verschiedenen Studien ausgewertet, bei denen die unter bestimmten Annahmen und Rahmenbedingungen kostengünstigste Möglichkeit ermittelt wird, die vorgegebenen Klimaschutzziele zu erreichen (Prognos AG et al. 2015, S. 18).

audits und Energieeffizienzziele adressiert. Zumindest für energieintensive Industriezweige ist der Energieverbrauch auch ein bedeutender Kostenfaktor in der Produktion und wird daher schon aus eigenem Antrieb heraus optimiert. Erhebliche Reduktionspotenziale gibt es aber in vielen Branchen insbesondere auch des GHD-Sektors, bei denen die Energiekosten eine untergeordnete Rolle spielen.

Im Verkehrssektor können nicht-technische, verhaltensbasierte Maßnahmen einen bedeutenden Beitrag zur Energieeffizienz leisten, und auch technische Maßnahmen bei bestehenden Antriebskonzepten sind noch nicht ausgereizt. Pfadabhängigkeiten im Verkehrssektor werden ausführlich in der Analyse der ESYS-Arbeitsgruppe zu Pfadabhängigkeiten[53] diskutiert.

Im Stromsektor liegt der Fokus auf der Effizienz der Umwandlungskette, insbesondere der konventionellen Stromerzeugung in Kraftwerken. Als bereits etablierte Sektorkopplungstechnologie leistet die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) einen Beitrag zur erhöhten Effizienz des Gesamtsystems. Bei reiner Stromerzeugung sind die Wirkungsgrade konventioneller Kraftwerke aktuell auf bestenfalls 65 Prozent (modernes Gaskraftwerk) beschränkt, das heißt, 65 Prozent der Energie des eingesetzten Energieträgers wird in elektrischen Strom umgewandelt. Moderne KWK-Anlagen wandeln bis zu 95 Prozent der eingesetzten Energie in Strom und nutzbare Wärme um. Der Stromwirkungsgrad einer KWK-Anlage ist in der Regel geringer als in einem rein zur Stromerzeugung eingesetzten Kraftwerk, dafür wird zusätzlich ein signifikanter Anteil an Wärmeenergie bereitgestellt. Entscheidend ist in diesem Fall jedoch, ob es entsprechende Abnehmer für die erzeugte Wärme gibt. Da der Raumwärmebedarf in hohem Maße saisonabhängig ist, können kommunale KWK-Anlagen häufig ihre Effizienzvorteile nicht während des gesamten Jahres realisieren. Im Gegensatz dazu erreichen industrielle KWK-Anlagen aufgrund des kontinuierlichen Prozesswärmebedarfs ganzjährig eine sehr hohe Brennstoffausnutzung.

Im Kontext der Sektorkopplung ist allerdings fraglich, ob Effizienzbetrachtungen innerhalb der einzelnen Sektoren ausreichend aussagekräftig sind. In jedem Fall muss die gesamte Umwandlungskette berücksichtigt werden, wie dies in Kapitel 3.7 aufgezeigt wird.

Zusammenfassend wird Energieeffizienz auch in Zukunft eine bedeutende Rolle in unserem Energiesystem spielen. Sie bleibt eine wichtige Kenngröße neben zum Beispiel Treibhausgasausstoß, Endenergieverbrauch etc., um die verschiedenen Umwandlungspfade und Sektorkopplungsoptionen vergleichend bewerten und eine Optimierung des Energiesystems insgesamt erreichen zu können.

3.2 Optionen für die Industrie

Der industrielle Bereich ist für rund 30 Prozent des Endenergieverbrauchs verantwortlich. Im Vergleich zu den anderen Bereichen ist der industrielle Energiebedarf durch eine Vielfalt der eingesetzten Energieträger gekennzeichnet. Der dominante Energieträger in der aktuellen industriellen Nutzung ist Erdgas.

3.2.1 Struktur des industriellen Energieeinsatzes

Die energieintensive Grundstoffindustrie (Chemie, Metallerzeugung, Kokerei und Mineralölverarbeitung, Glaswaren, Keramik, Steine und Erden sowie Papier und Pappe) ist für mehr als 75 Prozent des industriellen Energieeinsatzes verantwortlich, wie Abbildung 10 zeigt. Davon entfallen etwa zwei Drittel

53 Fischedick/Grunwald 2017.

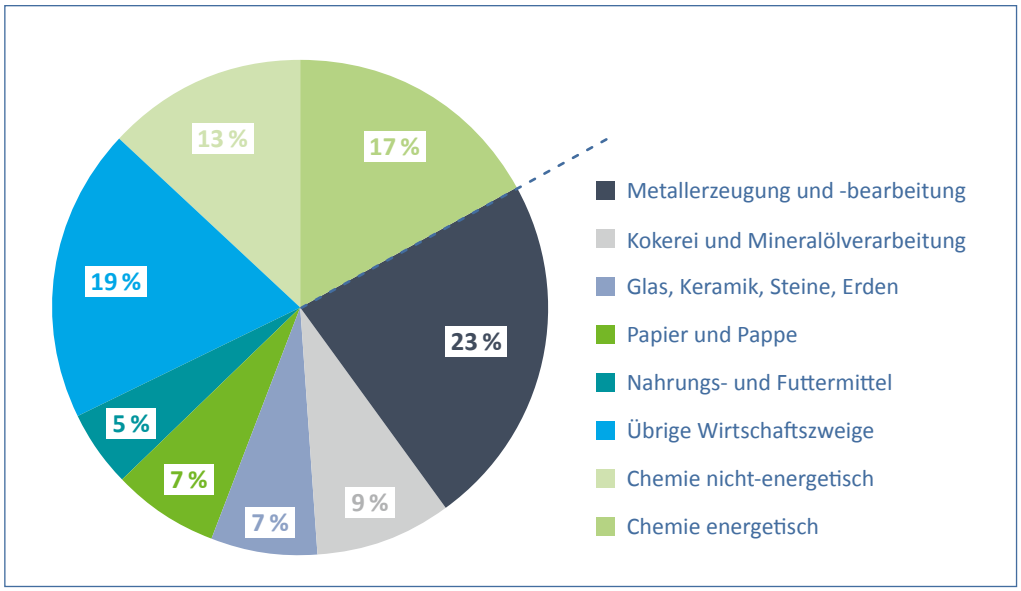


Abbildung 10: Endenergiebedarf der deutschen Industrie in 2015*
*Statistisches Bundesamt 2016; Statistisches Bundesamt 2015.

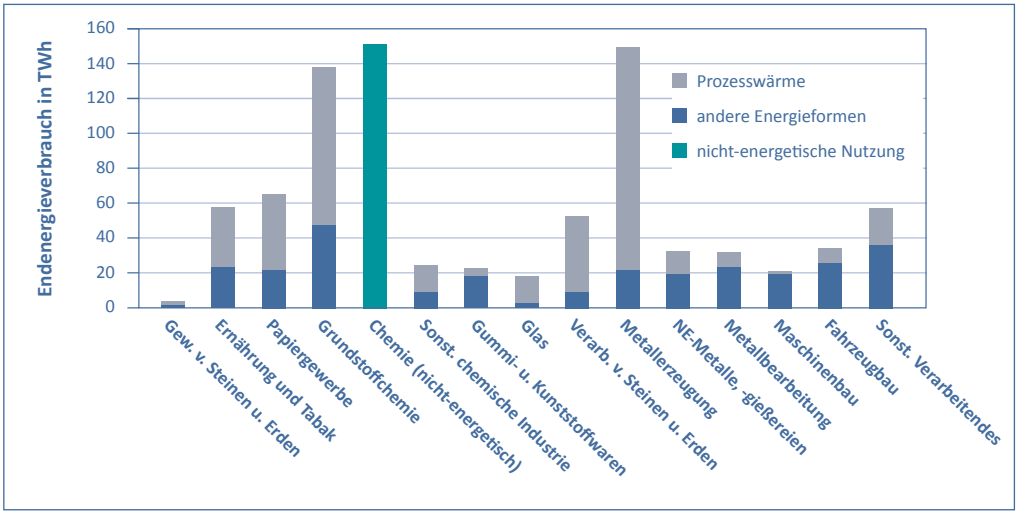


Abbildung 11: Industrieller Endenergieverbrauch aufgeschlüsselt nach Branchen*
*Fraunhofer ISI 2016 und eigene Darstellungen auf Basis des Statistischen Bundesamtes (Statistisches Bundesamt 2016).

auf Prozesswärme[54], vgl. Abbildung 11 Industrielle Prozesswärme macht etwa 20 Prozent des Endenergieverbrauchs in Deutschland aus.

3.2.2 Energieeinsatz in der Grundstoffindustrie

Der industrielle Wärmebedarf ist sehr branchenspezifisch. Generell werden für Metallerzeugung und keramische Umwandlungen sehr hohe Temperaturen von über 1.000 °C benötigt. Chemische Umwandlungen dominieren den Bereich von 500 bis 1.200 °C. Die chemische Industrie und die Papierindustrie haben im Temperaturbereich zwischen 100 und 500 °C einen ähnlich hohen Bedarf, während primär die chemische Industrie und die Lebensmittelindustrie im Temperaturbereich unter 100 °C ihre Verfahren zum Einsatz bringen. Der Energiebedarf, aufgeteilt nach den Temperaturniveaus und den verschiedenen Branchen zugeordnet, wird in Abbildung 12 gezeigt.

54 BMWi 2017-3.

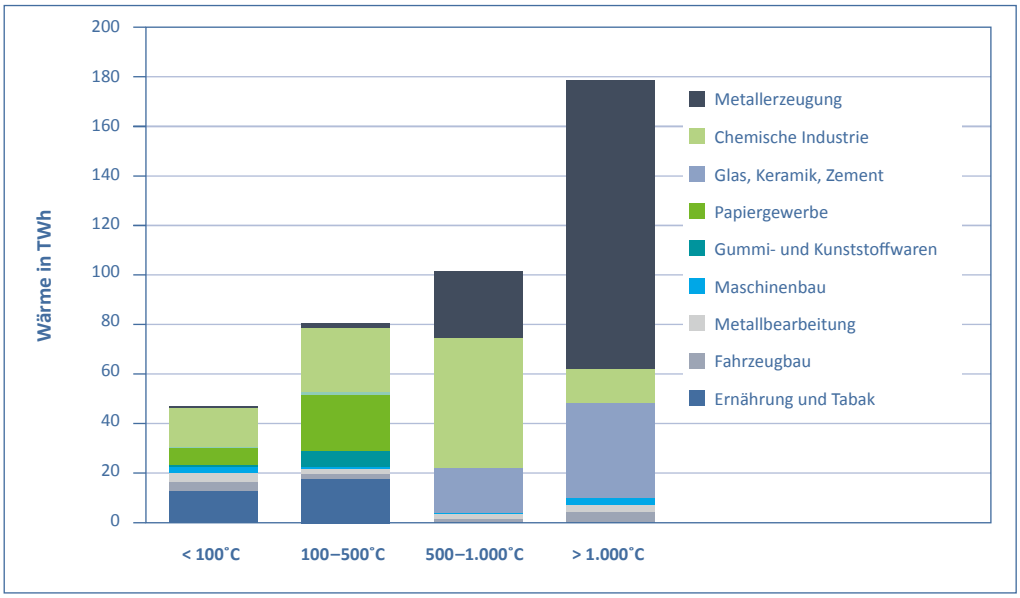


Abbildung 12: Wärmebedarf in der Industrie aufgeschlüsselt nach Temperaturniveaus*
*Kattenstein et al. 2002; AGEB 2017-4.

Der Bedeutung des Energieeintrags in die Prozessketten der Grundstoffindustrie wird mit dem Begriff „Prozesswärme“ nicht ausreichend Rechnung getragen, da der Eindruck entsteht, man könne diese Energie durch Effizienzmaßnahmen beliebig reduzieren. In einigen Fällen müssen neben dem reinen Energieeintrag auch andere Prozessspezifikationen durch den Energieträger erfüllt werden. So kommt beispielsweise Koks als primäres Reduktionsmittel im Hochofenprozess auch deshalb zum Einsatz, da es auch bei 1.500 °C über eine ausreichende mechanische Stabilität verfügt und damit verhindert, dass die Schichtung in sich zusammenfällt – eine Bedingung, die ein Gas nicht erfüllen kann.

Ein Großteil der Energie in den Prozessen der Grundstoffindustrie wird für chemische Umwandlungen und physikalische Phasentransformationen benötigt. Sie geht damit direkt in das Material (Produkt) ein und ist thermodynamisch notwendig. Es ist die Energie, die nötig ist, um aus Sand und Mineralien Glas oder Keramik herzustellen, aus Erdöl die Monomere für die Kunststoffproduktion, aus Erdgas und Luft Ammoniak und Düngemittel oder aus Erzen Stahl und Aluminium. Dieser Teil des Energiebedarfs kann nicht durch Effizienzmaßnahmen verringert werden. Bei der technischen Umsetzung von Prozessen fallen weitere Prozessschritte und energetische Verluste an. Durch Effizienzmaßnahmen können lediglich die Verluste reduziert werden. Der Gesamtenergiebedarf kann sich lediglich dem thermodynamisch definierten Minimum annähern.

Die grundlegenden Prozesse in der Grundstoffindustrie sind inzwischen seit Jahrzehnten implementiert und wurden kontinuierlich optimiert. In aller Regel sind sie technisch sehr weit entwickelt und haben nur noch ein verhältnismäßig geringes Effizienzpotenzial.

Ein Beispiel ist die Zementherstellung: Der thermische Energiebedarf wird wesentlich durch die Kalzinierungsreaktion bei der Klinkerherstellung bestimmt. Der theoretische Brennstoffbedarf, also der thermodynamische Energiebedarf für die Kalzinierung, macht bezogen auf den aktuellen Brennstoffeinsatz zwischen 45 bis 50 Prozent aus. Die notwendige Trocknung der Einsatzstoffe ist abhängig von der jeweiligen Bezugsquelle der Einsatzstoffe und macht durchschnittlich rund 20 Prozent des aktuellen Brennstoffeinsatzes aus. Die Entwicklung des spezifischen Brennstoffenergieeinsatzes für die Zementproduktion ist in Abbildung 13 dargestellt.

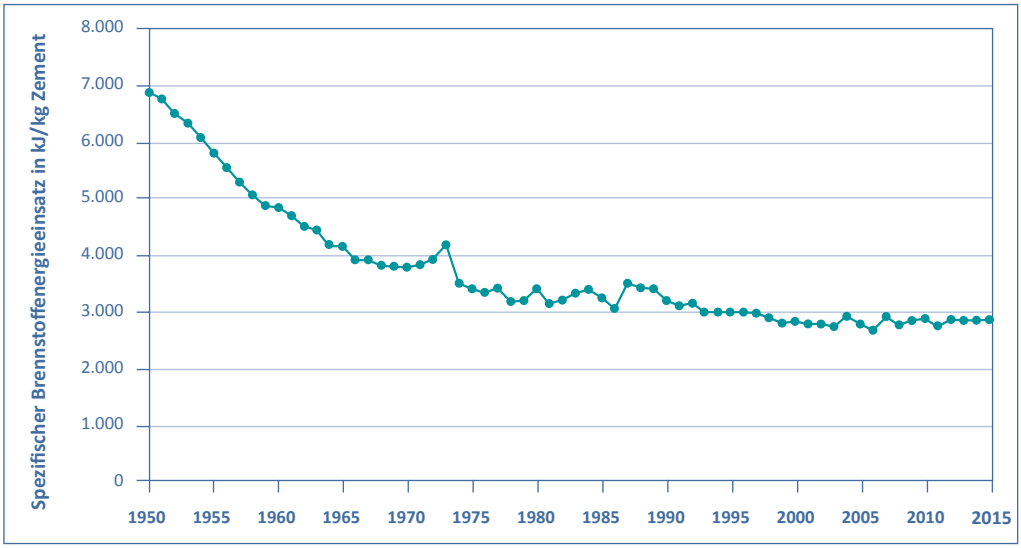


Abbildung 13: Entwicklung des spezifischen Brennstoffenergieeinsatzes für die Zementproduktion (Berücksichtigung der neuen Bundesländer ab 1987)*

*VDZ 2016-1, S. 12, und persönliche Kommunikation.

Der Brennstoffenergieeinsatz zeigt Variationen in Abhängigkeit von den eingesetzten Brennstoffen. Ein kurzfristiger Anstieg nach 1970 ist auf Änderungen des Brennstoffeinsatzes im Zusammenhang mit der Ölkrise zurückzuführen. Der thermische Energiebedarf der Zementindustrie in Deutschland wird heute überwiegend durch alternative Brennstoffe wie aufbereitete Gewerbe- und Siedlungsabfälle, Altreifen, Altöl oder Klärschlamm gedeckt (64,6 Prozent in 2015)[55]. Der zusätzliche elektrische Energiebedarf von etwa 12 Prozent insgesamt (111 kWh/t Zement) entfällt überwiegend auf die Prozessschritte zur Mahlung des Zements sowie zur Zerkleinerung und Mahlung der Rohstoffe. Die Energieeffizienz der Zementherstellung ist wie alle Prozesse der energieintensiven Grundstoffindustrie stark abhängig von der Qualität der verwendeten Roh- und Brennstoffe.

Die folgende Tabelle 3 stellt den gegenwärtigen Stand der Technik in Deutschland und die beste verfügbare Technologie für ausgewählte Prozesse gegenüber. Neben der hohen Effizienz der Prozesse zur Herstellung der Primärprodukte ist der stark reduzierte Energiebedarf der Recyclingverfahren gegenüber den Primärverfahren augenfällig. In diesen Fällen entfällt im Wesentlichen die chemische Stoffumwandlung (zum Beispiel die Reduktion des Eisenerzes), und es dominiert der Energiebedarf der physikalischen Phasenumwandlung (zum Beispiel Schmelzen) mit anschließender Aufreinigung, was zu einem deutlich verringerten Energiebedarf in der Prozesskette führt.

Einige der Verfahren stoßen prozessbedingt Treibhausgase aus, zusätzlich zu eventuellen energiebedingten Emissionen, da Kohlenstoff (aus fossilen Energieträgern oder aus karbonatischen Mineralien) als CO_2 emittiert wird. Diese Emissionen sind unabhängig von der Effizienz des Prozesses und können nicht vermieden werden. Nur ein Wechsel zu einem anderen Herstellungsverfahren oder der Einsatz von „Carbon-Capture-and-Storage (CCS)“- oder „Carbon-Capture-and-Usage (CCU)“-Technologien kann hier zu einer Emissionsminderung führen.

55 VDZ 2015.

Produkt	Verfahren	Energieverbrauch, beste verfügbare Technologie	Durchschnittlicher Energieverbrauch	Prozessbedingte THG-Emissionen	Produktionsmenge 2015	Energieverbrauch 2015	Prozessbedingte THG-Emissionen 2015
Brennstoffbasierte Verfahren							
Einheit		GJ/t	GJ/t	tCO_2eq/t	kt	PJ	Mio. t CO_2eq
Stahl[a)]	Hochofenprozess (integrierte Route)	17,88	17,86[b)]	1,744[c)]	30.000	535,8	53,8[d)]
Ethylen, Propylen, BTX etc.[e) o) p)]	Naphtha-Cracker	12,0	12,2	0	14.305	174,5	0[f)]
Ammoniak[g) o) p)]	Haber-Bosch-Verfahren	9,0	16,6	0,972	2.372	39,4	2,3
Zementklinker	Klinkerherstellung	3,6[h)]	3,8[i)]	0,540	23.355[i)]	89,5	12,6
Behälterglas[j)]	Behälterglasherstellung	3,8[k)]	7,2[l)]	≤0,15[m)]	3.934	28,3	0,2
Flachglas[j)]	Flachglasherstellung	6,3[k)]	9,0[l)]	≤0,15[m)]	2.143	19,3	0,3
Strombasierte Verfahren							
Einheit		MWh/t	MWh/t	tCO_2eq/t	kt	TWh	Mio. t CO_2eq
Stahl	Elektrostahlroute (Recycling)	0,4	0,7	0,085	12.600	8,8	1,1[d)]
Aluminium[n)]	Aluminiumelektrolyse	14,3	15	1,52	570	8,6	0,9
Aluminium	Aluminiumschmelze (Recycling)		0,8	0,19	620	0,5	0,2
Chlor (mit Natronlauge, Wasserstoff)[o) p)]	Chloralkali-Elektrolyse	2,2 (Membran-Verfahren)	2,4	0	3.867	9,3	0

Tabelle 3: Stand der Technik für ausgewählte brennstoffbasierte und strombasierte Verfahren der Grundstoffindustrien.
a) Daten des VDEh, persönliche Kommunikation; ESTEP 2014; **b)** Es wird nicht die gesamte Prozesskette in Deutschland von allen Betreibern vollständig abgebildet. Daher ist dieser Wert geringer als der Wert für die beste verfügbare Technologie, welcher die gesamte Prozesskette berücksichtigt; **c)** Eine Unterscheidung zwischen prozessbedingten Emissionen und anderen Emissionen ist nicht möglich; **d)** Prozess- und energiebedingte Emissionen; **e)** Zuzüglich Energiegehalt des Feedstock: 42 GJ/t; **f)** CO_2-Emissionen werden als energiebedingt und nicht prozessbedingt gewertet; **g)** Zuzüglich Energiegehalt des Feedstock: 18,6 GJ/t; **h)** Europäischer Wert für BAT für 2020 aus Hoenig et al. 2013; **i)** VDZ 2016-2: Tabelle A.2, Tabelle A.13 nur Brennstoffeinsatz; **j)** Daten der HVG und BVG auf Basis von VDI-Richtlinie 2578; **k)** Bezugswert für das Schmelzaggregat, abhängig vom Scherbenanteil, Scherbenaufkommen in D für Behälterglas: 2.000 kt.; **l)** Wert für den Gesamtprozess, abhängig vom Scherbenanteil; **m)** Abhängig vom Scherbenanteil und von den Einsatzstoffen (Karbonate); **n)** Daten von TRIMET Aluminium SE, persönliche Kommunikation; **o)** Bazzanella et al. 2017; **p)** Produktionsmengen aus Chemiewirtschaft in Zahlen (VCI 2016).

3.2.3 Zukünftige Optionen zur Reduzierung des industriellen Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen

Substitution der bestehenden Verfahren

Eine Verminderung des Energiebedarfs für die Materialumwandlung ist nur durch den Wechsel zu anderen (energiereicheren) Einsatzstoffen und/oder durch andere Verfahren möglich. Auch brauchen vermeintlich „nachhaltigere“ Verfahren nicht notwendigerweise weniger Energie. So benötigt die konventionelle Bereitstellung von Ammoniak, das heißt Wasserstoffbereitstellung über Dampfreformierung von Erdgas und Stickstoff aus der Luft durch den zweiten Reformer, für die energetische Umwandlung durchschnittlich 16,6 GJ/t (4,6 MWh/t) pro Tonne Ammoniak, zuzüglich 18,6 GJ/t (5,2 MWh/t) Ammoniak für den Feedstock, das heißt den Energiegehalt des Produktes. Diese Energie wird im Wesentlichen über Erdgas bereitgestellt. Hierbei fallen rund zwei Tonnen Kohlendioxid pro Tonne Ammoniak an.

Ein alternativer, „nachhaltigerer“ strombasierter Prozess würde Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser bereitstellen und Stickstoff durch eine Luftzerlegung zur Verfügung stellen. Ein solches Verfahren würde rund 11,1 MWh[56] benötigen, was erst bei spezifischen Emissionen von weniger als 180 gCO_2/kWh, also etwa ab einem Drittel der aktuellen spezifischen Emissionen von Strom, zu einem äquivalenten Ausstoß von CO_2 gegenüber dem konventionellen, erdgasbasierten Verfahren führen würde.

Eine erhöhte Nachhaltigkeit der elektrischen Verfahren ist nur gegeben, wenn das Stromsystem weitgehend defossilisiert ist. Bei einer konsequenten Elektrifizierung der Verfahren aus der Grundstoffindustrie entsteht ein beträchtlicher Strommehrbedarf, der durch zusätzlichen Ausbau an erneuerbarer Stromerzeugung zu decken wäre. So würde allein die Produktion von Ammoniak im aktuellen Umfang auf Basis der alternativen Route zu einem zusätzlichen Strombedarf von rund 26 TWh führen, etwa 5 Prozent des aktuellen Netto-Strombedarfs beziehungsweise einem Drittel der Strommenge, die aktuell durch Windkraft erzeugt wird.[57]

Weiterhin ist zu beachten, dass eine bedeutende Menge des Ammoniaks zu Harnstoff weiterverarbeitet wird und hierfür 1,3 Tonnen CO_2 pro Tonne NH_3 benötigt werden, die aktuell aus dem Verfahren der Dampfreformierung abgetrennt und in die Harnstoffsynthese eingebracht werden. Prinzipiell kann auch eine andere CO_2-Quelle genutzt werden, wofür ein zusätzlicher Energiebedarf für die CO_2-Bereitstellung berücksichtigt werden muss.

Recycling

Eine Erhöhung der Recyclingquote ist eine vielversprechende Option zur Reduzierung des Energiebedarfs in der Grundstoffindustrie, da viele Grundstoffe ohne Qualitätsverlust recycelt werden können. Das Recycling ist in der Regel deutlich weniger energieaufwendig als die Herstellung der Primärsubstanz. Allerdings hängt der mögliche Beitrag des Recyclings von der weiteren Entwicklung des Verbrauchs, der Lebensdauer der entsprechenden Produkte und der Rückführungsquote ab. Die Herausforderungen liegen hauptsächlich in der Logistik bezüglich Sortenreinheit, Aufarbeitung der rückgeführten Produkte und möglicher Anwendungen, da nicht alle Materialien bei angemessenem Aufwand auf die gleiche Qualität wie die Primärprodukte zurückgeführt werden können. Bei der Herstellung von Glasbehältern (Flaschen, Konservenglas etc.) werden in Deutschland heute schon Recyclingraten von fast 90 Prozent erzielt, wie in Abbildung 14 dargestellt.

Elektrifizierung des thermischen Energieeintrags

Aktuell wird ein Großteil der thermischen Hilfsenergie bereits in hocheffizienten, in der Regel wärmegeführten KWK-Anlagen auf Basis von Erdgas erzeugt. Die benötigte thermische Leistung und das Temperaturniveau können aktuell nicht über Wärmepumpen konkurrenzfähig bereitgestellt werden. Eine Lösung für dampfbasierte Systeme ist der Einsatz von Elektrodenkesseln, die jedoch nicht den Wirkungsgradvorteil von Wärmepumpen aufweisen und daher erst auf Basis eines Strommix mit spezifischen Emissionen von weniger als 200 gCO_2/kWh zu einer Netto-Reduktion des Treibhausgasausstoßes beitragen[58]. Brennstoffbasierte Prozesse bei hohen Temperaturen von über 500 °C sind nur schwer mit direkten elektrischen Prozessen zu versorgen.[59]

56 Bazzanella et al. 2017.

57 BMWi 2017-3.

58 Dies entspricht einer Reduzierung von 74 Prozent im Strommix gegenüber 1990 (761 gCO_2/kWh).

59 Eine ausführliche Diskussion findet sich beispielsweise in Nägler et al. 2016.

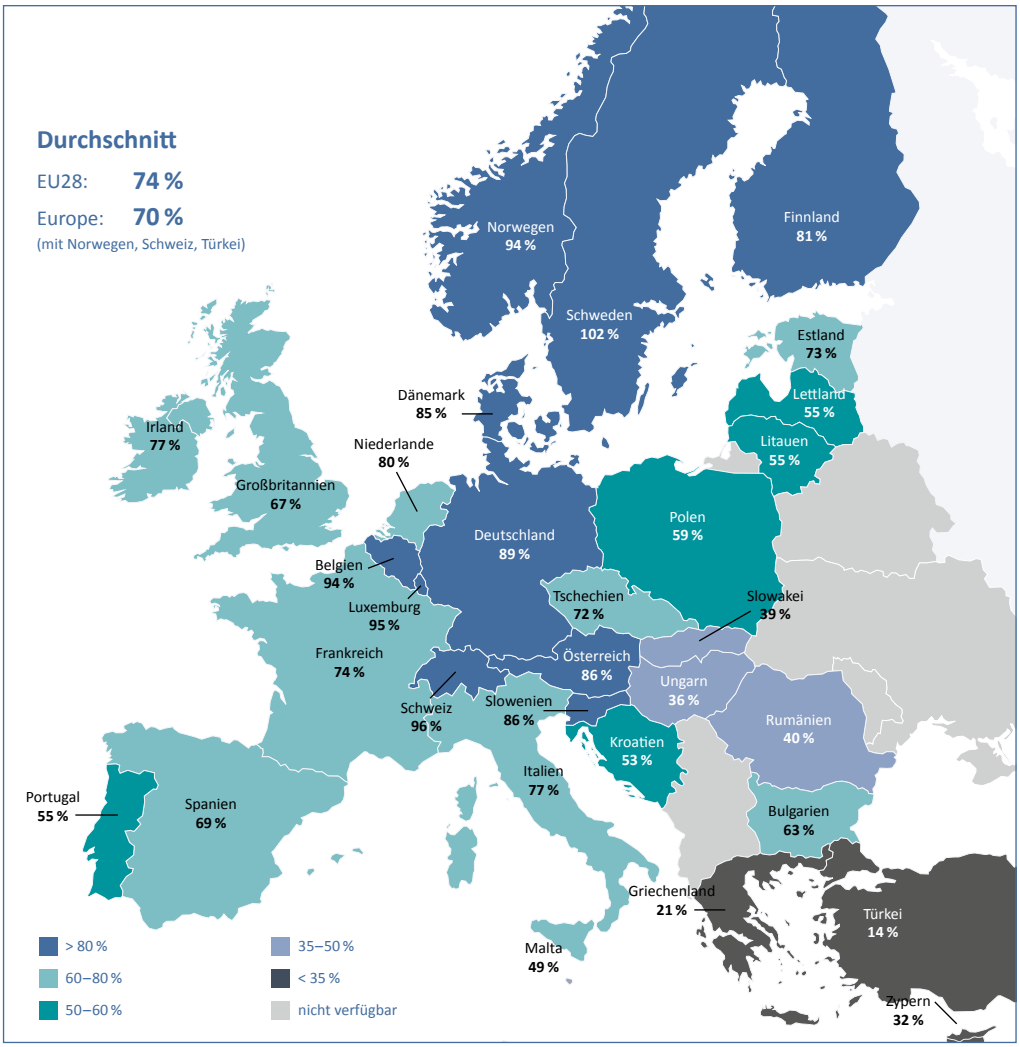


Abbildung 14: Rücklaufquoten für Behälterglasrecycling in Europa für 2014*
*FEVE 2016

Nutzung industrieller Abwärme

Die Nutzung industrieller Abwärme ist ein weiterer Bereich, der einen Beitrag zur Verringerung des Gesamtenergiebedarfs beziehungsweise der Treibhausgasemissionen leisten kann. Industrielle Abwärme wird bereits heute so weit wie möglich in die bestehenden Prozesse integriert und reduziert damit den industriellen Energiebedarf. Je nach betrachteten Verfahren fallen jedoch große Wärmemengen auf Temperaturniveaus an, die für den industriellen Prozess oder die Nachbarprozesse nicht geeignet sind, wohl aber zur Versorgung von Raumwärme und Warmwasser genutzt werden könnten. Industrielle Abwärme kann bilanziell als CO_2-frei betrachtet werden, da das Produkt bereits mit den Emissionen belastet wurde. Im Gegensatz zum saisonalen Energiebedarf für Heizungen fällt industrielle Abwärme allerdings über das gesamte Jahr an. Die Hindernisse auf technischer Seite liegen in einer effizienten Anbindung an Nah- und Fernwärmenetze. Auch eingefahrene Denkmuster in produzierenden Industrieunternehmen können eine Herausforderung darstellen, da die Potenziale häufig nicht gesehen werden beziehungsweise der damit verbundene Aufwand gescheut wird. Aufseiten der Fernwärmeversorger, die über natürliche Monopole verfügen und die Netze mit eigenen Kraftwerken versorgen, bestehen kaum Anreize, externe Wärmequellen einzukoppeln.

3.3 Strom als Endenergieträger – direkte Elektrifizierung

Bei der direkten Elektrifizierung wird Strom als Endenergieträger verwendet. Heizungen, Fahrzeuge und Industrieprozesse werden statt wie bisher mit Brenn- beziehungsweise Kraftstoffen – anteilig oder vollständig – mit Strom betrieben. Oftmals wird ein Zukunftsszenario, in dem diese Variante der Sektorkopplung dominiert, als „Almost All-Electric World" bezeichnet.

3.3.1 Anwendungen und Potenziale

Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser

Im Jahr 2015 wurden für die Bereitstellung von Raumwärme 666 TWh und für die Warmwasserbereitung 123 TWh an Endenergie eingesetzt, überwiegend Erdgas und Erdöl.[60] Während der Energiebedarf für Brauchwassererwärmung über das Jahr weitgehend konstant anfällt, schwankt der Bedarf an Raumwärme saisonal stark. Soll Wärme in Zukunft zunehmend aus Strom erzeugt werden, so muss die Auswirkung dieses saisonalen Bedarfs auf die Stromlastkurve berücksichtigt werden.

Die Erzeugung von Wärme aus Strom wird heute oft als „**Power to Heat**" (PtH) bezeichnet. Die einfachste Methode ist ein Heizstab, quasi ein „Tauchsieder" im Heizwasser. Dabei wird der elektrische Strom zu nahezu 100 Prozent in Wärme umgewandelt. Wärmepumpen hingegen können pro Einheit elektrischen Stroms je nach Bedingungen zwischen rund zwei bis fünf Einheiten Heizwärme erzeugen.[61] Dabei wird der Strom genutzt, um Energie aus der Umgebungsluft, dem Grundwasser oder dem Erdreich auf die gewünschte Heiztemperatur „anzuheben". Wärmepumpen können als Gebäudeeinzelheizungen installiert oder in Wärmenetze integriert werden. Im zweiten Fall kommen Großanlagen mit Wärmeleistungen im Megawatt-Bereich zum Einsatz. Wärmepumpen sind umso effizienter, je geringer der Temperaturunterschied zwischen Energiequelle und gewünschter Heiztemperatur ist. Sie sind daher besonders gut für Niedertemperaturheizungen (zum Beispiel Fußbodenheizungen) geeignet, bei denen das Heizwasser nur auf 35 °C erwärmt werden muss. Zu beachten ist allerdings, dass Heizungssysteme, die auch Warmwasser bereitstellen, dieses auf mindestens 60 °C aufheizen müssen, um hygienische Anforderungen zu erfüllen.

Würde der komplette Bestand von 19 Millionen Öl- und Gaskesseln durch Wärmepumpen ersetzt, so würde dies bei gleich bleibendem Wärmebedarf wie bisher zu einem zusätzlichen Strombedarf von rund 120 bis 130 TWh führen.

Insbesondere bei Luftwärmepumpen besteht die Möglichkeit, dass der Wärmebedarf an besonders kalten Tagen nicht sicher gedeckt werden kann. Daher wird meist zusätzlich ein Heizstab installiert, um die Wärmepumpe bei sehr niedrigen Außentemperaturen zu unterstützen.[62] Alternativ kann die Wärmepumpe mit einer Erdgas-, Öl- oder Holzheizung kombiniert werden. Von etlichen Herstellern werden sogenannte Hybridwärmepumpen angeboten, in denen eine elektrische Wärmepumpe mit einem Gaskessel in einem Gerät angeordnet ist.

Bei sehr gut isolierten Gebäuden kann der verbleibende Heizbedarf unter Umständen auch mit elektrischer Direktheizung in Form von Infrarotstrahlern gedeckt werden.[63] Aufgrund des sehr viel niedrigeren Installationsaufwands kann diese Lösung kostengünstiger sein als eine Wärmepumpenheizung.

60 BMWi 2016-4.

61 Es gibt eine Vielzahl verschiedener Ausführungen von Wärmepumpen, wobei sich technische Parameter und Kosten erheblich unterscheiden. Neben stromgetriebenen Wärmepumpen gibt es auch sogenannte Gaswärmepumpen, die mit Erdgas betrieben werden.

62 Energie-Experten 2017.

63 Busse 2016.

Bereitstellung von Prozesswärme

Industrieprozesse benötigen Wärme bei Temperaturen von bis zu über 1.000 °C und zugleich oftmals sehr große Leistungen. Die mögliche Form der Bereitstellung von Prozesswärme hängt stark vom jeweiligen Prozess ab. Die Möglichkeit einer anteiligen oder vollständigen Elektrifizierung ist im Einzelfall zu prüfen. Zur Erzeugung von Prozessdampf eignen sich vor allem Elektrodenheizkessel. Im Vergleich zu einfachen Tauchsiedern können bei Elektrodenkesseln deutlich höhere Spannungen angelegt (kV-Bereich) und damit höhere Leistungen erzielt werden; die Umwandlungseffizienz liegt nahe 100 Prozent. Für industrielle Hochtemperaturprozesse kann Strom auch in Form von Widerstandsheizungen, als Lichtbogen oder über Induktion (zum Beispiel in Gießereien) thermische Energie in den Prozess eintragen.

Bereitstellung von Mobilität

Wie in Abschnitt 2.3.4 dargestellt, sind die Anforderungen der verschiedenen Fortbewegungsmittel an die Energieversorgung sehr unterschiedlich. Dementsprechend können einige relativ leicht elektrifiziert werden, während es für andere nicht oder nur schwer möglich erscheint. Insgesamt werden im Verkehrssektor heute etwa 900 TWh Primärenergie pro Jahr eingesetzt, woran der Straßenverkehr den weitaus größten Anteil hat.

Bei schienengebundenen Fahrzeugen, also Eisenbahnen, U-Bahnen und Straßenbahnen, kommen elektrische Antriebe bereits zum Einsatz, da diese problemlos über Oberleitungen mit Strom versorgt werden können. Derzeit macht Strom im Verkehrssektor (Schiene und Straße) allerdings nur 2 Prozent der Endenergie aus[64]. Eine Zunahme der Stromnutzung im Schienenverkehr kann einerseits durch die Elektrifizierung weiterer, heute noch nicht elektrisch betriebener Streckenabschnitte erfolgen und andererseits durch eine höhere Auslastung und gegebenenfalls auch Erweiterung des Schienennetzes.

Um Strom für den motorisierten Individualverkehr zu nutzen, kommen entweder Fahrzeuge mit Brennstoffzellen (siehe Kapitel 3.4) oder Batteriefahrzeuge infrage. Aufgrund der vergleichsweise geringen Reichweite sind Batteriefahrzeuge heute vor allem für den Großstadtverkehr geeignet. Die begrenzte, praktisch gesicherte Reichweite[65] von 100 bis 250 Kilometern stellt vor allem für Überlandfahrten insbesondere in Verbindung mit der nicht flächendeckend vorhandenen Ladeinfrastruktur derzeit eine signifikante Einschränkung dar.[66] Allerdings ist weltweit ein hochdynamischer Trend zur Weiterentwicklung von Batteriesystemen zu beobachten, die bereits eine höhere Leistungsdichte und eine signifikante Kostenreduktion erbracht hat und weiter erbringen wird. Für den Erfolg der Elektromobilität wird die Entwicklung der Batterietechnik und deren Kosten von zentraler Bedeutung sein.

Für den Schwerlastfernverkehr sind batteriebetriebene Fahrzeuge aufgrund der langen Strecken und des hohen Gewichts weniger geeignet.[67] Aus diesem Grund werden hier von verschiedenen Akteuren Oberleitungs-Lkw als Option vorgeschlagen.[68] Die Lkw können mit einem zusätzlichen Antrieb ausgestattet sein, sodass sie sich vom Oberleitungsnetz abkoppeln und auch Strecken ohne Oberleitungen befahren können.[69] Damit die Technologie sinnvoll eingesetzt wer-

64 BMWI 2016-3.

65 Teilweise werden höhere theoretische Reichweiten angegeben, die zusätzlichen Strombedarf beispielsweise durch Licht und Klimaanlage nicht berücksichtigen.

66 Einzelne Modelle haben Reichweiten bis über 500 Kilometer, kosten aufgrund der teuren Batterie aber ein Vielfaches der Modelle mit niedrigeren Reichweiten (vgl. Elektroauto-News 2017).

67 UBA 2016-4.

68 Fraunhofer IWES 2015.

69 Frankfurter Rundschau 2017.

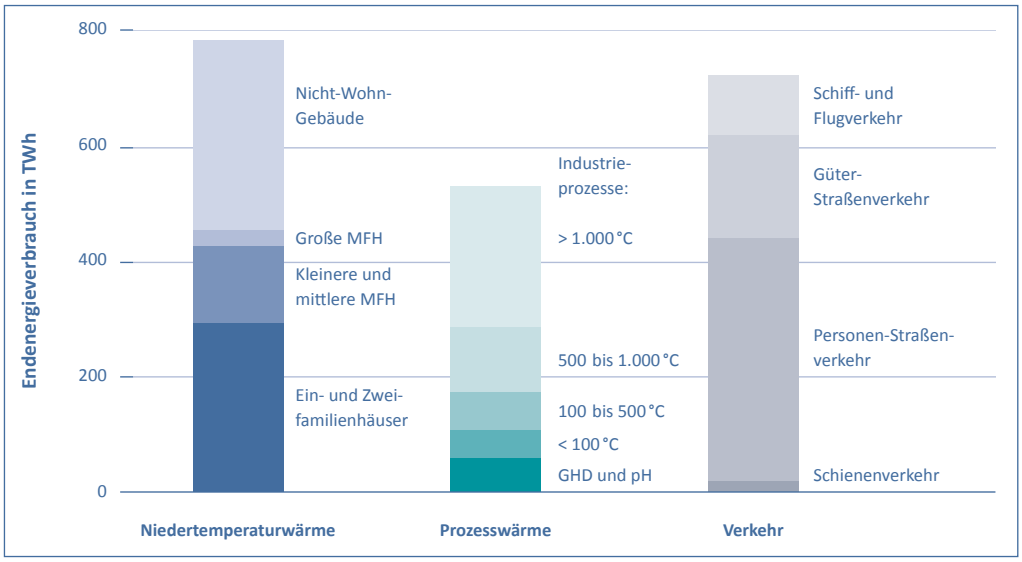


Abbildung 15: Endenergieverbrauch in den Nutzungsbereichen Niedertemperaturwärme, Prozesswärme und Verkehr im Jahr 2015.* Die Nutzungsbereiche sind jeweils weiter aufgeteilt. Die Abkürzungen stehen für: MFH: Mehrfamilienhaus; IP: Industrieprozesse; GHD: Gewerbe, Handel und Dienstleistungen; pH: private Haushalte.
*Eigene Berechnungen auf Basis von BMWi 2017-1 sowie folgenden Daten: Niedertemperaturwärme: Palzer et al. 2016; Prozesswärme: Kattenstein et al. 2002; Fraunhofer ISI 2016; AGEB 2017-4; Verkehr: UBA 2017-2; BDEW 2015; AGEB 2017-4.

den kann, ist ein umfangreiches Netz an Oberleitungen erforderlich, das sich möglichst über ganz Europa ausdehnen sollte.[70] Auch im Lastverkehr gibt es jedoch Anwendungsbereiche vor allem im innerstädtischen Bereich, bei denen batteriebetriebene Fahrzeuge eine sinnvolle Option darstellen können.[71]

Für Flugzeuge ist die direkte Elektrifizierung aufgrund der großen benötigten Energiemengen zwischen zwei Beladevorgängen und des hohen Gewichts der Batterien, das sich im Flugverkehr besonders nachteilig auswirken würde, nicht geeignet. Lediglich für die Versorgung am Boden sind direkte Elektrifizierungskonzepte denkbar. Auch für den Schiffsverkehr ist eine direkte Elektrifizierung sehr fraglich.

Neben technischen Konzepten für neue Antriebssysteme werden im Rahmen der Verkehrsplanung seit Langem auch Möglichkeiten der Verkehrsvermeidung und -verlagerung („Modal Shift“) diskutiert (zum Beispiel Güterverkehr: Verlagerung des Verkehrs auf die Schiene; Personenverkehr: Stärkung des Fuß- und Radverkehrs und des öffentlichen Personennahverkehrs). Teilweise können durch neue Verkehrskonzepte und technische Lösungen Synergieeffekte entstehen. Beispielsweise können neue Geschäftsmodelle wie Car-Sharing das Problem der geringen Reichweite von Elektroautos entschärfen, da der Kundschaft unterschiedliche Fahrzeuge für wechselnde Reichweitenbedarfe zur Verfügung gestellt werden können. Autonomes Fahren könnte signifikant zur Stauvermeidung und zum energie-effizienteren Fahren beitragen, jedoch durch Rebound-Effekte auch zu einer überproportionalen Erhöhung der gefahrenen Kilometer und damit des Energieverbrauchs führen. Die Potenziale solcher neuen Verkehrskonzepte werden im Weiteren nicht diskutiert.[72]

Abbildung 15 zeigt den Endenergieverbrauch im Jahr 2015 in den drei Nutzungsbereichen Niedertemperatur-

70 UBA 2016-4.

71 Daimler 2017.

72 Für den Personenverkehr müsste beispielsweise die Bereitschaft der Verbraucherinnen und Verbraucher analysiert werden, vom Auto auf öffentliche Verkehrsmittel umzusteigen, was außerhalb des Rahmens dieser Arbeit liegt. Einige Aspekte dieser Fragestellung werden in Fischedick/Grunwald 2017 diskutiert.

wärme, Prozesswärme und Verkehr. Um zu veranschaulichen, wie groß das Potenzial einer direkten Elektrifizierung in diesen Bereichen jeweils ist, wurden diese Nutzungsbereiche weiter in Gebäudetypen, Prozesstemperaturen und Verkehrsarten („Modal Split“) unterteilt. Inwieweit es gelingen kann, die Bereiche zu elektrifizieren, hängt allerdings von vielen verschiedenen Faktoren ab. Nicht zuletzt spielt die Akzeptanz der Verbraucherinnen und Verbraucher eine zentrale Rolle für die Umstellung.

Aus technischer Perspektive ist die direkte Elektrifizierung des Personenstraßenverkehrs, der knapp 60 Prozent des Endenergieverbrauchs im Verkehr ausmacht, grundsätzlich und zu einem großen Anteil möglich – einen umfassenden Ausbau der Ladeinfrastruktur vorausgesetzt.[73] Aufgrund der höheren Effizienz von Elektrofahrzeugen würde sich dabei gleichzeitig der Endenergiebedarf reduzieren lassen (vgl. hierzu auch Kapitel 3.7). Eine Elektrifizierung des Güterstraßenverkehrs (verantwortlich für rund ein Viertel des Endenergieverbrauchs im Verkehr) gestaltet sich hingegen schwieriger, wie bereits erwähnt, wobei für den Schiffs- und Flugverkehr heute keine rein elektrischen Lösungen absehbar sind.

Im Niedertemperaturbereich ist das technische Potenzial für eine direkte Elektrifizierung der Wärmeversorgung von Ein- und Zweifamilienhäusern sowie kleinen und mittleren Mehrfamilienhäusern relativ hoch; diese sind zusammen für über 50 Prozent des Endenergieverbrauchs verantwortlich. Hier ist allerdings zu beachten, dass Wärmepumpen und andere Power-to-Heat-Anwendungen nur bei einer gleichzeitig hohen Gebäudedämmung effizient eingesetzt werden können.[74] Bei größeren Gebäuden, wie großen Mehrfamilienhäusern und vielen Gewerbe- und Industriegebäuden, die zu den Nichtwohngebäuden zählen, ist der Einsatz von Wärmepumpen nicht immer möglich. Eine Bereitstellung der Raumwärme über Wärmenetze, die mit Großwärmepumpen und zentralen Wärmespeichern versorgt werden, bietet weitere Elektrifizierungsansätze.

Im Bereich der Prozesswärme wäre es grundsätzlich möglich, Anwendungen in privaten Haushalten sowie im Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (GHD) aufgrund der relativ niedrigen Temperaturniveaus auf eine direkte Stromnutzung umzustellen. Dies gilt auch für viele Industrieprozesse, die unter 100 °C betrieben werden. Zusammengenommen machen alle diese Anteile etwa ein Drittel des Endenergiebedarfs im Prozesswärmebereich aus. Obwohl mit strombasierten Verfahren sehr hohe Temperaturen erreicht werden können, wird es bei vielen Industrieprozessen nicht ohne Weiteres möglich sein, auf eine direkte Stromnutzung umzustellen. Die Prozesse sind oft speziell auf die gewünschten Produkte ausgerichtet, und die Brennstoffe nehmen häufig auch wichtige (chemische) Funktionen neben der reinen Bereitstellung von Wärme ein.[75] Dies gilt insbesondere für Hochtemperaturprozesse wie Koks- oder Stahlherstellung. Hier wird man die Brennstoffe möglicherweise durch synthetische Brennstoffe oder Biogas ersetzen müssen.

73 Die durchschnittliche Weglänge im motorisierten Individualverkehr betrug im Jahr 2012 etwa 16 Kilometer (Statistisches Bundesamt 2013-2), während im privaten Bereich Pkw nur selten für Strecken über 100 Kilometer genutzt werden (vgl. beispielsweise Gerike 2016). Um Langstreckenfahrten mit Batterie-Elektroautos zu realisieren, müsste ein flächendeckendes Tankstellennetz, idealerweise mit Schnellladestationen, errichtet werden.

74 UBA 2016-1; BMWi 2015.

75 Neben der Heterogenität der Industrieprozesse erschwert die schlechte Datenlage über die eingesetzten Brennstoffe, den Energiebedarf und die weiteren Anforderungen eine Abschätzung des Elektrifizierungspotenzials. Verschiedene Studien thematisieren diese Herausforderungen (vgl. Nägler et al. 2015). Eine Studie der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft beziffert das Elektrifizierungspotenzial von Industrieprozessen in Deutschland auf etwa 180 TWh, was einen Anteil von etwa 40 Prozent des Endenergieverbrauchs bedeuten würde (Gruber et al. 2015).

3.3.2 Merkmale und systemische Gesichtspunkte

Im Vergleich zur indirekten Elektrifizierung sind bei der direkten Elektrifizierung die Energieverluste in der Regel geringer, da der Strom direkt – oder allenfalls mit kurzen Zeitverschiebungen über Kurzzeitspeicher – in den Anwendungstechnologien eingesetzt wird und zusätzliche Umwandlungsschritte entfallen. Außerdem sind viele der Nutzungstechnologien (zum Beispiel Elektromotoren, Wärmepumpen) bezogen auf den Energieeinsatz sehr effizient. Allerdings muss zur Bewertung der technischen Effizienz die gesamte Nutzungskette betrachtet werden, von der Energieerzeugung bis zur Nutzung (vgl. Exkurs in Kapitel 2). Auch die Auswirkungen auf das gesamte Energiesystem müssen berücksichtigt werden: So kann die Fluktuation der Erneuerbaren an anderer Stelle Energieverluste und Kosten verursachen, zum Beispiel durch den Bedarf an Speichern oder häufiges An- und Abfahren flexibler Kraftwerke.

Da Strom nicht direkt speicherbar ist, muss er in eine speicherbare Energieform umgewandelt werden, um daraus später wieder Strom zu erzeugen. Dabei geht bei jedem Umwandlungsschritt Energie verloren. Batterien als effizienteste Speicher für elektrische Energie haben eine vergleichsweise geringe Energiedichte, und ihre Kosten skalieren mit der speicherbaren Energiemenge. Sie werden sich daher auch langfristig – selbst bei stark sinkenden Preisen – nur als Kurzzeitspeicher, typischerweise für eine Speicherung über einige Stunden, eignen. Ein Zubau an Pumpspeicherwerken, deren derzeitige Kapazität insgesamt nur 40 GWh beträgt, ist mangels geeigneter Standorte sowie aufgrund von Naturschutzvorgaben und Akzeptanzproblemen, selbst wenn sich ihre Rentabilität in Zukunft verbessern sollte, nur in sehr begrenztem Umfang möglich.[76] Für die Langzeitspeicherung über Wochen und Monate bleibt deshalb aus heutiger Sicht nur Umwandlung in chemische Energieträger wie Wasserstoff oder aus Wasserstoff hergestellte kohlenstoffhaltige Energieträger wie Methan.[77]

Techniken der direkten Elektrifizierung können in gewissem Umfang zur Flexibilisierung des Stromsystems beitragen, wenn zum Beispiel Wärmespeicher oder Batterien von Elektrofahrzeugen systemdienlich betrieben werden. Ob die positiven Effekte oder negative Effekte durch den zusätzlichen Stromverbrauch überwiegen, kann nur im Kontext des Gesamtenergiesystems analysiert werden.

Für den Beitrag zur CO_2-Vermeidung ist das zeitliche Zusammenspiel von zunehmender Elektrifizierung und Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entscheidend. Reicht der Zubau an Anlagen zur Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien nicht aus, um den zusätzlichen Bedarf durch eine stärkere Elektrifizierung zu decken, so kann dies zu einem Mehrverbrauch fossiler Energien für die Strombereitstellung führen.

Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser

Legt man den heutigen Strommix zugrunde, so sind die Treibhausgasemissionen einer Wärmepumpe zwar höher als die von Fernwärme aus einem Gaskraftwerk, jedoch niedriger als die einer lokal installierten Gas- oder Ölbrennwertheizung.[78] Im Detail werden die CO_2-Emissionen verschiedener Heizungssysteme in Abschnitt 3.7 diskutiert.

76 Eine Expertenschätzung im Rahmen des Projekts identifizierte ein technisches Gesamtpotenzial von 100 GWh in Deutschland (Elsner/Sauer 2015, S. 13).

77 Diese Technologien werden in Kapitel 3.4 und 3.5 diskutiert. Technisch ist eine Langzeitspeicherung auch in Pumpspeicherwerken möglich, allerdings würden dafür immense Kapazitäten an Speicherseen benötigt, die nicht verfügbar sind.

78 Ausfelder et al. 2015-2, S. 25.

Exkurs: Technische Effizienz von Anwendungstechnologien in Systemperspektive

Als Vorteil von Technologien, die Strom als Endenergie nutzen, wird oft ihre hohe Effizienz bezogen auf den Energieeinsatz angeführt. Wärmepumpen stellen sogar ein Vielfaches der eingesetzten elektrischen Energie als Heizwärme bereit und schneiden damit besser ab als Erdgasheizungen, die maximal 100 Prozent des Energiegehalts des Erdgases in Wärme umwandeln.

Auch Elektromotoren sind mit Wirkungsgraden im Bereich über 85 Prozent deutlich effizienter als Verbrennungsmotoren, deren Wirkungsgrad generell unter 50 Prozent liegt. Wichtiger als die eigentlichen Motorwirkungsgrade ist aber der Energieverbrauch pro Kilometer. Dieser ist bei ansonsten gleichem Fahrzeug bei der Benzinvariante fast dreimal so hoch wie bei der Elektrovariante.[a)] Sowohl bei Benzinautos als auch bei Elektroautos weicht der Energieverbrauch im realen Betrieb teilweise erheblich von den im normierten Fahrzyklus gemessenen Werten ab. Eine Studie aus Dänemark ermittelte für drei Elektrofahrzeuge im realen Betrieb einen Energieverbrauch von 18,3 kWh pro 100 Kilometer – 46 Prozent höher als in den technischen Spezifikationen der Hersteller angegeben.[b)] Bei niedrigen Außentemperaturen kann der Strombedarf für die Fahrzeugheizung den Energieverbrauch zudem erheblich erhöhen.[c)]

Bei dieser Betrachtung ist zu beachten, dass sie sich nur auf die Anwendung selbst bezieht. Für die technische Effizienz im Gesamtsystem sind alle Umwandlungsschritte sowie weitere Energieverluste in der gesamten Wandlungskette relevant. Wird ein Elektroauto mit Strom aus einer Photovoltaikanlage direkt geladen, so stehen fast 100 Prozent der Primärenergie (Solarstrom) zur Aufladung zur Verfügung. Wird Strom allerdings aus dem Netz bezogen, müssen alle Verluste von der Stromerzeugung bis zum Verbraucher einberechnet werden. Diese lagen in Deutschland bezogen auf den Primärenergieeinsatz im Jahr 2015 bei etwa 53 Prozent, woran die Umwandlungsverluste in Verbrennungskraftwerken einen großen Anteil haben. Hinzu kommen Verluste durch die Anwendungstechnologie: Bei Elektroautos sind dies beispielsweise der Ladewirkungsgrad der Batterien sowie ein Energieverlust der Batterien bei langen Standzeiten (Selbstentladung). Zur Bewertung der technischen Effizienz genügt es also nicht, den Elektromotor allein zu betrachten.

a) VW-up: 4,1 l/100 km, VW E-up: 13,0 kWh/100 km netzseitig unter Berücksichtigung von 10 Prozent Wandlungsverlusten (Ausfelder et al. 2015-1, S. 58). **b)** Fetene et al. 2016. **c)** ÖVK/ÖAMTC 2012.

Wärme ist für einige Stunden oder auch Tage gut speicherbar. Üblicherweise wird mit einer Wärmepumpe ein Speicher verwendet, der den Tagesbedarf an Trinkwarmwasser aufnimmt und die kurzzeitigen Warmwasserentnahmen von der Laufzeit der Wärmepumpe entkoppelt. Dieser ohnehin schon vorhandene Speicher kann zur Flexibilisierung des Stromsystems beitragen, wenn die erforderliche Kommunikationstechnologie installiert ist.[79] Im Rahmen von speziellen Stromtarifen für Wärmepumpen ist es heute bereits üblich, dass diese täglich dreimal bis zu zwei Stunden vom Stromversorger abgeschaltet werden können. Durch größere Heizungspufferspeicher kann das Potenzial zur Flexibilisierung erhöht werden. Für mehrtägige oder gar mehrwöchige Speicherung werden allerdings sehr große und damit teure Speicher benötigt.[80] Die Flexibilität, die durch die Steuerung von Wärmepumpen bereitgestellt werden kann, ist saisonal abhängig: Im Sommer, wenn sich der Wärmebedarf auf die Brauchwassererwärmung beschränkt, kann durch das Zu- und Abschalten von Wärmepumpen wesentlich weniger Flexibilität für das Stromnetz zur Verfügung gestellt werden als im Winter.

79 Henning/Sauer 2015, S. 11.

80 In Dänemark sind bereits saisonale Speicher (Aquiferspeicher, zentrale Warmwasserspeicher) in die Wärmenetze integriert (Nast 2015).

Durch Power-to-Heat-Anwendungen erhöht sich der Strombedarf in der Heizsaison. In dieser Zeit treten aber auch vermehrt sogenannte Dunkelflauten auf – Zeiträume von teils mehreren Wochen mit sehr geringer Stromerzeugung aus Windkraft- und Solaranlagen.[81] Für ein Stromsystem, das auf erneuerbaren Energien basiert, stellen sie eine große Herausforderung dar.[82] In einer „kalten Dunkelflaute" kann die direkte Elektrifizierung der Heizwärmebereitstellung durch den zusätzlichen Strombedarf zu einer erheblichen Belastung für das Stromsystem führen und zusätzliche Kapazitäten an Stromnetzen, Langzeitspeichern oder Reservekraftwerken erfordern. Würden 10 Prozent der Öl- und Gaskessel durch Wärmepumpen ersetzt, so könnte deren Strombedarf die benötigte Kapazität an gesicherter Kraftwerksleistung um bis zu 4 GW erhöhen.[83] Dieser zusätzliche Leistungsbedarf kann reduziert werden, wenn das Lastverschiebepotenzial der Wärmepumpen im Sinne eines systemdienlichen Betriebes ausgenutzt wird.[84] Hybrid-Wärmepumpen, bei denen die Wärmepumpe durch eine Erdgas-, Öl- oder Holzheizung ergänzt wird, können zur Flexibilität beitragen und das System stabilisieren, indem bei Stromknappheit das alternative Heizungssystem genutzt wird. Solche Anlagen sind mitunter kaum teurer, da die Wärmepumpe wesentlich kleiner ausgelegt werden kann und der Gaskessel günstig in der Anschaffung ist.

Insbesondere in den kommenden Jahren können Power-to-Heat-Anwendungen eine sinnvolle Ergänzung

81 Da es im Herbst und Winter tendenziell windiger ist als im Sommer, produzieren Windkraftanlagen in der Heizperiode im Durchschnitt mehr Strom als in der warmen Jahreszeit. Der Beitrag der Photovoltaikanlagen ist durch die kurze Tageslänge, den niedrigen Sonnenstand und das häufig trübe Wetter im Winter allerdings gering. 2015 trat die niedrigste Einspeisung aus erneuerbaren Energien mit 7,3 GW beispielsweise am 03.11. um 17 Uhr auf (Agora Energiewende 2016-1). Im Sommer treten Dunkelflauten durch die lange Tageslänge hauptsächlich nachts auf, wenn der Strombedarf niedrig ist. Daher stellen Flauten im Winter eine größere Belastung für das zukünftige Energiesystem dar als im Sommer.

82 Elsner et al. 2015.

83 Bräuninger 2015.

84 Prognos AG 2011.

Exkurs: Überschussstrom

Mit steigendem Anteil an fluktuierender Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik wird es zunehmend Zeiten geben, in denen diese Anlagen mehr Strom erzeugen, als für die heute etablierten Stromanwendungen zum jeweiligen Zeitpunkt gerade benötigt wird. Dieser Strom wird manchmal als „Überschussstrom" bezeichnet. Er kann eingespeichert oder an zuschaltbare Lasten im Wärme- und Verkehrssektor abgegeben werden. Voraussetzung ist, dass ausreichend Speicher und Power-to-X-Technologien im System vorhanden sind, um den Strom aufzunehmen, und die Stromnetze den Transport zu den Verbrauchern bewältigen können. Findet sich keine wirtschaftliche Verwendung, so wird der Strom abgeregelt.

Bisher ist der Fall noch nicht eingetreten, dass mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde, als insgesamt in Deutschland verbraucht wurde. Der bis 2015 höchste Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung zu einer Stunde betrug 83 Prozent.[a)] Dennoch musste in den letzten Jahren Strom aus erneuerbaren Energien abgeregelt werden, weil das lokale Stromnetz überlastet war und den Strom nicht abtransportieren konnte. Diese lokal abgeregelten Überschüsse betrugen im Jahr 2015 etwa 4,7 TWh Strom oder fast 5 Prozent der Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Betroffen waren in erster Linie Windkraftanlagen in Norddeutschland; so wurden in Schleswig-Holstein 2015 über 14 Prozent (2,9 TWh) des Stroms aus erneuerbaren Energien abgeregelt.[b)]

Zudem kann ein Überangebot an Strom dadurch entstehen, dass thermische Kraftwerke zu Zeiten hoher fluktuierender Einspeisung nicht abgeschaltet werden können, weil sie Systemdienstleistungen wie Regelenergie oder Wärme in Kraft-Wärme-Kopplung bereitstellen. Die Summe aus fluktuierender Einspeisung und der Erzeugung aus diesen „Must-Run"-Kraftwerken übersteigt dann die Nachfrage, was zu negativen Preisen an der Strombörse führen kann.[c] Strom mit negativen Preisen, für dessen Abnahme Verbraucher also bezahlt werden, wird ebenfalls teilweise als „Überschussstrom" bezeichnet. Im Jahr 2015 traten 126 Stunden mit negativen Börsenpreisen auf, doppelt so viele wie 2014.[d] Um die Must-Run-Kapazität zu reduzieren, können alternative Konzepte entwickelt werden, um die Systemdienstleistungen durch Verbraucher oder durch Erneuerbare-Energie-Anlagen bereitzustellen. Potenziale hierfür bieten Batteriespeicher und leistungselektronische Komponenten.

Der Begriff Überschussstrom ist in mehrerlei Hinsicht problematisch. Zum einen existieren, wie obige Ausführungen zeigen, verschiedene Definitionen, wobei nicht immer deutlich gemacht wird, welche verwendet wird. Wird Überschussstrom definiert als Strom, der „den Bedarf übersteigt", so ist das zu sehr vom heutigen Stromsystem aus gedacht. Denn sobald Speicher und Power-to-X-Anlagen errichtet sind, führen sie zu einer zusätzlichen Nachfrage am Strommarkt und werden Teil des Stromsystems. Aus ökonomischer Sicht ist es nicht sinnvoll, zwischen Stromanwendungen, die einen „Strombedarf" aufweisen, und solchen, die „Überschussstrom" nutzen, zu unterscheiden, da alle Anwendungen zu gleichen Bedingungen am Strommarkt beteiligt sind.

Der Begriff „Überschussstrom" kann zu der Annahme verleiten, es gäbe in Zukunft „zu viel" Strom. Aus Sicht des gesamten Energiesystems ist dieser Strom aber unverzichtbar, um Energie für Zeiten mit geringerer Erzeugung aus erneuerbaren Energien zwischenzuspeichern und die CO_2-Emissionen im Wärme- und Verkehrssektor zu reduzieren. Die für Wind- und Photovoltaikanlagen zur Verfügung stehenden Flächen sind begrenzt, und es werden Rohstoffe (insbesondere Metalle) und Investitionskapital benötigt. Insofern bleibt Strom, auch wenn er aus Wind- und Solaranlagen erzeugt wird, ein knappes und kostbares Gut. Eine stärkere europäische Integration der Stromversorgung kann – den Ausbau entsprechender Transportkapazitäten vorausgesetzt – außerdem zu einer Glättung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wie auch des Verbrauchs führen, sodass das Auftreten extremer Erzeugungsspitzen reduziert wird.

a) Agora Energiewende 2016-2. Für den Pfingstsonntag 2016 wurde in der Presse zunächst über Vollversorgung aus erneuerbaren Energien berichtet, nachträglich wurde der Wert aber auf 82 Prozent korrigiert (Agora Energiewende 2016-3). **b)** MELUR 2016. **c)** Die negativen Strompreise stellen sich ein, weil der Netzbetreiber gemäß EEG verpflichtet ist, den Strom aus Erneuerbare-Energie-Anlagen abzunehmen und dafür die gesetzlich festgelegten Vergütungssätze zu zahlen. Ohne diese Regelung würde ein Teil des Stroms abgeregelt. Ein Beispiel für eine solche Situation mit negativen Strompreisen war Weihnachten 2016, wo ein feiertagsbedingt niedriger Stromverbrauch mit hoher Einspeisung aus Windkraftanlagen zusammentraf (am ersten Weihnachtstag stammte etwa 70 Prozent der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) (vgl. Göß 2017). **d)** Agora Energiewende 2016-2.

zu Gas- oder Ölheizungen sein. Damit kann Wind- und Solarstrom, der ansonsten abgeregelt würde, genutzt werden, um fossile Brennstoffe einzusparen und zur Netzstabilität beizutragen. Für diese Anwendung rechnen sich Heizstäbe eher als Wärmepumpen, da die Investitionskosten um ein Vielfaches niedriger sind. Ein Kostenvergleich von Wärmepumpe, Heizstab und Erdgaskessel bei verschiedenen Auslastungen wird in Kapitel 6 diskutiert (Abbildung 48).

Bereitstellung von Prozesswärme

Im Gegensatz zur Heizwärme fällt der Wärmebedarf in der Industrie meist relativ kontinuierlich das ganze Jahr über an. Da die Dampfversorgung für Produktionsprozesse unterbrechungsfrei gesichert sein muss und Prozessdampf schlechter speicherbar ist als Heißwasser, ist die Pufferkapazität eher gering. Für einige Stunden ist Speicherung in Dampfnetzen und Dampfspeichern technisch möglich. Zusätzliche Flexibilität für das Ener-

giesystem kann hybride Dampferzeugung bereitstellen: Wird ein Gaskessel durch einen zusätzlichen Elektrodenkessel ergänzt, so kann bei hoher Einspeisung aus Wind- und Solarenergie (und entsprechend niedrigem Strompreis) der Prozessdampf elektrisch erzeugt werden, bei Stromknappheit hingegen mit Erdgas.

Bereitstellung von Mobilität

Würden eine Million Benzin- und Diesel-Pkw durch Elektrofahrzeuge ersetzt, so würde dafür eine zusätzliche Strommenge von 3 TWh benötigt.[85] Der Ersatz aller 44 Millionen Benzin- und Diesel-Pkw[86] würde demnach zu einer Erhöhung des Strombedarfs um rund 130 TWh pro Jahr führen. Legt man den heutigen Strommix zugrunde, so sind die CO_2-Emissionen eines Elektrofahrzeugs geringer als die eines Benzin- oder Diesel-Pkw (vgl. Abschnitt 3.7).

Werden Batterien von stehenden Elektroautos als Stromspeicher genutzt, so können diese dazu beitragen, Erzeugungs- oder Lastspitzen abzufedern. Der mögliche Beitrag zur Flexibilisierung durch Elektroautos hängt jedoch stark davon ab, inwieweit Autobesitzerinnen und Autobesitzer bereit sein werden, ihre Batterien dem System zur Verfügung zu stellen. Sind sie größtenteils nicht bereit, die Souveränität über Ladung und Entladung zeitweise abzugeben, ist der Beitrag gering. Schlimmstenfalls könnte zeitgleiches Laden vieler Autos zu bestimmten Tageszeiten zu einer zusätzlichen Belastung für das Stromnetz werden. Geeignete Anreize können helfen, den systemdienlichen Betrieb der Autobatterien zu fördern. Die Pufferkapazität liegt allerdings auch hier nur im Bereich einiger Stunden.

Ein Vorteil der direkten Elektrifizierung ist, dass Strom am Ort der Verwendung ein sehr sauberer Energieträger ist. Im Gegensatz zu fossilen Verbrennungsprozessen erzeugt der Einsatz von Strom lokal keine gesundheitsschädlichen Emissionen wie Feinstaub[87] und Stickoxide.[88] Elektrische Antriebe sind zudem geräuschärmer als Verbrennungsmotoren.[89] Daher können durch die direkte Elektrifizierung des Verkehrs – vor allem im urbanen Bereich – die Lärmbelastungen für Anwohner reduziert werden.

Auswirkungen auf den Ausbaubedarf der Stromnetze

Zu den Auswirkungen verschiedener Sektorkopplungstechnologien auf den Netzausbaubedarf wurden bisher kaum detaillierte Untersuchungen veröffentlicht. Viele Modellrechnungen zum zukünftigen Energiesystem bilden zwar Erzeugung und Verbrauch stundenscharf ab, betrachten das Stromnetz aber nicht (auch die in Kapitel 5 diskutierten Modellrechnungen verfolgen diesen Ansatz). Um die Ergebnisse solcher Berechnungen in Beziehung zum erforderlichen Netzausbau zu setzen, können die resultierende Jahreshöchstlast und die notwendige Kapazität an flexiblen Kraftwerken und Flexibilitätstechnologien mit den Netzentwicklungsplänen (NEP) verglichen werden. Es gibt bereits detaillierte Modelle, die für zukünftige Energieszenarien und -systeme das Marktgeschehen und den Netzbedarf integriert ermitteln.[90] Diese Verfahren werden für die Erstellung und Überprüfung der Netzentwicklungspläne angewendet.[91]

Es ist davon auszugehen, dass ein starker Ausbau von Ladestationen für Elektromobilität und eine starke Zunahme der Nutzung von Wärmepumpen

85 Ausfelder et al. 2015-2, S. 58.

86 Kraftfahrt-Bundesamt 2016-1.

87 Feinstaub entsteht nur bei der Verbrennung von Benzin und Diesel, nicht aber bei gasförmigen Brennstoffen.

88 Solange fossile Kraftwerke an der Stromerzeugung beteiligt sind, fallen allerdings die verschiedenen Schadstoffe zentral am Kraftwerk an.

89 Die Geräuscharmut der elektrischen Fahrzeuge kann aber auch zu Sicherheitsproblemen führen, da Fußgänger die Fahrzeuge nicht hören.

90 Spieker et al. 2016-1; Spieker et al. 2016-2.

91 Rehtanz et al. 2016.

selbst bei Nutzung von Flexibilitätspotenzialen einen Ausbau der Verteilnetze erforderlich machen werden.

3.3.3 Voraussetzungen und mögliche Hemmnisse

Bei der direkten Elektrifizierung muss eine Vielzahl an Verbrauchsgeräten und Prozessen auf den Betrieb mit Strom umgestellt werden. Heizkessel müssen durch Wärmepumpen, Verbrennungsmotoren durch elektrische Antriebe ersetzt werden. Eine große Anzahl an Akteuren – unter anderem Verbraucher und Anlagenbetreiber – müssen sich also an neue Technologien gewöhnen, sich aktiv für diese entscheiden und die notwendigen Investitionen tätigen. Dies unterscheidet Konzepte der direkten Elektrifizierung maßgeblich vom Einsatz synthetischer Brenn- und Kraftstoffe, bei denen herkömmliche Technologien weiterhin unverändert zum Einsatz kommen können.

Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme

Die strombasierten Heiztechnologien sind technisch bereits sehr weit fortgeschritten. Dennoch gibt es noch viele offene Fragen, die insbesondere für eine große Verbreitung zu klären sind. So arbeiten elektrische Wärmepumpen heute ganz überwiegend mit fluorierten Kohlenwasserstoffen, die bei Freisetzung in die Atmosphäre einen starken anthropogenen Treibhauseffekt haben. In der Europäischen Union müssen deshalb die Mengen fluorierter Kohlenwasserstoffe drastisch reduziert werden. Hierfür sind technische Lösungen für Ersatzkältemittel zu entwickeln. Für den großflächigen Einsatz von Wärmepumpen in Mehrfamiliengebäuden – insbesondere in solchen des Gebäudebestands – sind ebenfalls noch wichtige Entwicklungsarbeiten zu leisten, um die Frage der Erschließung der Wärmequellen, Fragen der Einhaltung von hygienischen Richtlinien, aber auch Fragen der Geräuschemissionen in verdichteten städtischen Räumen zu lösen.

Voraussichtlich bilden bei den Heiztechnologien die Kosten ein großes Hemmnis. Innovative Technologien sollten über ihre Laufzeit hinweg nicht teurer sein als erdgas- oder ölbetriebene Heizsysteme.[92] Bei niedrigen Preisen für fossile Brennstoffe und unzureichender CO_2-Bepreisung ist das eine Herausforderung. Im Neubau können Wärmepumpen zwar je nach Gebäudetyp und Wärmeschutzniveau die günstigste Heizungsalternative darstellen,[93] im Altbau sind sie jedoch in der Regel 20 bis 50 Prozent teurer als eine Heizung mit Gasbrennwertkessel.[94] Auch Platzmangel kann in Bestandsgebäuden den Austausch eines Brennwertkessels durch eine Wärmepumpe behindern. Hinzu kommt, dass die Stromnutzung für Wärmeanwendungen in den derzeitigen Energiemärkten durch die hohen Umlagen und Abgaben auf Strom erschwert wird (vgl. Kapitel 6.3). Tatsächlich sind es in Altbauten auch weniger die einmaligen Investitionskosten, welche die Nutzung von Wärmepumpen bremsen, sondern vielmehr Unsicherheiten hinsichtlich der Strompreisentwicklungen beziehungsweise der zu erwartenden Betriebskosten.[95] Neben finanziellen Aspekten können weitere Faktoren die Wahl eines Heizungssystems beeinflussen.[96] So bestehen bei Wärmepumpen Unklarheiten hinsichtlich deren Nutzbarkeit in Bestandsgebäuden. Darüber hinaus werden Verschlechterungen im Raumklima[97] und bei Luftwärmepumpen auch Geräuschprobleme befürchtet.

Bei der Prozesswärmebereitstellung unterscheiden sich Anforderungen und Kostenstruktur je nach Prozess, pauschale Aussagen sind daher schwer möglich. Ent-

92 Zudem müssen sie sich über den von Haushalten beziehungsweise Unternehmen zugrunde gelegten Zeithorizont rechnen, der kürzer sein kann als die technische Lebensdauer der Anlagen.

93 BDEW 2016.

94 BDEW 2013.

95 Kastner/Stern 2015.

96 Eine Vielzahl möglicher Hemmnisse wird am Beispiel von Energieeffizienzmaßnahmen in BMWi 2015, S. 68, diskutiert.

97 Kastner/Stern 2015.

scheidend ist für viele Industrieprozesse in jedem Fall, dass ein sicherer Betrieb unter Einhaltung der Produktspezifikationen auch unter fluktuierender Stromversorgung gewährleistet werden kann.

Bereitstellung von Mobilität

Für die Elektrifizierung des Straßenverkehrs müsste ein flächendeckendes Netz an Stromtankstellen errichtet werden, möglichst europaweit. Neben den hohen Kosten sind die geringere Reichweite und die lange Ladezeit[98] im Vergleich zu kraftstoffbetriebenen Pkw derzeit Akzeptanzhemmnisse für Elektro-Pkw. Da ein Großteil der Fahrleistung in Deutschland bei maximal 150 Kilometern täglich liegt, ist die Reichweite herkömmlicher und insbesondere in naher Zukunft am Markt erhältlicher Elektroautos für die täglichen Fahrten zur Arbeit, zum Einkaufen und zu Freizeitaktivitäten groß genug.[99] Neue Geschäftsmodelle wie Car-Sharing oder Mietmodelle, bei denen für die seltenen längeren Fahrten auf ein Fahrzeug mit einem anderen Antriebssystem zurückgegriffen werden kann, können daher zur Akzeptanz von E-Mobilität beitragen. Solche Geschäftsmodelle könnten auch zu einer hohen Auslastung der Fahrzeuge beitragen, wodurch die hohen Anschaffungskosten weniger stark ins Gewicht fallen und ein betriebs- und volkswirtschaftlich sinnvoller Einsatz erleichtert wird. Studien mit Elektrofahrzeugnutzerinnen und -nutzern in Ländern mit hohen Zulassungsquoten wie etwa Norwegen[100] zeigen zudem, dass für bestimmte Segmente die Anschaffung und Nutzung von Elektrofahrzeugen bereits mit der heute bestehenden Ladeinfrastruktur auch in Deutschland attraktiv sein könnte, insbesondere bei entsprechender Förderung und Informationsangeboten.[101] So könnten Eigenheimbesitzerinnen und Eigenheimbesitzer im städtischen Raum durch Aufladen am Haus ihren Zweitwagen bereits heute durch ein Elektroauto ersetzen. Hilfreich könnten beispielsweise Online-Rechner sein, die Kostenberechnungen über die gesamte Lebenszeit (Total Cost of Ownership) transparent zugänglich machen.

Netzausbau und systemdienliche Betriebsweise

Fehlende Akzeptanz für den Ausbau der Stromnetze stellt ein Risiko für den Umbau zu einem stark elektrifizierten System dar. Schon heute gibt es vermehrt Engpässe und Verzögerungen beim Netzausbau. Dabei würde der Bedarf an Stromnetzen durch die vermehrte Nutzung von Strom noch deutlich steigen.

Damit die vorhandenen Potenziale zur Flexibilisierung genutzt werden können, muss eine entsprechende Informations- und Kommunikationsinfrastruktur zur Verfügung stehen, die entweder eine Ansteuerung der Geräte von außen ermöglicht oder aktuelle Daten für einen lokal gesteuerten netzdienlichen Betrieb bereitstellt. Dies verursacht zusätzliche Kosten und wirft auch Fragen des Datenschutzes auf. Studien in Nachbarländern bestätigen, dass nur eine Minderheit der Haushalte einer externen Datenauslesung positiv gegenübersteht.[102] Die Bereitschaft, Zugriffe zuzulassen, hängt zusätzlich vom Vertrauen in den Energieversorger ab.[103] Insofern ist weiter zu erkunden, unter welchen Bedingungen Verbraucherinnen und Verbraucher ihre Geräte (Warmwasserspeicher, Autobatterien) für einen systemdienlichen Betrieb zur Verfügung stellen.[104] Eine Möglichkeit, dies anzureizen, sind zeitlich variable Stromtarife für

98 An einer Schnellladesäule dauert die vollständige Beladung für einen Pkw mit 150 Kilometern Reichweite etwa eine halbe Stunde (UBA 2016-4, S. 51).

99 Jonuschat et al. 2012.

100 Bobeth/Matthies 2016.

101 Matthies et al. 2017.

102 Döbelt et al. 2015.

103 Moser 2017.

104 Für die Elektromobilität gibt es bisher kaum empirisch fundierte Erkenntnisse zur Nutzerakzeptanz von Netzintegrationskonzepten (Jonuschat et al. 2012), Hinweise geben jedoch Döbelt et al. 2015.

Endkunden, wobei die Preisschwankungen ausreichend hoch sein müssen, um einen betriebswirtschaftlichen Vorteil zu bieten. Eine Option besteht darin, die Einführung variabler Stromtarife auf die Stromnutzung und -speicherung für Elektromobilität zu begrenzen, da Kundeninnen und Kunden von Elektrofahrzeugen technischen Innovationen gegenüber aufgeschlossen scheinen.[105] Zudem sind die möglichen Kosteneinsparungen aufgrund der Höhe der Verbräuche ausgeprägter und besser wahrnehmbar. Die Akzeptanz dürfte zudem höher sein, wenn eine Einbindung in das System als Vorgabe mit Opt-out-Möglichkeit angeboten wird.[106] Eine technologieoffene Einführung unterschiedlicher Steuerungsmöglichkeiten über Hausautomatisierung, Internetplattformen etc. gegenüber einer heute festgelegten zwingenden Smart-Meter-Gateway-Anbindung[107] würde sowohl den Nutzerinnen und Nutzern Wahlfreiheit bieten und damit vermutlich zu einer höheren Akzeptanz führen als auch der Industrie alternative Angebotsmöglichkeiten eröffnen.

Gelingt es nicht, einen systemdienlichen Betrieb neuer Stromanwendungen zu gewährleisten, könnte die direkte Elektrifizierung statt zu der gewünschten Nachfrageflexibilität zu einer ungesteuerten – und für das Gesamtsystem problematischen – Erhöhung von Lastspitzen beim Stromverbrauch führen.

3.4 Wasserstoff

Eine Form der indirekten Elektrifizierung ist die Wasserspaltung mittels Elektrolyse. Die mit dem elektrischen Strom zugeführte Energie wird dabei chemisch in Wasserstoff gespeichert. Dieser kann als Energieträger im Wärme- und Verkehrssektor sowie in der Industrie als Energieträger, aber auch als Rohstoff für Prozesse eingesetzt werden.

3.4.1 Anwendungen und Potenziale

Wasserstoff hat das Potenzial, die aktuell verwendeten fossilen Brenn- und Kraftstoffe in vielen Bereichen zu substituieren und damit ein hohes Maß an Sektorkopplung zu etablieren. Wasserstoff ist ein Sekundärenergieträger, der im aktuellen Energiesystem nur in industriellen Anwendungen eine Rolle spielt. Neben Wasserstoff als Nebenprodukt aus industriellen Prozessen stehen für die Versorgung grundsätzlich die Dampfreformierung von Erdgas sowie die Wasserelektrolyse zur Verfügung. Gegenwärtig werden rund 96 Prozent des weltweiten Wasserstoffbedarfs über die Dampfreformierung und verwandte Prozesse zur Verfügung gestellt. Beide Prozesse führen unter heutigen Bedingungen zu CO_2-Emissionen. Im Fall der Dampfreformierung sind diese letztlich durch den chemischen Prozess vorgegeben (aus einem Molekül Methan entsteht ein Molekül CO_2), im Falle der Elektrolyse vom verwendeten Strommix abhängig, sofern Strom zum Einsatz kommt, der teilweise aus fossilen Quellen erzeugt wurde. Die Dampfreformierung als Volumenprozess kann signifikante relative Kosteneinsparungen (vergleiche Abbildung 16) bei Maßstabsvergrößerungen realisieren, die der Elektrolyse als Oberflächenprozess nicht in analogem Maße zugänglich sind.

Die Nutzung von Wasserstoff erfolgt entweder über direkte Verbrennung, ähnlich den Technologien, die heute für Erdgas eingesetzt werden, oder über eine elektrochemische Umwandlung in Brennstoffzellen. In beiden Fällen kann je nach Bedarf Strom und Wärme bereitgestellt werden.

Wärmesektor

Wasserstoff kann im Wärmesektor Erdgas substituieren. Nach dem aktuellen Regelwerk sind Einspeisungen von Wasserstoff prinzipiell erlaubt, solange

105 Nayoum et al. 2016.
106 Broman et al. 2014.
107 Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende.

gewisse Gasspezifikationen weiterhin eingehalten werden. Die DIN 51624 (Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren) limitiert den Wasserstoffgehalt auf 2 Prozent. Insgesamt sollten das Erdgasnetz und seine Peripherie mit Konzentrationen bis zu 10%vol weitgehend kompatibel sein.[108] Aufgrund der geringeren Energiedichte von Wasserstoff gegenüber Erdgas entspricht dies jedoch nur einem Energiegehalt von 2,7 Prozent und somit aktuell 440 kt H_2 (Endenergieverbrauch Erdgas von 543 TWh[109] (1.956 PJ) in 2014, wobei 10%vol des Erdgases ersetzt werden). Für die Erzeugung wären für die Wasserelektrolyse rund 21 TWh notwendig. Eine vollständige Substitution (100 Prozent) des Erdgasbedarfs von Haushalt und Gewerbe von 325 TWh (1.169 PJ) (2014) würde einen Strombedarf von 462 TWh für die Wasserelektrolyse bedeuten[110] und aufgrund der geringeren Energiedichte und des hohen Wasserstoff-Anteils einen massiven Ausbau des bestehenden Erdgasnetzes nach sich ziehen. Mit zunehmender Energieeffizienz der Gebäude kann allerdings mit einem abnehmenden spezifischen Heizbedarf gerechnet werden, was in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt wurde.

Industrieprozesse

Wasserstoff kommt in der Industrie sowohl stofflich als auch energetisch zum

108 Müller-Syring/Henel 2014.

109 AGEB 2016.

110 Vereinfachend wird von einer energetischen Umwandlungseffizienz der Elektrolyse von 70 Prozent (LHV (Lower Heating Value, Heizwert)) ausgegangen. H_2 (LHV) = 120 GJ/t, H_2 (HHV (Higher Heating Value, Brennwert)) = 141,8 GJ/t. Dies entspricht einem Energiebedarf in der Elektrolyse von rund 4,3 kWh/Nm³ H_2.

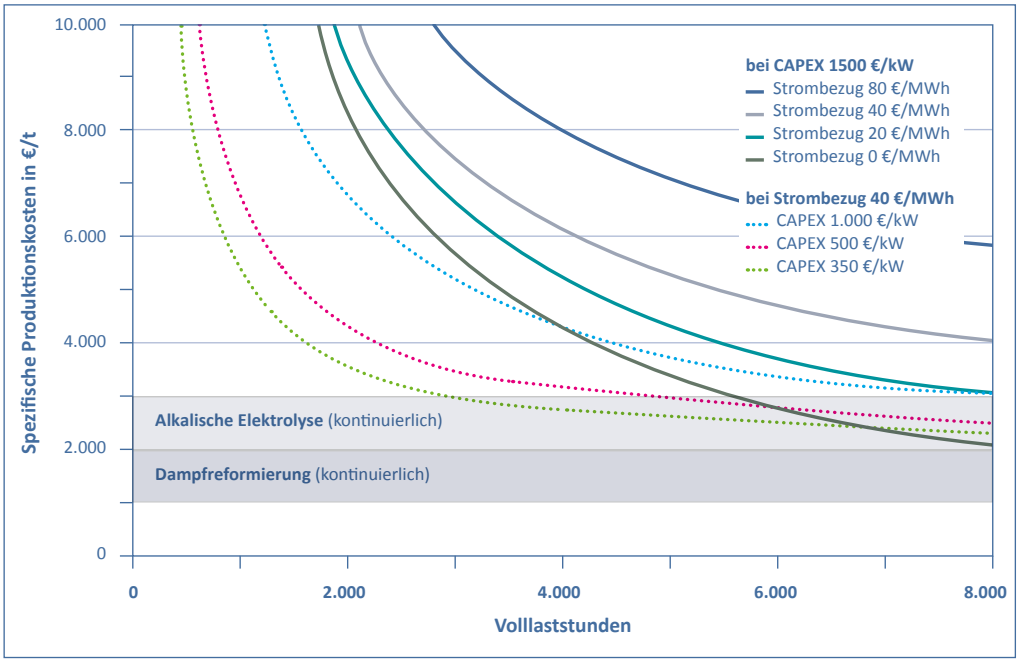


Abbildung 16: Kostenverlauf der Produktionskosten von Wasserstoff durch Elektrolyse als Funktion der Betriebsstunden. Berechnungen für variablen Strombezug gehen von 1.500 €/kW Investitionsausgaben (Capital Expenditure, CAPEX) aus, bei 10 Prozent Return on Investment über zehn Jahre. Die Sensitivitätsbetrachtung der CAPEX-Werte ist bei konstanten Strombezugskosten von 40 €/MWh berechnet. Gegenwärtig liegt die Proton-Exchange-Membrane(PEM)-Elektrolyse bei einem CAPEX von rund 1.500 €/kW und die alkalische Elektrolyse bei 1.000 €/kW. Es werden Kostensenkungspotenziale bis zu 500 €/kW (alkalisch) oder 350 €/kW (PEM) diskutiert*. Zum Vergleich sind die Kosten für eine kontinuierliche Produktion mit alkalischer Elektrolyse und Dampfreformierung dargestellt. Es ist jedoch zu bedenken, dass die verschiedenen Verfahren für unterschiedliche Größenordnungen an Produktionsmengen eingesetzt werden und Aufbereitung sowie Transport des Wasserstoffs, je nach Anwendung, zu weiteren teils erheblichen Kosten führen.

*DLR et al. 2015. Dabei geht das Papier nur von 396 €/kW aus, in einem Gespräch mit F. Graf (DVGW) wurde die Möglichkeit von 350 € erläutert.

Einsatz. Aktuell wird Wasserstoff in großem Umfang in Raffinerien und in der chemischen Industrie genutzt. Die jährliche industrielle Produktion von Wasserstoff beträgt in Deutschland aktuell 378 kt (12,5 TWh)[111].

Für die energetische Nutzung stellt Erdgas den Hauptenergieträger zur Bereitstellung von Prozesswärme. Insgesamt verwendet die verarbeitende Industrie 32 TWh Erdgas (2014[112]) in nichtenergetischen Prozessen und 217 TWh Erdgas in energetischer Nutzung. Rund 46 Prozent des in Deutschland verwendeten Erdgases fließt damit in industrielle Prozesse. Die Prozesse sind häufig auf das eingesetzte Erdgas optimiert, eine Änderung der Gaszusammensetzung muss gegebenenfalls durch kostenintensive Anpassungsmaßnahmen kompensiert werden. Eine vollständige Substitution der energetischen Erdgasnutzung in der Industrie würde einen Bedarf von 6,5 Millionen Tonnen Wasserstoff bedeuten. Dies entspricht einem Strombedarf für die Wasserelektrolyse von rund 310 TWh.

Verkehr

Wasserstoff kann in brennstoffzellenbetriebenen Fahrzeugen zum Einsatz kommen, hauptsächlich Pkw, leichten Nutzfahrzeugen und Bussen. Die Anzahl von brennstoffzellenbetriebenen Fahrzeugen wird aktuell vom Kraftfahrt-Bundesamt noch nicht erfasst. Es gibt aber bereits vereinzelte Fahrzeuge im Angebot der Hersteller. Vorreiter ist die Firma Toyota, die den Mirai bereits in Großserie fertigt. Insgesamt gibt es rund 45 Millionen Pkw in Deutschland[113], von denen 10,4 Prozent[114] durch gewerbliche Halter betrieben werden. Wenn jeder Pkw pro Jahr durchschnittlich 14.100 Kilometer zurücklegt[115] und einen Wasserstoffbedarf von 1 kg H_2 pro 100 Kilometer aufwiese, ergäbe sich daraus ein Wasserstoffbedarf von 6,3 Millionen Tonnen für die deutsche Pkw-Flotte, wenn diese ausschließlich aus mit Brennstoffzellen betriebenen Fahrzeugen bestünde. Für die gewerblich genutzte Pkw-Flotte ergibt sich ein Wasserstoffbedarf von mindestens 659 kt pro Jahr, da gewerbliche Fahrzeuge anders genutzt werden als private. Die entsprechenden Strommengen für die Wasserelektrolyse würden 302 TWh für die gesamte Pkw-Flotte und 31 TWh für die gewerbliche Pkw-Flotte betragen.

3.4.2 Vor- und Nachteile, Beitrag zum Gesamtsystem

Wasserstoff kann prinzipiell die Rolle eines zentralen Energieträgers im Energiesystem übernehmen und die Sektoren Strom, (Niedertemperatur-)Wärme und Mobilität effektiv koppeln sowie als Ausgangsstoff für verschiedene chemische Prozesse dienen (Übersicht in Tabelle 4). Als stofflicher Energieträger ist er verhältnismäßig gut speicherbar. Allerdings ist er in seiner Energiedichte und anderen Eigenschaften dem gegenwärtigen gasförmigen Energieträger Erdgas in vielen Anwendungen unterlegen, die dann gegebenenfalls besser über alternative Kraft- und Brennstoffe bedient werden (vgl. hierzu Kapitel 3.4). Wasserstoff muss gezielt erzeugt werden. Die Dampfreformierung von Erdgas ist der etablierte Prozess für die kostengünstige Bereitstellung von Wasserstoff. Elektrolyseverfahren werden aufgrund ihrer hohen Investitionskosten, unabhängig vom Strompreis, auch in absehbarer Zukunft teuer sein. Daher sollten Elektrolyseverfahren eine möglichst hohe Anzahl von Volllaststunden anstreben. Allerdings können Elektrolyseanlagen – je nach verwendeter Technologie in gewissen Grenzen – auch einer stromnetzdienlichen Betriebsführung folgen.

111 VCI 2016.

112 AGEB 2016.

113 Kraftfahrt-Bundesamt 2017-1.

114 Kraftfahrt-Bundesamt 2016-2.

115 Kraftfahrt-Bundesamt 2017-2.

Maßnahme	Wasserstoff-bedarf	Strombedarf Elektrolyse	Aktuelle CO_2-Emissionen[a] der Anwendung	CO_2-Emissionen Elektrolyse (EU ETS) für 2015[b] **A:** Strommix 535 gCO_2/kWh **B:** Strommix 400 gCO_2/kWh **C:** Strommix 200 gCO_2/kWh	CO_2-Emissionen Dampfreformierung (EU ETS)
Einheit	Mio. t	TWh	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Bereitstellung einer Reserve für die Stromversorgung					
2 Wochen Überbrückung einer Dunkelflaute (20 TWh)	1,2	56		30 22 11	9,7
Bereitstellung von Niedertemperaturwärme mit Wasserstoff					
10 % vol im Erdgasnetz	0,44	23	3	12,2 9,2 4,6	3,2
Vollständige Substitution: Haushalt und Gewerbe	9,7	462	65,3	232 173,2 86,6	70,2
Bereitstellung von industrieller Prozesswärme mit Wasserstoff					
Vollständige Substitution: energetische Nutzung, Erdgas, Industrie	6,5	310	43,6	165,9 124,0 62,0	47,1
Mobilität (Brennstoffzellenantriebe)					
Gewerbliche Pkw	0,66	31	7,9[c] 6,3[d]	16,6 12,4 6,2	4,8
Gesamte Pkw-Flotte	6,3	302	76,1[c] 60,3[d]	161,6 120,8 60,4	45,6

Tabelle 4: Übersicht über die Potenziale des Einsatzes von Wasserstoff im Energiesystem. Für den Strombedarf der Wasserstoff-Elektrolyse wurde dabei ein Wert von 4,3 kWh/m³ angenommen; dies entspricht einem Wirkungsgrad von etwa 70 Prozent. Für die Rückverstromung wurde ein Wirkungsgrad von 50 Prozent angenommen.* **a)** UBA 2016-1; **b)** UBA 2016-3; **c)** Basierend auf der Annahme, dass die Pkw die CO_2-Grenzwerte der EU ab 2015 erfüllen (120 g/km); **d)** Basierend auf der Annahme, dass die Pkw die CO_2-Grenzwerte der EU ab 2020 erfüllen (95 g/km).
*Der Wert gibt den Strombedarf für die Herstellung von 1 m³ Wasserstoff bei Normdruck an (Ausfelder et al. 2015-1).

Wasserstoff als mittelfristiger Energiespeicher im Stromnetz wäre in der Lage, eine gesicherte Versorgung auch in Zeiten geringer Verfügbarkeit erneuerbarer Stromerzeugung zu gewährleisten. Bei einem angenommenen Wirkungsgrad der Elektrolyse von 75 Prozent, der Kompression und Speicherung von 80 Prozent und der Verstromung (Gas-und-Dampf-Kraftwerke oder Brennstoffzelle) von 60 Prozent würde die gesamte Prozesskette einen Wirkungsgrad von 36 Prozent aufweisen. Es müsste also rund dreimal so viel Strom in die Prozesskette eingespeist werden, wie zeitversetzt aus ihr erhalten wird. Für die Überwindung einer zweiwöchigen Dunkelflaute wäre eine Strommenge von rund 20 TWh nötig. Dies würde einen Eintrag von 56 TWh Strom in die Elektrolyseverfahren zur Herstellung von 1,2 also rund die dreifache Menge, die aktuell jährlich in Deutschland in der Industrie verarbeitet wird.

Wasserstoff kann bis zu rund 10%vol Grade dem Erdgasnetz beigefügt werden, ohne dass massive Auswirkungen zu erwarten sind (siehe auch Diskussion in Abschnitt 3.4.3). Für höhere Konzentrationen müssen das Erdgasnetz, seine Peripherie sowie die angeschlossenen Anlagen entsprechend angepasst oder ein eigenständiges Wasserstoffnetz aufgebaut werden. Wasserstoff kann zentral ähnlich wie Erdgas in Kavernenspeichern gelagert werden. Aktuell gibt es in Deutschland

260 Kavernen an 31 Standorten mit einer Kapazität von 14.000 Millionen m³.[116] Die Speicherung von Wasserstoff in Porenspeichern ist nicht möglich, da mikrobiologische Reaktionen den Porenspeicher verstopfen können. Lokal kann Wasserstoff entweder in Drucktanks oder als Flüssigkeit in begrenzten Mengen gelagert werden.

Die Verwendung von Wasserstoff im Verkehrssektor über brennstoffzellenbetriebene Pkw führt zu einer Reduktion von klima-, umwelt- und gesundheitsschädlichen lokalen Emissionen, was insbesondere in Ballungszentren von Bedeutung ist. Im Gegensatz zu batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen verfügen brennstoffzellenbetriebene Pkw über ähnliche Reichweiten wie konventionelle Fahrzeuge. Sie sind aufgrund der fehlenden Massenproduktion aktuell deutlich teurer als konventionelle Fahrzeuge. Neben der lokalen Versorgung bei zentralen Wasserstofferzeugern wird nach und nach auch ein Tankstellennetz errichtet. So zielte die Initiative H_2 Mobility unter Führung von Air Liquide, Linde, Daimler, OMV, Shell und Total auf die Errichtung von 100 Wasserstofftankstellen bis 2018. Bis 2023 soll das Netz auf 400 Tankstellen[117] erweitert werden. Während die ersten 100 Tankstellen unabhängig von der Entwicklung des Absatzes von Brennstoffzellenfahrzeugen gebaut werden sollen, geht die weitere Ausbauphase von einem zunehmenden inländischen Absatz von Brennstoffzellenfahrzeugen aus. Darüber hinaus ergeben sich zwischen batteriebetriebenen und brennstoffzellenbetriebenen Elektrofahrzeugen Synergien, da die gleichen Technologien für Motor und Antrieb genutzt werden können.

Die CO_2-Emissionen von elektrolytisch produziertem Wasserstoff sind von den CO_2-Emissionen der Strombereitstellung abhängig. Eine Reduzierung der Emissionen tritt nur dann ein, wenn die elektrolytische Herstellung des genutzten Wasserstoffs weniger Emissionen verursacht als die konventionelle Nutzung des entsprechenden Energieträgers[118]. Dies bedeutet im Falle einer Nutzung beispielsweise in einem Heizkessel, dass dies erst ab einem Strommix mit einer CO_2-Belastung von weniger als 140 gCO_2/kWh zu einer Minderung der CO_2-Emissionen im Vergleich zu einer entsprechenden Erdgasnutzung führt. Dabei wird vereinfachend von einer vollständigen Nutzung des unteren Heizwertes, einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 70 Prozent (LHV) sowie der Vernachlässigung weiterer Verluste ausgegangen.

Für die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor ist zu beachten, dass sich die Antriebsaggregate ändern. Wenn vereinfachend bei einem Verbrennungsmotor 25 Prozent der eingesetzten Energie in Antriebsenergie umgewandelt werden, so sind es bei einem Brennstoffzellenfahrzeug um die 50 Prozent. Durch diesen Effizienzgewinn wird die Nutzung von elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff im Vergleich zu einem Ottomotor bereits ab einem Strommix mit einer CO_2-Belastung von 367 gCO_2/kWh vorteilhaft. Diese Betrachtung lässt außer Acht, dass die Emissionen im Stromsektor im Rahmen des EU ETS auf europäischer Ebene reguliert sind, während dies für die anderen Sektoren bei einer individuellen Anwendung nicht der Fall ist.

116 LBEG 2015.

117 H_2 Mobility 2017.

118 Die Emissionsfaktoren für die Verbrennung von konventionellen Energieträgern sind: Erdgas: 55,9 tCO_2/TJ, Ottobenzin: 73,1 tCO_2/TJ (UBA). Die entsprechenden Werte für Elektrolyse-Wasserstoff sind: Strommix/Wirkungsgrad (Elektrolyse) = (Strommix (gCO_2/kWh) x 277.778 (kWh/GJ)/1.000.000 (g/t))/0,7 = X tCO_2/TJ, für aktuell 535 gCO_2/kWh entspricht dies 212 tCO_2/TJ. Wasserstoff aus der Dampfreformierung, die ebenfalls im EU ETS erfasst ist, führt bei 8,1 tCO_2/tH_2 zu Emissionen von 67,5 tCO_2/TJ.

3.4.3 Voraussetzungen und mögliche Hemmnisse

Da Wasserstoff aktuell im Energiesystem keine Rolle spielt, müssten sowohl die Erzeugungs- und Transportkapazitäten als auch die Anwendungstechnologien implementiert werden. Insbesondere im Bereich der Mobilität ergibt sich dabei ein „Henne-Ei-Problem“: Brennstoffzellenbetriebene Pkw finden nur dann Nutzerinnen und Nutzer, wenn diese auf ein ausreichendes Tankstellennetz, gegebenenfalls nicht nur in Deutschland, zurückgreifen können. Die Wasserstofferzeugungstechnologien unterscheiden sich prinzipiell in ihren Anforderungen. Die Dampfreformierung von Erdgas ist ein Prozess, der am günstigsten in zentralen Großanlagen in einem industriellen Umfeld umgesetzt wird. Hierfür bieten sich Chemieparks und Raffineriestandorte an, wo bereits die notwendige Infrastruktur und das Know-how für den sicheren Umgang mit Wasserstoff vorhanden sind. Insbesondere die PEM-Elektrolyse ist dagegen auch für kleinere, dezentrale Anwendungen denkbar. Für einen signifikanten Einsatz der Elektrolysetechnologien wird ein lokaler Stromnetzausbau im Verteilnetz nötig sein. Für alle Anlagen ist aus betriebswirtschaftlichen Gründen eine möglichst hohe Zahl an Volllaststunden anzustreben, was für eine Kombination von vorgeschalteten Batterien mit Elektrolyseverfahren spricht.

Dezentrale Speicherkapazitäten für Wasserstoff können in Form von Druckspeichern oder Flüssigspeichern in geringem Umfang ähnlich wie lokale Gasspeicher installiert werden. Für größere Speichermengen werden Kavernenspeicher benötigt, die sich aufgrund der geologischen Situation primär in Norddeutschland befinden würden.

Das Erdgasnetz ist nach Studien des DVGW[119] bereits heute im Wesentlichen kompatibel mit einer Zumischung von 10%vol.[120] Für die noch notwendigen Anpassungen des Netzes auf diese Zumischung erwarten die Fernleitungsnetzbetreiber Kosten in Höhe von 3,73 Milliarden Euro.[121] Diese Kosten umfassen jedoch nicht die Anpassungskosten aufseiten der gewerblichen und privaten Nutzer oder der großen Industrieprozesse. Der Aufbau einer parallelen Wasserstoffnetzstruktur wäre teuer und setzt die gesellschaftliche Akzeptanz voraus.

Für eine Wasserstoffwirtschaft sind nach gegenwärtigem Stand der Technik große Mengen an Edelmetallen der Platingruppe für die Elektrolyse und die Brennstoffzellen notwendig. Allerdings ist die Reduzierung des Platingruppenmetallbedarfs ein aktuelles Forschungsthema. Die Automobilindustrie geht davon aus, dass in der übernächsten Generation von Brennstoffzellenfahrzeugen keine bedeutenden Mengen an Platingruppenmetallen mehr zum Einsatz kommen.[122] Eine möglichst kostengünstige Implementierungsstrategie einer Wasserstoffwirtschaft würde von den industriellen Zentren der Wasserstofferzeugung (Chemieparks und Raffineriestandorte) ausgehen und Wasserstoff zentral an den Standorten über Dampfreformierung zur Verfügung stellen. In der nächsten Stufe würden möglichst benachbarte Ballungszentren eingebunden. Hier bietet sich insbesondere die Nutzung von gewerblichen Fahrzeugflotten als Abnehmer an. Erst wenn die Defossilisierung der Stromerzeugung ausreichend fortgeschritten ist, ist der großflächige Einsatz dezentraler Elektrolysekapazitäten sinnvoll, die Aufgaben in der dezentralen Versorgung für die Mobilität übernehmen und Wasserstoff in das Erdgasnetz einspeisen können. Langfristig würde die – dann überwiegend oder vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien betriebene – Elektrolyse

119 Müller-Syring/Henel 2014.

120 In Fachkreisen wird die genannte Zumischung von 10%Vol aktuell diskutiert. Sie wird jedoch im weiteren Verlauf dieser Analyse als Bezugsgröße gewählt.

121 FNB Gas 2012.

122 Mündliche Mitteilung einer Automobilfirma.

die Dampfreformierung ersetzen, um eine möglichst vollständige Reduzierung des CO_2-Ausstoßes zu erreichen.

Infrastrukturen

Wasserstoff ist ein bisher im Energiesystem nicht vorhandener Energieträger, daher existieren aktuell – mit Ausnahme industrieller Infrastrukturen – keine Transport- und Verteilinfrastrukturen. Wenn eine Versorgung von Wasserstoff über die industriellen Zentren hinaus angestrebt wird, bedarf es neuer Infrastrukturlösungen. Eine netzgebundene Infrastruktur kann eine hohe Versorgungssicherheit gewährleisten. Eine neue Wasserstoffpipelineinfrastruktur ist allerdings auch mit hohen Kosten verbunden, ähnlich wie die einer Erdgaspipeline. Alternativ kann das Erdgasnetz nach und nach für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Die Herausforderung der Anwendungstechnologien wäre dann, mit den Gasgemischen eine sichere und stabile Anwendung zu gewährleisten. Alternativ könnte das Gemisch wieder aufgetrennt werden, zum Beispiel über Membranen, allerdings mit entsprechendem energetischem Mehraufwand. Eine Versorgung von Wasserstofftankstellen kann, ähnlich wie bei heutigen Tankstellen, über Tankfahrzeuge erfolgen (entweder über (Druck-)Tanklaster oder über Liquid Organic Hydrogen Carrier, kurz LOHC). Speicherung vor Ort kann entweder über Druck- oder über Flüssigspeicher durchgeführt werden.

3.5 Synthetische Brenn- und Kraftstoffe

Anstatt den Wasserstoff direkt als Energieträger einzusetzen, kann er auch zunächst zu Kohlenwasserstoffen weiterverarbeitet werden.

3.5.1 Anwendungen und Potenziale

Unter dem Überbegriff Power-to-X wird eine Gruppe von Technologien und Verfahrensoptionen zusammengefasst, deren Ziel die Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieformen oder Energieträger ist, unter anderem die Herstellung von Chemikalien, Brenn- und Kraftstoffen. Damit eröffnen sich Möglichkeiten zur Energiespeicherung durch Umwandlung von Strom in andere, speicher- und lagerbare Energieformen (mit möglicher direkter Nutzung der Produkte oder späterer Rückverstromung), für die Substitution fossiler Energierohstoffe beziehungsweise die Bereitstellung einer alternativen regenerativen Rohstoffbasis sowie für das Recycling von CO_2 und die Integration erneuerbarer Energien (Strom aus erneuerbaren Erzeugern) in andere Sektoren.

Mit Ausnahme der Power-to-Heat-Technologien (vgl. hierzu Kapitel 3.3) verlaufen alle aktuell diskutierten Power-to-X-Technologien über die Erzeugung von Wasserstoff als Grundstoff für die weiteren Umsetzungen.[123] Die Erzeugung von Wasserstoff als Energieträger wird detailliert in Kapitel 3.4 behandelt. Die dort getroffenen Aussagen bilden die Basis für die folgenden Prozessketten.

Neben der Erzeugung von Wasserstoff wird eine Kohlenstoffquelle für die Umwandlung zu kohlenwasserstoffba-

123 Neben der großtechnischen Herstellung von Wasserstoff aus Dampfreformierung und Elektrolyse gibt es verschiedene andere Verfahrenskonzepte in Forschung und Entwicklung, zum Beispiel photokatalytische, biokatalytische Verfahren oder auch thermische Kreisprozesse. Es ist gegenwärtig nicht absehbar, ob oder wann diese Verfahren einen Reifegrad erreicht haben werden, mit dem sie einen nennenswerten Beitrag leisten können.

sierten Brenn- und Kraftstoffen benötigt. Im Sinne des Klimaschutzes sollten dabei keine zusätzlichen Treibhausgasemissionen entstehen. Als mögliche Kohlenstoffquellen bieten sich daher CO_2-Emissionen an, die aufgrund anderer (industrieller) Prozesse ohnehin ausgestoßen werden und sonst in die Atmosphäre freigesetzt würden. Die Abtrennung, Aufreinigung und Umwandlung von CO_2 zu neuen Substanzen wird als CCU (Carbon Capture and Utilization) bezeichnet. Langfristig könnte auch die Abtrennung von CO_2 aus der Luft eine Rolle spielen, was jedoch aufgrund der geringen Konzentration des CO_2 in der Atmosphäre mit einem größeren energetischen Aufwand als die Abtrennung aus konzentrierten Punktquellen verbunden ist. Langfristig wird es aufgrund der begrenzten Potenziale und der Notwendigkeit einer netto-negativen[124] Emission zum Ende dieses Jahrhunderts nicht möglich sein, auf diese Quelle zu verzichten. Solange es konzentrierte Punktquellen von CO_2, zum Beispiel aus industriellen Prozessen, gibt, sind diese jedoch einer direkten Abtrennung aus der Atmosphäre vorzuziehen.

Die abnehmende Verfügbarkeit von konzentrierten CO_2-Quellen durch den schrittweisen Wegfall fossiler Kraftwerke als bedeutende Punktquellen begrenzt die Implementierung von Power-to-X-Technologien auf großskalige biomassebasierte Prozesse und gegebenenfalls die direkte Abtrennung aus der Atmosphäre. In den folgenden Betrachtungen werden Biogasanlagen und industrielle CO_2-Quellen zugrunde gelegt, die unter der Annahme einer ähnlichen industriellen Infrastruktur wie heute auch im Jahr 2050 noch vorhanden wären. Tabelle 5 zeigt typische Volumenströme einiger gängiger CO_2-Quellen und die daraus resultierenden Power-to-X-Produktströme.

Der energetische Aufwand für die Abtrennung und Aufreinigung von CO_2 zur weiteren Nutzung ist stark von der CO_2-Quelle und dem verwendeten Abtrennungsverfahren abhängig, wie am Beispiel der Abtrennung mit verschiedenen Verfahren aus Hochofengas deutlich

124 Netto-negativ bedeutet, dass der Atmosphäre mehr CO_2 entzogen als freigesetzt wird.

		Methanisierung $CO_2 + 4\ H_2 \rightarrow CH_4 + 2\ H_2O$		**Methanolherstellung** $CO_2 + 3\ H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O$		**Fischer-Tropsch-Kraftstoffe** $CO_2 + 3\ H_2 \rightarrow$ „-CH_2-“ + H_2O	
CO_2-Quelle, [indikative CO_2-Konzentration]	CO_2-Quelle Volumenstrom m³/h	H_2-Strom m³/h	CH_4 m³/h	H_2-Strom m³/h	CH_3OH t/h	H_2-Strom m³/h	„-CH_2-“ t/h
Biogasanlage [45 %]	500	2.000	500	1.500	0,7	1.500	0,3
Biomassevergasung [< 50 %]	2.100 (+ 1.400 CO)	8.400 (+ 4.200)	2.100 (+ 1.400)	6.300 (+ 2.800)	2,8 (+ 1,8)	6.300 (+ 2.800)	1,2 (+ 0,8)
Bioethanolherstellung [100 %]	5.000	20.000	5.000	15.000	6,5	15.000	2,9
Ammoniakanlage [100 %]	30.000	120.000	30.000	90.000	39	90.000	17
Zement, Klinker [20 %]	30.000	120.000	30.000	90.000	39	90.000	17
Roheisen und Stahlherstellung, integrierte Route [15 %]	85.000	340.000	85.000	255.000	111	255.000	49
Kohlekraftwerk (500 MW, 930 g/kWh) [13 %]	240.000	960.000	240.000	720.000	314	720.000	137

Tabelle 5: Mögliche CO_2-Quellen, beispielhafte Volumenströme* und theoretische Potenziale für die Umsetzung mit PtX-Technologien**

*Bajohr et al. 2013 **Ausfelder et al. 2015-1.

	Druckwechsel-adsorption (PSA)	Vakuum Druckwechsel-adsorption (VPSA)	VPSA + Kompression Kryo-Flash	Aminwäsche + Kompression	PSA + Kryo-destillation + Kompression
CO_2-Abtrennung in % vol	79,7	87,2	96,3	100	100
Spezifischer Gesamtenergie-aufwand in GJ/tCO_2	0,36	0,38	1,05	3,81	1,12

Tabelle 6: CO_2-Ausbeute und Energieaufwand für die Abtrennung von CO_2 aus Hochofengas*
*IEA/UNIDO 2011.

wird (in Tabelle 6 dargestellt). Das gewählte Verfahren hängt wesentlich von dem gewünschten Abtrennungsgrad, der benötigten Reinheit für den Folgeprozess und der Möglichkeit zur Prozessintegration, gegebenenfalls mit Reduzierung des Energiebedarfs, ab.

Als zusätzlicher Prozessschritt nach der Wasserstofferzeugung und der CO_2-Abtrennung fällt die Umwandlung des Synthesegasgemisches an. Hierzu werden je nach gewünschtem Produkt beispielsweise Methanisierungs-, Methanol- oder Fischer-Tropsch-Anlagen benötigt. Gegebenenfalls sind weitere Aufreinigungsschritte notwendig.

Im Rahmen der Weiterentwicklung des Energiesystems auf Basis synthetischer Brenn- und Kraftstoffe sind insbesondere die Routen Power-to-Gas (PtG, hier Methan) und Power-to-Fuel (PtF) von Interesse. Damit eröffnet sich prinzipiell eine Perspektive, die aktuell verwendeten fossilen Brenn- und Kraftstoffe durch synthetische Substanzen zu substituieren. Wird für die Herstellung des Wasserstoffs und möglichst auch für die Bereitstellung der notwendigen Prozessenergie Strom aus erneuerbarer Erzeugung (zum Beispiel Wind und Photovoltaik) genutzt, so werden damit Anteile der erneuerbaren Energien aus dem Stromsektor in die anderen Sektoren übertragen.

Wärmesektor
Ein Großteil der Niedertemperaturwärme in Haushalt, Gewerbe und Industrie wird heute durch die Verbrennung von Erdgas erzeugt. Durch den Einsatz synthetischen Methans könnten diese Bereiche in der gleichen Form, mit der gleichen Infrastruktur und den gleichen Anwendungstechnologien wie heute versorgt werden. Prinzipiell könnten auch Ölheizkessel auf Basis von synthetischem Heizöl versorgt werden.

Prozesswärme
Erdgas ist aktuell der bedeutendste Energieträger zur Bereitstellung von industrieller Prozesswärme. Wie auch im Bereich der Niedertemperatur ist die Versorgung mit synthetischem Gas vollständig mit der bestehenden Infrastruktur kompatibel und kann in jedem Beimischungsverhältnis erfolgen.

Verkehrssektor
Mithilfe von Power-to-X können beliebige synthetische Kraftstoffe bereitgestellt und somit prinzipiell alle kraftstoffabhängigen Bereiche des Verkehrssektors bedient werden, inklusive Luft- und Schiffsverkehr. Insbesondere in den letzten beiden Fällen gilt es, die internationalen Rahmenbedingungen und Bereitstellungsinfrastrukturen zu berücksichtigen. Auch hier ist weder eine Änderung der Transportinfrastruktur noch der Anwendungstechnologien notwendig.

Die Potenziale zur Herstellung und zum Einsatz synthetischer Kraft- und Brennstoffe sollen anhand zweier Beispiele diskutiert werden: der Methanisierung des im Biogas vorhandenen CO_2 mit dem Ziel, synthetisches Methan ins Erdgasnetz einzuspeisen, und der Nutzung indus-

Methanisierung von Biogas	2014	2020	2030	2040	2050
Annahme: Aufgereinigtes Biogas (CH_4) in Mrd. m^3a^{-1}	0,688	6	10	15	18
Davon synthetisches CH_4 aus CO_2 in Mrd. m^3a^{-1}	0	0	2	6	8
Davon synthetisches CH_4 aus CO_2 in Mio. t a^{-1}	0	0	1,35	4,06	5,41
Wasserstoffbedarf in Mrd. m^3 H_2 a^{-1}	0	0	8	24	32
Benötigte Strommenge (bei 4,3 kWh/m^3 H_2) in TWh a^{-1}	0	0	34,4	103,2	137,6
Eingesparte CO_2-Emissionen in Mio. t CO_2 a^{-1}	0	0	3,72	11,16	14,88
Geschätzte Produktionskosten (CAPEX: 1.000 €/kW_{el}, Zinssatz: 6 %, OPEX: 5 % des CAPEX, Strom: 5 ct/kWh) in Mrd. € a^{-1}	0	0	2,538	7,222	8,976
Eingespartes fossiles Erdgas (bei 455 €/t) in Mrd. € a^{-1}	0	0	0,616	1,847	2,462
CO_2-Vermeidungskosten* €/t CO_2	0	0	517	482	438

Tabelle 7: Abschätzung des Effektes einer Methanisierung von Biogas
*Für die Abschätzung der CO_2 Vermeidungskosten wird die Differenz aus den geschätzten Produktionskosten und des eingesparten fossilen Erdgases durch die eingesparten CO_2-Emissionen geteilt.

trieller Emissionen zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe.

Methanisierung von Biogas

In 2014 trugen Biogas und Klärgas 84 TWh zur Primärenergieversorgung in Deutschland bei.[125] Dies entspricht ungefähr 18 Milliarden m³ Biogas oder würde rund 10 Milliarden m³ aufgereinigtes Biogas (bei einem Methananteil von 55 Prozent) zur Einspeisung ins Erdgasnetz entsprechen, wenn das gesamte Biogas dafür zur Verfügung stünde. Nach Angaben der Bundesnetzagentur[126] wurden 2014 688 Millionen m³ (7 Prozent der Gesamtmenge) in das Erdgasnetz eingespeist. Für die Einspeisung von Biogas gab es gemäß § 31 GasNZV[127] bis zum 01.08.2014 folgende Ziele: Bis 2020 sollen jährlich 6 Milliarden m³ aufgereinigtes Biogas eingespeist werden, und bis 2030 soll diese Menge auf 10 Milliarden m³ ansteigen. In der Novellierung zum 01.08.2014 wurden diese Ziele aus dem Verordnungstext entfernt.

Die Frage, welcher Anteil der Biogasproduktion, insbesondere bezüglich der Produktionsmengen, für eine Methanisierung geeignet ist, ist Gegenstand aktueller Forschung. Unter der vereinfachenden Annahme, dass der CO_2-Anteil der gesamten aktuellen Biogasproduktion für eine anschließende Methanisierung zur Verfügung steht, würden 8 Milliarden m³ CO_2 durch Umsetzung mit Wasserstoff in Methan umgewandelt und damit als synthetisches Methan zusätzlich eingespeist werden können. Hierzu wären 32 Milliarden m³ H_2 notwendig, was einer erneuerbaren Strommenge von rund 140 TWh entsprechen würde (bei 4,3 kWh/Nm³ H_2). Zum Vergleich: Die 2015 erzeugte Strommenge aus Wind- und Photovoltaikanlagen betrug 126 TWh. Die daraus resultierende zusätzliche Methanmenge hätte einen Heizwert von 32 TWh. Zum Vergleich: Dies entspräche ungefähr 40 Prozent der abnehmenden aktuellen inländischen Erdgasförderung (2015) oder 6 Prozent des Gesamtverbrauchs an Erdgas in Deutschland.[128]

Eine weitgehende Methanisierung von Biogas stellt eine technisch mögliche Option dar (Tabelle 7). Da die Biogasanlagen als CO_2-Quellen in der Fläche verteilt liegen, bietet sich eine direkte Kopplung mit lokaler Stromerzeugung aus Wind oder Photovoltaik an. Es entfällt die Abtrennung von CO_2, um ein normkonformes

125 Ausfelder et al. 2015-1.
126 BNetzA/BKartA 2016.
127 Bolzau 2015.
128 BMWi 2016-1.

Branche	Anzahl Anlagen	VET 2015	H_2-Bedarf	Strombedarf	FT-Kraftstoff	Methanol
Einheit	Anzahl	Mio. t CO_2eq	Mio. t	TWh	Mio. t	Mio. t
Raffinerien	24	24,9	3,4	172,7	7,9	18,1
Eisen und Stahl	127	37,1	5,1	257,3	11,8	27,0
Nichteisenmetalle	38	2,5	0,4	18,0	0,8	1,9
Mineralverarbeitende Industrie	348	34,7	4,7	240,7	11,0	25,2
Papier und Zellstoff	152	5,5	0,8	38,1	1,8	4,0
Chemische Industrie	189	17,1	2,4	124,1	5,7	13,0
Sonstige Verbrennungsanlagen	44	0,6	0,1	4,2	0,2	0,4
Summe Industrie	**922**	**121,9**	**16,8**	**854,2**	**39,2**	**89,6**

Tabelle 8: Theoretische Potenziale für die Herstellung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe auf Basis der industriellen CO_2-Emissionen 2015. VET: Tabelle der verifizierten Emissionen (Verified Emissions Table); FT: Fischer-Tropsch.

aufgereinigtes Biogas für die Einspeisung ins Erdgasnetz zu erhalten. Als Kalkulationsbasis können die Einspeiseziele des alten § 31 GasNZV fortgeschrieben werden, um eine vollständige Umwandlung und Einspeisung von aufgereinigtem Biogas und synthetischem Methan aus den aktuellen Biogaskapazitäten zu erzielen.

Nutzung von CO_2-Emissionen aus Industrieanlagen zur Herstellung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe

CO_2-Emissionen aus stationären Quellen fallen in großem Umfang beim Betrieb von Kraftwerken und in Industrieprozessen an. Fossile Kraftwerke stoßen aktuell etwa zweieinhalb Mal so viele Treibhausgase aus wie die diversen Industrieprozesse.[129] Während auf einem Zeithorizont bis 2050 von einer massiven Reduktion der fossilen Stromerzeugungskapazitäten ausgegangen werden muss, stellt sich die Lage für Industrieprozesse anders dar. Viele Prozesse emittieren prozessbedingt CO_2 (zum Beispiel bei der Herstellung von Ammoniak, Roheisen, Zementklinker oder beim Kalkbrennen).[130] Diese Emissionen stehen als CO_2-Quellen, gegebenenfalls nach Aufreinigung, für die Umwandlung mit Wasserstoff in andere Energieträger zur Verfügung. Diese Quellen können in Industrieparks mit der entsprechenden Infrastruktur eingebunden sein, sind aber nicht notwendigerweise in der Nähe von erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten. Die Volumenströme dieser Quellen sind häufig kontinuierlich und eignen sich daher auch für die großskalige Implementierung von Anlagen zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen. Aktuell widmen sich zum Beispiel in Deutschland das Carbon-to-Chem-Projekt und in Schweden das FreSMe-Projekt der Nutzung von kohlenstoffhaltigen Hüttengasen aus der Stahlindustrie zur Herstellung von Grundchemikalien. Gemäß dem VET-Bericht 2015 liegen aktuell die in Tabelle 8 aufgeführten Emissionen[131] im industriellen Bereich vor.[132] In der Tabelle wird ferner das stöchiometrische Potenzial zur Umwandlung in synthetische Brenn- und Kraftstoffe dargestellt.

Die industriellen Emissionen werden sich in der Zukunft ändern. Sollte sich zum Beispiel die Elektromobilität durchsetzen und/oder Heizöl substituiert werden, ist mittelfristig mit einer deutlichen Abnahme der Raffineriekapazitäten

129 DEHSt 2016.

130 Auch Industrieprozesse werden weiterentwickelt und unterliegen einem starken Druck, CO_2-Emissionen zu reduzieren. Es ist ungewiss, in welchem Umfang bestehende Prozesse in Zukunft durch neue Prozesse substituiert werden. Die Annahme in diesem Kapitel geht im Wesentlichen von der bestehenden industriellen Struktur aus und schreibt diese bis in das Jahr 2050 fort.

131 Es werden auch Emissionen gemäß Kyoto-Protokoll erfasst, das heißt, es werden auch Treibhausgase erfasst, die nicht CO_2 sind. Für die Werte der einzelnen Branchen sind die Nicht-CO_2-Treibhausgase herausgerechnet.

132 Bolzau 2015.

Produkt	Mio. t	Anwendungsgebiet
Rohbenzin (Naphtha)	17,1	Chemische Industrie
Ottokraftstoff	18,5	Pkw
Dieselkraftstoff	35,6	Pkw und Lkw
Heizöl (leicht und schwer)	21,1	Wärmebereitstellung
Flugturbinenkraftstoff (Kerosin)	8,5	Luftverkehr
Flüssiggas	2,8	Verschiedene Anwendungen in Verkehr, Haushalten und Industrie
Sonstige (Schmiermittel, Bitumen etc.)	5,6	
Gesamt (inklusive Abzug von Doppelzählung aus Recycling)	**102,7**	

Tabelle 9: Absatz von Mineralölprodukten in Deutschland 2014

zu rechnen. Außerdem unterliegen verschiedene Bereiche dem Emissionshandel und sind gezwungen, ihre Emissionen zu reduzieren. Für einige Bereiche wird dies absehbar ohne den Einsatz von CCS oder (anrechenbarem) CCU schwierig werden.

Die synthetisch hergestellten Brenn- und Kraftstoffe können entsprechende fossile Stoffe substituieren. Der Inlandsabsatz von Mineralölprodukten war nach Aussage des Mineralölwirtschaftsverbandes 2014 wie in Tabelle 9 zusammengesetzt.[133]

Aus einem Vergleich zwischen aktuellem Verbrauch von Mineralölprodukten und theoretischem Potenzial auf Basis industrieller CO_2-Quellen wird deutlich, dass eine vollständige Deckung des zukünftigen Bedarfs (in ähnlicher Größenordnung) nicht möglich ist. Eine Bereitstellung von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen auf Basis von Power-to-Fuel mit CO_2 aus anderen industriellen Herstellungsverfahren kann daher nur eine Komponente eines Gesamtkonzeptes zur Substitution mineralölbasierter Energieträger sein, sofern eine vollständige Substitution angestrebt wird. Weitere Optionen sind neben der Nutzung weiterer CO_2-Quellen (biogen, Luft) eine verstärkte Elektrifizierung des Individualverkehrs (vgl. Kapitel 3.3.1) beziehungsweise eine wasserstoffbetriebene Mobilität (vgl. Kapitel 3.4), die den Verbrauch an Otto- und Dieselkraftstoffen reduzieren würde. Für den Güterverkehr wird ebenfalls eine Diversifizierung der Antriebe erwartet, insbesondere auch der verstärkte Einsatz von Dual-Fuel-Lkw (Diesel und CNG/LNG) mit entsprechenden Auswirkungen auf den Dieselbedarf.[134] Baulicher Wärmeschutz in Gebäuden und eine drastische Reduktion der Ölheizungssysteme haben das Potenzial, den Heizölbedarf mittelfristig stark zu reduzieren.

Unter der Annahme einer zunehmenden Umsetzung der Abtrennung von CO_2 aus Industrieprozessen und dessen Umwandlung mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff mit der Zielsetzung einer Herstellung flüssiger synthetischer Brenn- und Kraftstoffe lassen sich grobe Abschätzungen der zukünftigen Entwicklung entsprechend Tabelle 10 vornehmen. Dabei wurden in einem ersten Schritt die Anlagen zur Herstellung von Ammoniak ab 2020 herangezogen, da hier ohnehin die Abtrennung und Nutzung des CO_2-Stroms erfolgt. Im Anschluss wurden nach und nach die anderen industriellen CO_2-Quellen erschlossen. Nicht berücksichtigt wurde in dieser Betrachtung der Energiebedarf für die Abtrennung, der stark vom betrachteten Prozess abhängt, aber gegebenenfalls auch partiell aus industrieller Abwärme gedeckt werden kann.

133 MWV 2015.

134 Shell 2016.

Entwicklung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe	2014	2020	2030	2040	2050
Angenommener Aufwuchs der PtL-Kapazitäten in den Industriesektoren auf Basis des aktuellen CO_2-Ausstoßes	0	Chemie (NH_3) (25 %)	Raffinerien (25 %) Chemie (50 %) Stahl (25 %) Zement (25 %)	Raffinerien (50 %) Chemie (75 %) Stahl (50 %) Zement (50 %)	Raffinerien (25 %) Chemie (75 %) Stahl (75 %) Zement (75 %)
Verfügbares CO_2 (Potenzial für Emissionseinsparung) in Mio. t CO_2	0	4,3	32,8	61,2	72,9
Wasserstoffbedarf in Mrd. m^3 H_2/a	0	6,8	52,4	97,9	116,6
Benötigte Strommenge für H_2 Elektrolyse (4,3 kWh/m^3 H_2) in TWh/a	0	29,4	225,1	420,8	501,5
Geschätzte Produktionskosten (CAPEX: 1.000 €/kWel, Zinssatz: 6 %, OPEX: 5 % des CAPEX, Strom: 5 ct/kWh) in Mrd. €/a	0	2,2	16,8	28,3	33,0
Fischer-Tropsch-Kraftstoff in Mio. t	0	1,4	10,4	19,5	23,2
Eingespartes fossiles Dieseläquivalent (bei 450 €/t) in Mrd. €/a	0	0,6	4,7	8,7	10,4
CO_2-Vermeidungskosten* in €/t CO_2	0	370	370	320	310
Synthetisches Methanol in Mio. t	0	3,1	23,8	44,5	53,0
Eingespartes fossiles Methanol Äquivalent (342 €/t) in Mrd. €/a	0	1,1	8,1	15,3	18,1
CO_2-Vermeidungskosten* in €/t CO_2	0	264	264	214	205

Tabelle 10: Abschätzung der PtL-Potentiale für FT-Kraftstoffe und Methanol auf Basis der Nutzung industrieller Emissionen bei starkem Ausbau der CCU Kapazitäten. Es wird angenommen, dass die einzelnen Branchen zunehmend einen stärkeren Beitrag leisten. Die Ammoniaksynthese trennt ohnehin CO_2 ab und erleichtert damit eine Umsetzung von CCU. Die Bedeutung von Raffinerien wird sich wandeln, daher sind ihre Beiträge begrenzt.
*Für die Abschätzung der CO_2-Vermeidungskosten wird die Differenz aus den geschätzten Produktionskosten und des eingesparten fossilen Kraftstoffes durch die eingesparten CO_2-Emissionen geteilt.

3.5.2 Vor- und Nachteile, Beitrag zum Gesamtsystem

Die synthetischen Brenn- und Kraftstoffe sind mit der aktuellen Infrastruktur und den entsprechenden Anwendungen kompatibel und können in jedem Verhältnis integriert werden. Aus Sicht des Anwenders ergeben sich keine spürbaren Veränderungen. Darüber hinaus können die Verbrennungseigenschaften der synthetischen Brenn- und Kraftstoffe denen konventioneller Substanzen überlegen sein (geringere Rußbildung, weniger Schadstoffemissionen, höhere Effizienz bei der motorischen Verbrennung etc.).

Auch ein zukünftiges Energiesystem wird auf (regenerative) kohlenstoffhaltige Kraft- und Treibstoffe, zum Beispiel im Flug- und Schiffsverkehr, nicht vollständig verzichten können. Die bei der Bereitstellung der synthetischen Kraft- und Treibstoffe anfallenden energetischen Umwandlungsverluste sind unvermeidbar, können aber durch Weiterentwicklung der involvierten Wandlungstechnologien reduziert werden.

Die Bewertung der Nutzung des abgetrennten CO_2 ist ein aktueller Diskussionsgegenstand in Forschung und Politik. CCU ist ein Beitrag zur Kreislaufwirtschaft und hilft durch Wiederverwendung von CO_2 bei der Vermeidung von Emissionen. Dabei kann maximal der Anteil eingespart werden, der wiederverwendet wird, abzüglich jener zuzüglichen Emissionen, die durch Abtrennung, Transport und Aufrei-

nigung eventuell anfallen.[135] Entscheidend ist nicht die Dauer der Rückhaltung des CO_2, sondern die Substitution eines anderweitig fossil zur Verfügung gestellten Stoffes. Synthetische Brenn- und Kraftstoffe substituieren die entsprechenden fossilen Substanzen, deren Verbrennung zu zusätzlichen Emissionen geführt hätte. Im Falle einer Umwandlung auf Basis erneuerbarer Energien fallen vereinfachend nur die Emissionen der ursprünglichen CO_2-Quelle an, sodass die letztendliche Verbrennung des synthetischen Brenn- oder Kraftstoffes als klimaneutral angesehen werden kann.

Da die mit Power-to-X-Technologien bereitgestellten Brenn- und Kraftstoffe kompatibel zur bestehenden Infrastruktur und zu existierenden Anwendungstechnologien sind, muss weder eine neue Infrastruktur aufgebaut werden, noch müssen die Anwendungstechnologien ausgetauscht werden. Darüber hinaus vermindert sich mit zunehmendem Ausbau die Einfuhr der entsprechenden substituierten fossilen Energieträger, insbesondere Öl und Gas. Durch die Erschließung dieser de facto neuen einheimischen Rohstoffquelle wird daher eine höhere Unabhängigkeit von den bisherigen Lieferanten der entsprechenden fossilen Rohstoffe erreicht. Eine Alternative zur heimischen Herstellung ist allerdings der Import künstlicher Kraft- und Brennstoffe aus Ländern mit besseren Bedingungen für die Implementierung erneuerbarer Energien.

Es muss berücksichtigt werden, dass die Implementierung der Elektrolyse- und Umwandlungskapazitäten mit erheblichen Zusatzkosten verbunden ist. Wie nahe die Kosten der synthetischen Kraft- und Treibstoffe den fossilen Kraft- und Treibstoffen kommen, hängt von den Rahmenbedingungen wie dem Rohölpreis und der Menge ab, die am Markt absetzbar ist, vor allen Dingen aber von den Strompreisen. Gegenwärtig ist das Kostenniveau deutlich höher.

3.5.3 Voraussetzungen und mögliche Hemmnisse

Die gegenwärtigen Anlagen sind Demonstrations- und Pilotanlagen und lassen daher nur begrenzt Rückschlüsse auf die mittel- und langfristigen Investitions- und Betriebskosten großskaliger Anlagen zu. Die betriebswirtschaftliche Bewertung ist wesentlich von dem betrachteten Geschäftsmodell abhängig. Der Anlagenverbund für eine Synthetic Natural Gas(SNG)-Anlage, bestehend aus Wasserelektrolyse, Methanisierungsreaktor und Einspeiseanlage, hat beträchtliche Investitionskosten in Höhe von mindestens 1.000 bis 1.700 €/kW_{el}.[136]

Dabei ist die zu erwartende Kostenreduktion der Elektrolyse Gegenstand aktiver Diskussionen (vgl. Kapitel 3.4). Der Einsatz der Hochtemperaturelektrolyse birgt beträchtliche technische Effizienzvorteile, da durch den Einsatz von Hochtemperaturwärme der Strombedarf der Elektrolyse reduziert ist. Eine realistische Abschätzung der zu erwartenden Kostendegression ist im Moment jedoch noch nicht möglich. Die spezifische Kostenbelastung des Produktes (SNG) durch die Investitionskosten ist eine Funktion der Volllaststunden, unter denen die Anlage produziert. In der Regel wird ein Wasserstoff-Zwischenspeicher installiert werden, um zumindest die anschließende Methanisierung möglichst kontinuierlich

135 Die Bewertung des Klimaeffektes von CCU ist Bestandteil aktueller Debatten. Im Falle einer zentralen Punktquelle (Kraftwerk, Industrieprozess) führt CCU dazu, dass die direkten Emissionen vermieden werden. Stattdessen wird das CO_2 erst nach der Umwandlung, zum Beispiel in einen Kraftstoff, durch die zweite Nutzung, zum Beispiel in einem Auto, freigesetzt. Wenn nur die Emissionen relevant sind, die tatsächlich in die Atmosphäre freigesetzt werden, so wäre die zweite Nutzung, das heißt die Autofahrt, für diese Emissionen verantwortlich. Dagegen kann argumentiert werden, dass der erste Prozess nicht zum Zwecke der Kraftstofferzeugung betrieben wird und damit ohnehin diese Emissionen aus den fossilen Energieträgern für diesen Prozess anfallen. Der Kraftfahrer wäre dann klimaneutral unterwegs. Übergreifend betrachtet, profitieren beide in Summe von niedrigeren Emissionen pro geleistete Energiedienstleistung. Die korrekte Zuordnung der Emissionen auf die beiden Nutzer ist nicht endgültig geklärt.

136 DVGW 2014.

zu betreiben, da diese nicht die gleiche Dynamik wie die Elektrolyse aufweist. Eine gewisse Reduzierung des Kapitalbedarfs wird durch Massenfertigung der Elektrolysestacks, Übergang zur Druckelektrolyse (Wegfall des Verdichters vor der Methanisierung) sowie Massenfertigung der Druckelektrolyse erwartet. Mit diesen Maßnahmen werden mittel- bis langfristig Investitionskosten von rund 1.000 €/kW ab 2030 für die großskalige Implementierung einer Methanisierungsanlage (Elektrolyse einschließlich Peripherien, Wasseraufbereitung, Gastrocknung, Methanisierung und Einspeisung ins Erdgasnetz) angestrebt.[137]

Um eine möglichst hohe Anzahl an Volllaststunden zu erreichen, wäre auch eine Auslegung auf einen möglichst kontinuierlichen Betrieb der Elektrolyse unter Vorschaltung eines elektrochemischen Speichers denkbar. Damit kann die Elektrolyse kleiner ausgelegt und kontinuierlich betrieben werden, was die Investitionskosten des Elektrolyseurs und der nachgeschalteten Komponenten, insbesondere des Wasserstoffspeichers, reduziert und deren Lebensdauer verlängert. Dies geschieht allerdings um den Preis der zusätzlichen Kosten durch den vorgeschalteten elektrochemischen Speicher. Die spezifische Anlagenauslegung muss aber insbesondere auch den Volumenfluss der verfügbaren CO_2-Quelle berücksichtigen.

Dominant für die Gesamtkosten sind jedoch die Stromkosten der Elektrolyse. Neben den reinen Stromgestehungskosten bilden Netzentgelte und Umlagen einen beachtlichen Teil der heutigen Strombezugskosten. Die Antwort auf die Frage, welche dieser Umlagen und Entgelte zukünftig für Power-to-Gas-Anlagen anfallen, wird einen großen Einfluss auf die betriebswirtschaftliche Bewertung der Technologie haben.

Für die Betriebskosten stellen die intermittierende Fahrweise und die damit einhergehenden Lastwechsel eine beträchtliche Unsicherheit dar. Aktuell wird von einer Halbierung der Lebensdauer von zwanzig auf zehn Jahre bei den kritischen Komponenten ausgegangen und von einem entsprechend erhöhten Wartungs- und Reparaturaufwand. Für den Katalysator der Methanisierungsreaktion wird im diskontinuierlichen Betrieb eine Lebensdauer von fünf Jahren erwartet. Insgesamt wird eine für Gasanlagen normkonforme Anlagenverfügbarkeit von 96 Prozent angestrebt.[138, 139] Mögliche Reduzierungen der Betriebskosten können sich durch eine Nutzung der Abwärmeströme (Methanisierung, Hochtemperaturelektrolyse) sowie aus der möglichen Nutzung des Elektrolysekoppelproduktes Sauerstoff ergeben.

Die synthetische Herstellung produziert SNG zu deutlich höheren Kosten, verglichen mit dem aktuellen Preisniveau von konventionellem Erdgas. Die wesentlichen Kostentreiber sind die Stromkosten und die Investitionskosten der Anlage, die auf die Produktausbeute beziehungsweise die Betriebsstunden umgelegt werden. Dieser Zusammenhang wird beispielhaft in Abbildung 17 dargestellt.

Die Zusammenhänge stellen sich für die Bereitstellung von Methanol oder Fischer-Tropsch-Kraftstoffen über Power-to-X-Technologien sehr ähnlich dar.

3.6 Die Rolle von Biomasse, Geothermie und Solarthermie

Bei den in den Abschnitten 3.3 bis 3.5 diskutierten Technologien wird mit erneuerbaren Energien zunächst Strom erzeugt, der dann wiederum – direkt oder indirekt – zur Bereitstellung von Wärme

137 DVGW 2014.

138 DVGW 2014.

139 GasNZV Gemäß § 33.

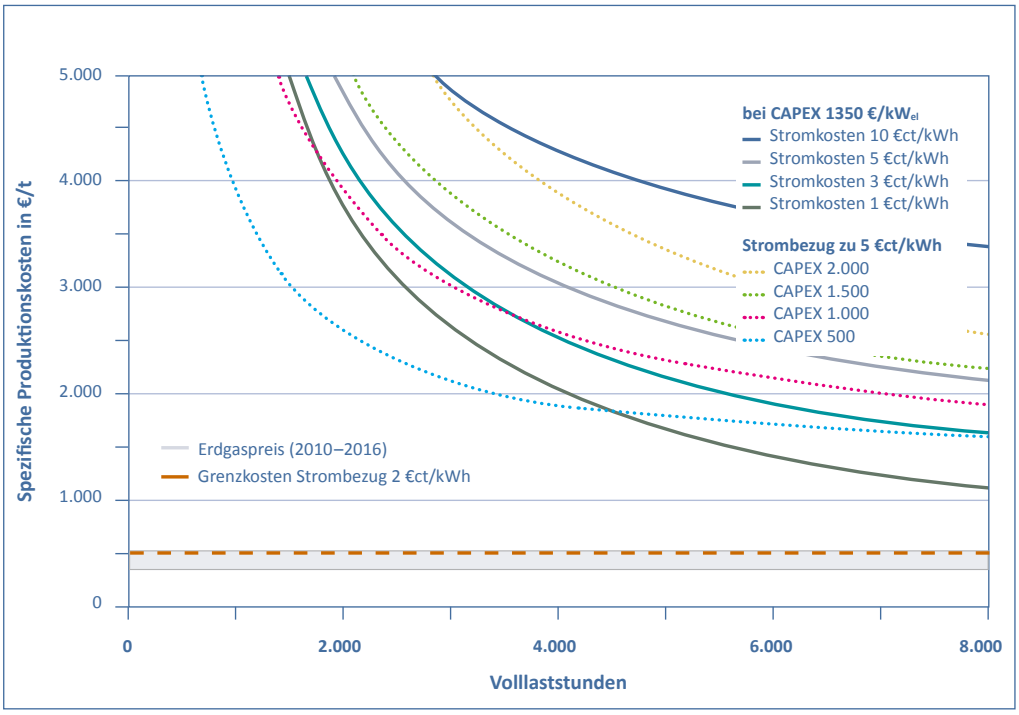


Abbildung 17: Vereinfachte Darstellung der Produktionskosten für SNG als Funktion der Volllaststunden und der Strombezugskosten. Eigene Berechnung: Parameter: CAPEX: 1.350 €/kW$_{el}$, Zinssatz: 6 %, OPEX: 5 % des CAPEX, Strombezugskosten: 1, 3, 5 und 10 €ct/kWh. CAPEX 500: Wenn man nur die reinen Stromkosten betrachtet, erreicht man ab einem Strombezug für 2 €ct/kWh den Bereich des Erdgaspreises für industrielle Abnehmer seit 2010. Hier werden weitere Kostenbestandteile (CAPEX, Instandhaltung, andere Verbrauchsmedien etc.) nicht berücksichtigt.* Die zwei schwarzen Linien geben die Grenzen des Erdgaspreisbereichs von 2010 bis 2016 an.
*BMWi 2017-1.

und Mobilität genutzt wird. Neben diesen Umwandlungspfaden über direkte oder indirekte Elektrifizierung gibt es auch die Möglichkeit, erneuerbare Energien direkt zur Erzeugung von Wärme oder Kraftstoffen zu nutzen.

Bioenergie kann im Energiesystem auf sehr vielfältige Weise verwendet werden: Biogas kann sowohl zur Strom- und Wärmeerzeugung als auch zum Antrieb von Erdgasfahrzeugen genutzt werden. Flüssige Kraftstoffe wie Bioethanol und Biodiesel kommen im Verkehrssektor zum Einsatz. Lignocellulose-haltige Materialien (heute Holz, später auch Restholz, Stroh) werden derzeit zur Strom- und Wärmeerzeugung verwendet, über den Umwandlungspfad der Vergasung oder fermentative Prozesse (Holz-, Strohverzuckerung) und nachfolgende Syntheseprozesse können aber prinzipiell auch Kraftstoffe aus fester Biomasse hergestellt werden.

Geothermie und Solarthermie werden in Deutschland derzeit in erster Linie genutzt, um Heizwärme bereitzustellen. Mit der Tiefengeothermie ist aber grundsätzlich auch Stromerzeugung möglich. In der öffentlichen Wahrnehmung spielen Geothermie und Solarthermie im Vergleich zu Windkraft und Photovoltaik eine eher untergeordnete Rolle, während Bioenergie – insbesondere Biokraftstoffe aus Energiepflanzen – wegen der Nahrungsmittelkonkurrenz („Tank versus Teller“) und Umweltfolgen durch den Anbau (Abholzung von Regenwäldern, Mais-Monokulturen) umstritten ist.

Bei Betrachtung des gesamten Energiesystems mit allen Anwendungsbereichen können auch Geothermie, Solarthermie und Bioenergie in Zukunft eine

wichtige Rolle spielen[140] und Technologien der direkten und indirekten Elektrifizierung ergänzen. In diesem Abschnitt soll analysiert werden, welchen Beitrag diese Energieformen zukünftig leisten können und welche Implikationen (zum Beispiel Flächenbedarf) ein umfassender Ausbau mit sich bringt.

3.6.1 Solarthermie

Solarthermie kann sowohl zur dezentralen Wärmebereitstellung als auch auf höherem Temperaturniveau zur Wärmebereitstellung für industrielle Prozesse eingesetzt werden. Das technisch realisierbare Potenzial ist mit 25 Prozent des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser groß (Abschätzung für reduzierten Raumwärmebedarf). Hierdurch könnten pro Jahr 78 TWh Endenergie bereitgestellt werden.

In sonnenreichen Ländern, zum Beispiel der Mittelmeerregion, kann Solarthermie auch für die Stromerzeugung genutzt werden. Dabei wird in solarthermischen Kraftwerken Solarstrahlung in konzentrierenden Kollektoren (in der Regel Spiegel) gebündelt und zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme für den Kraftwerksblock genutzt.[141] In Deutschland ist die Sonneneinstrahlung für eine wirtschaftliche Nutzung dieser Technologie zu gering. Als eine Option für die zukünftige Energieversorgung wird aber diskutiert, solarthermisch erzeugten Strom aus den europäischen Mittelmeerländern oder Nordafrika zu importieren.[142]

Niedertemperaturwärme

Derzeit werden etwa 2 Prozent (7,79 TWh/a[143]) des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser von Einfamilienhäusern, Doppelhaushälften und Reihenhäusern durch Solarthermie gedeckt. Bei Ausschöpfung des technischen Potenzials ohne einen breiten Einsatz saisonaler Wärmespeicher könnte dieser Anteil auf 25 Prozent erhöht werden, was einem solarthermischen Endenergie-Substitutionspotenzial von 78 TWh/a entspricht[144]. Hierfür sind eine Kollektorfläche von rund 330 Millionen m² (etwa 20 Prozent des Flächenpotenzials an Dachfläche[145]) und eine installierte Leistung von rund 230 GW nötig.[146] Das CO_2-Vermeidungspotenzial liegt damit bei rund 20 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr. Für sehr hohe Anteile erneuerbarer Energien wird sich allerdings eine Dachflächen-Konkurrenz zwischen Solarthermie und Photovoltaik für optimal geneigte Dachflächen ergeben. Abhilfe könnten hier gekoppelte Anlagen schaffen, die aus gekoppelten Solarmodulen zur Stromerzeugung und solarthermischen Kollektoren zur Wärmegewinnung, sogenannten PV-T-Kollektoren, bestehen und somit den flächenbezogenen Energieertrag deutlich erhöhen können.

Solarthermisch bereitgestellte Wärme kann direkt im Gebäude genutzt oder in ein Wärmenetz eingespeist werden. Ein Vorteil bei der Einspeisung in ein Wärmenetz ist, dass zentrale Speicher eingebunden werden können, sodass die Wärmebereitstellung besser dem schwankenden Bedarf angepasst werden kann. In Mitteleuropa wird jedoch immer eine Zusatzwärmequelle benötigt werden, sofern kein sehr großer Wärmespeicher (Saisonalspeicher) zur Versorgung in strahlungsarmen Zeiten installiert wird.

140 Das BMWi schlägt folgende „Einsatzreihenfolge“ erneuerbarer Energien vor: Geothermie und Solarthermie zum Heizen und Klimatisieren, soweit wirtschaftlich sinnvoll, und dort, wo das nicht möglich ist, Strom aus erneuerbaren Energien. Biomasse sollte aufgrund der knappen Potenziale dort eingesetzt werden, wo Solarthermie, Geothermie und Strom nicht sinnvoll einsetzbar sind (BMWi 2016-2, S. 7).

141 Im Technologiesteckbrief *Solarthermische Kraftwerke* wird diese Technologie ausführlich diskutiert (Pitz-Paal/Elsner 2015).

142 Elsner et al. 2015, S. 42–45.

143 AEE 2016-1.

144 Corradini 2013.

145 Everding 2007.

146 Mit einem Umrechnungsfaktor von 0,7 kWth pro m² Aperturfläche.

Eine Solarthermieanlage deckt daher im Normalfall nur einen Teil des Heiz- und Warmwasserbedarfs eines Gebäudes.

Sonnenkollektoren können grundsätzlich mit allen anderen gebäudetypischen Wärmeerzeugern kombiniert werden. Insbesondere bei Bestandsgebäuden müssen jedoch beim Einbau einer Solarthermieanlage die baulichen und heizungstechnischen Gegebenheiten berücksichtigt werden. Da die Investitionskosten der restlichen Wärmeanlage in der Regel nicht wesentlich reduziert werden können, muss sich die Wirtschaftlichkeit allein durch die Endenergieeinsparung ergeben, was bislang in vielen Fällen nur schwer erreichbar ist.[147]

Ein Vorteil der Solarenergie ist ihre ungebrochen hohe Akzeptanz bei privaten Gebäudebesitzerinnen und Gebäudebesitzern. Die Nutzung von Solaranlagen in privaten Haushalten führt zudem zu einer höheren Akzeptanz anderer Formen erneuerbarer Energien.

Industrielle Prozesse

Mit einem Anteil von nur 0,02 Prozent an der weltweit installierten Kollektorfläche spielt die Solarthermie für die Bereitstellung von industrieller Prozesswärme bisher praktisch keine Rolle.[148] Prinzipiell kann Solarthermie allerdings einen größeren Beitrag zur erneuerbaren Wärmebereitstellung in der Industrie leisten. 21 Prozent des industriellen Wärmebedarfs (etwa 4,5 Prozent des gesamten deutschen Endenergieverbrauchs) liegen im Bereich unter 100 °C. Dieses Temperaturniveau kann mit thermischen Solaranlagen ohne optische Konzentration, wie sie unter den Klimabedingungen Deutschlands mit einem hohen Anteil diffuser Strahlung sinnvoll sind, gut erreicht werden. Weitere 10 Prozent liegen im Temperaturbereich von 100 bis 250 °C, der mit weiterentwickelten Komponenten solarthermisch bereitgestellt werden kann.[149] Insgesamt beträgt der Prozesswärmebedarf unter 250 °C in Deutschland etwa 130 TWh/a.

Unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen, begrenzten Dachflächen und der Annahme eines mittleren solaren Deckungsanteils von 30 Prozent könnten davon rund 15 TWh/a mit Solarthermie gedeckt werden; das entspricht in etwa 3 Prozent des industriellen Wärmebedarfs. Bei industriellen Anlagen können die Anlagen sowohl auf (Flach-)Dächern installiert als auch als Freifeldanlagen konzipiert werden. Damit könnte der Anteil der Solarthermie weiter erhöht werden.

Ein Hemmnis für den Ausbau von Solarthermie sind betriebswirtschaftliche Aspekte. Zwar können die Anlagen über ihre gesamte technische Lebensdauer hinweg gegenüber einer konventionellen Wärmeerzeugung wirtschaftlich sein, für Investitionen in Unternehmen werden aber in der Regel Kapitalrückflusszeiten von weniger als fünf Jahren erwartet, was bei Solarthermieanlagen unter den bestehenden Randbedingungen kaum realisierbar ist.[150]

3.6.2 Biomasse

Biomasse kann zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffen ebenso genutzt werden wie zur Herstellung von Zwischenprodukten für die chemische Industrie. Dabei kommt eine Vielzahl verschiedener Verfahren zum Einsatz, von denen hier nur die wichtigsten erläutert werden. Da nur eine begrenzte Menge an Biomasse für die Energieversorgung zur Verfügung steht, sollte sie möglichst so eingesetzt werden, dass sie dem Gesamtsystem den größten Nutzen bringt. Sowohl die Potenziale an Bioenergie als auch die optimalen Verwendungsmöglichkeiten sind umstritten. So liefern verschiedene Ener-

147 FVEE 2015.
148 Vannoni et al. 2008.
149 Lauterbach et al. 2011.
150 SAENA GmbH 2010.

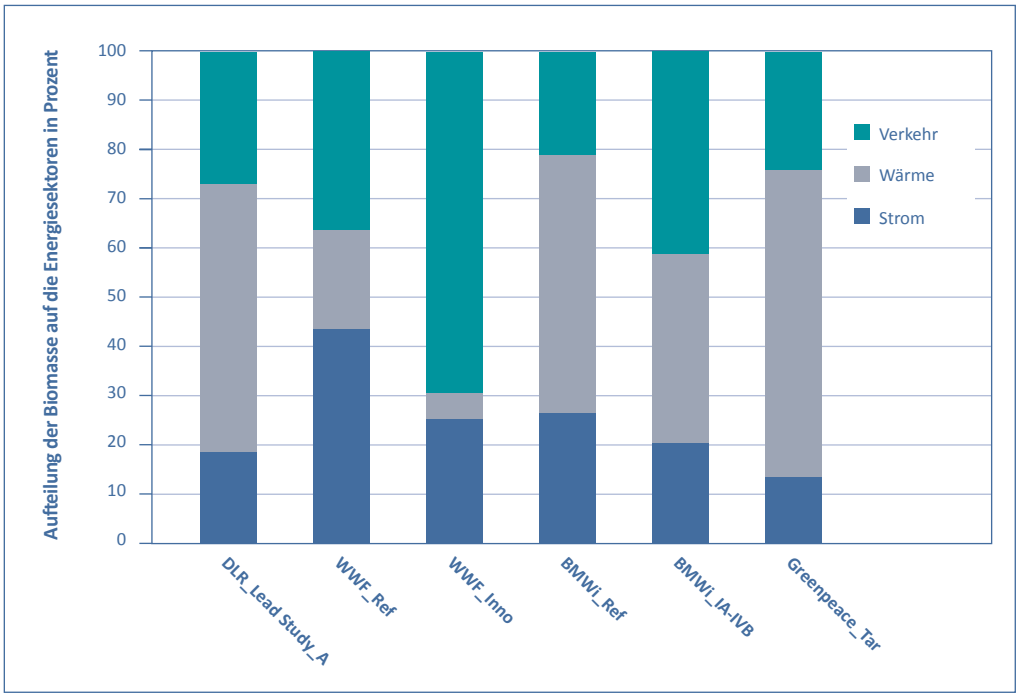


Abbildung 18: Aufteilung der Bioenergie auf die Sektoren in verschiedenen Energieszenarien*
*Szarka 2015.

gieszenarien sehr heterogene Aussagen zu der Menge der verwendeten Bioenergie insgesamt und deren Aufteilung auf die Sektoren Strom, Wärme (Niedertemperatur- und Prozesswärme) und Kraftstoff (vgl. Abbildung 18). Hierbei darf die Rolle der Biomasse als Kohlenstoffquelle für die Chemieproduktion nicht außer Acht gelassen werden: Je stärker – insbesondere im Kraftstoffsektor – die Defossilisierung voranschreitet, desto mehr fallen die wichtigsten Rohstoffe für die Grundchemikalien weg: Naphtha aus der Erdölraffination und niedere Alkane aus nassen Erdgasen.

Potenziale

Biomassepotenziale für die energetische Nutzung ergeben sich als Restmenge aus dem technisch nutzbaren Potenzial und dem Bedarf für die Nahrungsmittelproduktion sowie für die stoffliche Nutzung. Dabei sind auch ökologische Restriktionen (Naturschutz, Humusbilanz) zu berücksichtigen. Werden Nachhaltigkeitskriterien[151] unzureichend berücksichtigt, kann der Anbau von Bioenergie zu erheblichen Treibhausgasemissionen[152] und anderen Umweltschäden, wie Verlust von Artenvielfalt und Schadstoffeintrag in Gewässer, führen.[153] Solange nicht international Landnutzungspolitiken etabliert sind, die den Vorrang der Nahrungsmittelproduktion und die Beachtung von Umweltschutzkriterien für alle Arten der Biomasseproduktion gewährleisten, können vom Anbau und Import von Biomasse für die energetische Nutzung erhebliche Risiken ausgehen. Dies gilt auch, wenn für Bioenergie entsprechende Standards etabliert sind, da Biomasseproduktion für andere Zwecke, für die keine entsprechenden Standards vorgeschrieben sind, dann unter Umständen hin zu niedrige-

151 Leopoldina 2012.

152 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 CO_2 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 CO_2-Emissionen (acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1, S. 62–63).

153 Maßnahmen, die Umweltauswirkungen des Bioenergieausbaus zu reduzieren, werden in acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1 diskutiert.

ren Standards verlagert wird. Da nicht absehbar ist, wann entsprechende internationale Landnutzungspolitiken eingeführt werden, ist das zukünftig nachhaltig nutzbare Potenzial an Anbaubiomasse nicht quantifizierbar. Günstige Wirkung erzielen Anbaubiomassen, wenn sie der Aufwertung von degradierten Flächen, der Erweiterung der Fruchtfolge, der Kohlenstoffsequestierung im Boden oder der Unterstützung von kombinierter stofflich-energetischer Nutzung dienen.

Ein relativ gut einschätzbares Bioenergiepotenzial mit geringen Risiken für Umwelt und Nahrungsmittelsicherheit, für das zudem eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz zu erwarten ist, bieten Rest- und Abfallstoffe. In Deutschland fallen jährlich 275 TWh (989 PJ)[154] an technisch nutzbarer Rest- und Abfallbiomasse an, von denen derzeit gut die Hälfte genutzt werden. Durch Ausschöpfung des gesamten Potenzials könnten etwa 7 Prozent des heutigen Primärenergiebedarfs in Deutschland gedeckt werden.[155]

Dabei stellt lignocellulosehaltige[156] Biomasse (Waldrestholz, Stroh) ein wesentliches Potenzial dar, das noch in erheblichem Maße erschlossen werden kann. Im Biogasbereich bestehen ungenutzte Potenziale bei Reststoffen aus der Tierproduktion (Gülle, Mist, Abfälle aus der Verarbeitung) [157] sowie einer verbesserten Nutzung von anderen feuchten Reststoffen (zum Beispiel kombinierte Vergärung und Kompostierung von Bioabfall, Rückständen aus der Lebensmittelverarbeitung etc.).[158]

Bioenergie in der Stromerzeugung

Zur biobasierten Stromerzeugung wird derzeit in Deutschland hauptsächlich Biogas eingesetzt. Biogasanlagen erzeugen durch einen mikrobiellen Vergärungsprozess ein Rohbiogas, das hauptsächlich aus Methan und Kohlendioxid besteht. Dieses Gas kann entweder mittels Blockheizkraftwerken (BHKW) direkt vor Ort zur Strom- und Wärmeproduktion genutzt werden, oder es wird zu Biomethan aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist (siehe auch Kapitel 4.3.1, Methanisierung von Biogas).

Im Jahr 2015 betrug die installierte elektrische Leistung der Biogasanlagen in Deutschland insgesamt etwa 4,2 GW.[159] Eine Biogasanlage mit etwa 500 kWe (250 Nm³/h Rohbiogas) stellt hierbei eine relativ häufig vorkommende Anlagenkonstellation dar. Viele dieser Anlagen vergären neben den nachwachsenden Rohstoffen (hauptsächlich Mais) auch Gülle. Mit dieser Gülleverwertung tragen sie erheblich dazu bei, die Emissionen von Klimagasen in der Landwirtschaft zu reduzieren. Aufgrund der Vergütung werden heute Biogasanlagen im Dauerbetrieb mit 7.600 bis 8.000 Volllaststunden pro Jahr betrieben.[160] Allerdings steigt der Anteil der Biogasanlagen, die flexibel betrieben werden, aufgrund der 2012 eingeführten Flexibilitätsprämie stetig. Durch Erweiterung der BHKW-Kapazitäten und durch angepasste Gasspeicher kann die Stromerzeugung im Stunden- und Tagesverlauf flexibilisiert werden. Fütterungsstrategien, durch die die Gaserzeugung über mehrere Tage bis Wochen in begrenztem Umfang flexibilisiert werden kann, befinden sich in der Erprobung.

Da Biogasanlagen überwiegend in ländlichen Regionen nahe bei der Biomasse stehen, fehlt es teilweise an einer wirtschaftlich tragfähigen Möglichkeit, die in einem BHKW erzeugte Wärme (beispielsweise in einem Nahwärmenetz) zu nutzen.

154 Inklusive Waldrestholz.

155 Brosowski et al. 2016.

156 Lignocellulose bildet die Zellwände verholzter Pflanzen und besteht aus den drei Komponenten Cellulose, Hemicellulosen und Lignin.

157 Scheftelowitz/Thrän 2016.

158 Brosowski et al. 2016.

159 Statista 2016.

160 FVEE 2015.

Wird hingegen das Biogas ins Erdgasnetz eingespeist, so sind Biogasanlage und Nutzung des Biogases räumlich entkoppelt. Um die technischen Anforderungen für die Einspeisung ins Gasnetz zu erfüllen, muss das Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet werden. Dazu müssen neben Schwefelwasserstoff, der auch für den Einsatz im BHKW entfernt werden muss, auch Kohlendioxid und Wasserdampf abgetrennt werden. Durch Methanisierung des im Roh-Biogas enthaltenen CO_2 kann die Kohlenstoff-Ausbeute aus Biomasse gesteigert werden (siehe Kapitel 3.6). Das auf Erdgasqualität aufbereitete Biogas wird auch als Biomethan bezeichnet. Biomethan kann – wie Erdgas – flexibel in allen Sektoren eingesetzt werden: beispielsweise zur Stromerzeugung in Gasturbinen- oder GuD-Kraftwerken, in Erdgaskesseln oder Erdgasfahrzeugen. Die Kosten der Biomethanerzeugung sind sehr stark von der eingesetzten Biomasse und deren Marktsituation abhängig. „So lagen die Herstellungskosten für Biomethan im Jahr 2013 zwischen 28 und 124 €/MWh (bezogen auf den Heizwert).“[161]

Neben Biogasanlagen kommen Holzheizkraftwerke zur Erzeugung von Strom und Wärme zum Einsatz, die – ähnlich wie die Stromerzeugung aus Kohle – nach dem Prinzip der Festbrennstoffverbrennung und -vergasung funktionieren. Sie sind in einem Leistungsbereich von mehreren Hundert kW bis hin zu 20 MW installiert. Eingesetzt werden Waldresthölzer, Landschaftspflegematerial, aber auch Altholz in speziellen Anlagen mit entsprechenden emissionsschutzrechtlichen Anforderungen[162]. Auch Holzheizkraftwerke bieten Möglichkeiten für einen flexiblen Betrieb.[163]

Bioenergie in der Wärmeerzeugung

Ein Großteil der Bioenergie wird derzeit für die Wärmeerzeugung genutzt. So stammten 2015 etwa 90 Prozent der aus erneuerbaren Energien erzeugten Wärme aus Bioenergie.[164] Als Brennstoff wird hauptsächlich Holz eingesetzt, das meist in aufbereiteter Form (zum Beispiel Pellets oder Hackschnitzel) an die Gebäudeeigentümer oder gewerblichen Wärmeversorger geliefert wird. Jährlich werden zurzeit etwa 25.000 bis 30.000 Pelletkessel, rund 10.000 Stückholzkessel und etwa 3.000 bis 5.000 Holzhackschnitzelkessel neu installiert. Darüber hinaus ist – hauptsächlich in Privathaushalten – eine große Anzahl von Holzöfen im Einsatz.

Als Weiterentwicklung dieser Kleinfeuerungsanlagen auf Holzbasis werden sogenannte intelligente Biomasseheiztechnologien diskutiert. Dabei handelt es sich um verschiedene technische Konzepte flexibler Mikro-KWK-Anlagen (Stirling-Motor, Biomassevergaser mit nachgeschaltetem Gasmotor, Mikrogasturbine oder Brennstoffzelle) im Bereich von 4 bis 20 kW thermischer Leistung.[165]

Bioenergie im Verkehr

Von der derzeit in Deutschland für die Produktion von nachwachsenden Rohstoffen genutzten Fläche entfällt etwa die Hälfte (1,2 Millionen Hektar) auf die Produktion von Rohstoffen für flüssige Biokraftstoffe (Biodiesel und Bioethanol). Da der über die Beimischungspflicht definierte Bedarf daraus alleine nicht gedeckt werden kann, werden Biokraftstoffe international produziert und gehandelt; Bioethanol wird beispielsweise zum Teil nach Deutschland importiert.[166] Derzeit werden Biokraftstoffe aus Stärke- und Ölpflanzen wie Mais, Raps und Palmöl hergestellt, bei denen Nahrungsmittelkonkurrenz und Umweltrisiken relativ hoch sind. Daher werden

161 Weidner/Elsner 2016, S. 12.
162 17. BImschV.
163 Thrän et al. 2015.
164 AEE 2016-3.
165 Weidner/Elsner 2016.
166 Weidner/Elsner 2016.

Verfahren entwickelt, um Biokraftstoffe aus Holz, Stroh sowie Rest- und Abfallstoffen herzustellen.

Holz-, Abfall und Reststoffe aus der Land- und Forstwirtschaft bestehen überwiegend aus Lignocellulose. Diese kann nach drei grundlegend verschiedenen Routen in flüssige Kraftstoffe umgewandelt werden:

1. Hydrolyse-Verfahren mit Zuckern als Zwischenprodukte

2. Thermochemische Verfahren mit direkter Verflüssigung und unter Erzeugung von Pyrolyse- beziehungsweise Bioöl als Zwischenprodukt

3. Thermochemische Verfahren mit indirekter Verflüssigung und Synthesegas als Zwischenprodukt

Mit den Hydrolyseverfahren wird der Anteil an Cellulose in der Lignocellulose verwertet. Der Lignin-Anteil liefert üblicherweise die notwendige Prozesswärme für die Herstellung der Kraftstoffe, Verfahren zur stofflichen Nutzung des Lignins befinden sich derzeit in der Entwicklung. Die Zucker werden nach dem Stand der Technik zu Ethanol umgewandelt. Eine fermentative Umwandlung der Zucker zu hochwertigen Kraftstoff-Komponenten (Isobutanol oder Isoalkane) ist möglich.

Die Verfahren zur Direktverflüssigung (Beispiel: IH2-Prozess von Gas Technology Institute) liefern Rohkraftstoffe für die Produktion über eine zwei- oder mehrstufige Pyrolyse und Hydrierung von Biomasse. Über die Rohstoffflexibilität der Verfahren wurde bisher wenig veröffentlicht. Die Einkopplung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff (vgl. Kapitel 3.4) ist möglich.

In der indirekten Verflüssigung dient Synthesegas als Zwischenstufe für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen.[167] Die Pyrolyse oder Torrefizierung von Lignocellulose kann genutzt werden, um dezentral anfallende Biomasse vor dem Transport energetisch zu verdichten und gleichzeitig für Folgeprozesse aufzubereiten. Die Synthesegasherstellung wird in einer zentralen Vergasungsanlage durchgeführt. Für die Herstellung von Otto- und Dieselkraftstoffen existieren Verfahren, die sowohl Oxygenate (Alkohole, Oxymethylenether) als auch Kohlenwasserstoffe mit Benzin- oder Dieselqualität liefern. Eine Kopplung von Biomasseverarbeitung und Wasserstoffbereitstellung durch Elektrolyse ist möglich, weitere CO_2-Quellen können auch eingekoppelt werden und verbessern die Economy-of-Scale einer solchen Syntheseanlage.

Sektorübergreifende Konzepte

Zunehmend werden Bioraffineriekonzepte entwickelt, die die simultane Herstellung mehrerer Produkte sowohl Chemikalien als auch Energieträger aus Biomasse ermöglichen. In diesen Anlagen werden Prozesse zur Herstellung von Chemikalien, Werkstoffen und Energieträgern (einschließlich Kraftstoffe) aus Biomasse so gekoppelt, dass alle Komponenten der Rohstoffe mit möglichst großer Wertschöpfung und Effizienz genutzt werden können. Eine Verknüpfung mit der Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln ist möglich.[168]

Durch Vergasung kann aus Biomasse ein Synthesegas erzeugt werden, das hauptsächlich aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff besteht. Dieses kann zum Beispiel in Gasturbinen direkt in Strom und Wärme umgewandelt oder zu verschiedenen Kraftstoffen weiterverarbeitet werden. Verschiedene Verfahren sind technisch bereits weit entwickelt. So existieren derzeit Anbieter von Produktionsanlagen ver-

167 Ein Beispiel für einen solchen Prozess ist das am Karlsruher Institut für Technologie entwickelte bioliq-Verfahren (Dahmen et al. 2016).

168 Bundesregierung 2014.

schiedener Leistungsklassen für Methan, Methanol, DME, Wasserstoff und flüssige Kraftstoffe. Jedoch fehlt unter derzeitigen Rahmenbedingungen in weiten Teilen die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu den fossil basierten Alternativen.[169]

Bei Synthesegas aus holzartiger Biomasse ist für die chemische Synthese das Verhältnis aus Wasser-stoff zu Kohlenmonoxid zu niedrig. Ein Teil des Kohlenmonoxids muss daher mit Wasser zu Wasserstoff und Kohlendioxid umgewandelt und abgeschieden werden (Reverse Water Gas Shift). Eine Zuspeisung von Wasserstoff aus Elektrolyse bietet daher eine Möglichkeit, die Produktausbeute zu erhöhen.

Durch die Kombination von Bioenergienutzung mit CCS bietet sich die Möglichkeit, der Atmosphäre CO_2 zu entziehen: CO_2, das zuvor von Pflanzen aus der Atmosphäre aufgenommen wurde, wird bei der energetischen Nutzung (Verbrennung) der Biomasse nicht wieder in die Atmosphäre entlassen, sondern unterirdisch eingelagert.[170] Klimastabilisierungsszenarien (Integrated Assessment Models) kommen großenteils zu dem Schluss, dass die langfristigen Klimaschutzziele nur erreicht werden können, wenn ab der Mitte des 21. Jahrhunderts Technologien mit netto-negativen Emissionen eingesetzt werden. Soll Bioenergie mit CCS zukünftig in der Größenordnung zum Einsatz kommen, wie es die Klimastabilisierungsszenarien suggerieren, so müssen die Technologien dafür bereits in den kommenden zwanzig bis dreißig Jahren implementiert werden.[171] Da die Akzeptanz für die CCS-Technologie in Deutschland bisher sehr niedrig ist, erscheint eine strategische Vermittlung dieser Potenziale in der Öffentlichkeit geboten. Die Abscheidung und Einlagerung von CO_2 ist nur für größere Punktquellen wie Kraftwerke oder Heizwerke geeignet. Wird Bioenergie hauptsächlich im Verkehrssektor eingesetzt, können daher keine negativen Emissionen erzielt werden.

3.6.3 Geothermie

Geothermie stellt einen der weltweit bedeutendsten potenziellen erneuerbaren Energieträger dar, dessen Energie als Wärme direkt genutzt oder in elektrischen Strom umgewandelt werden kann. Man unterscheidet zwischen der oberflächennahen Geothermie, in der einzelne Gebäude in Verbindung mit Wärmepumpen beheizt beziehungsweise gekühlt werden, und der Tiefengeothermie, die für eine Wärme- oder kombinierte Wärme-Strom-Versorgung genutzt werden kann. Weltweit ist heute eine Kapazität von 70 TW Wärme und 22 GW Strom auf Basis von Geothermie installiert. Durch eine bedarfsgerechte, flexible und regelbare Strom- und Wärmeversorgung stellt die Geothermie eine sinnvolle Ergänzung zur Energieeinspeisung durch andere erneuerbare, jedoch volatile Energieträger dar. Der geringe Platzbedarf erlaubt prinzipiell auch eine Nutzung in unmittelbarer Nähe zu Siedlungsgebieten.

Oberflächennahe Geothermie wird als Wärmequelle für Sole-Wasser-Wärmepumpen-Systeme verwendet (siehe Kapitel 3.6.3). Mit diesen können übliche Vorlauftemperaturen moderner Heizungen von 30 bis 40 °C erreicht werden. Die kombinierte Energienutzung (Wärmenutzung im Winter und Kühlung im Sommer) wird mittlerweile für gewerbliche Liegenschaften und große Infrastrukturgebäude wie zum Beispiel Flughafen-Terminals mit einem Wärme- beziehungsweise Kältebedarf von jährlich über 1 GWh eingesetzt.

Höhere Temperaturen werden im Bereich der Tiefengeothermie durch Zirkulation von Wasser zwischen mindestens zwei Bohrungen (Dubletten) erreicht. Aktuell werden hauptsächlich Heißwasseraquifere zur Stromerzeugung und Wärmegewinnung genutzt, da diese sedimentären

169 Weidner/Elsner 2016.

170 Lackner 2016.

171 Der mögliche zukünftige Beitrag von Bioenergie mit CCS wird in der Arbeitsgruppe „Bioenergie“ des Akademienprojekts ESYS analysiert.

Schichten eine erhöhte natürliche hydraulische Wegsamkeit besitzen. Für eine wirtschaftliche Nutzung muss eine ausreichende Fließwegsamkeit zwischen den Bohrungen vorhanden sein, um zum Beispiel für die Stromproduktion Fließraten von über 50 Liter/s zu erreichen. Da diese Fließraten unter natürlichen Bedingungen nur in wenigen geologischen Strukturen zu erreichen sind, werden häufig sogenannte Stimulationsmaßnahmen vorgenommen. Dabei werden mittels Hydraulic Fracturing (Fracking) durch Fluid-Injektion Risse im Gestein erzeugt.[172] Diese sogenannte EGS-Technologie, Enhanced/Engineered Geothermal System, wird als eine bedeutende Zukunftstechnologie in der Geothermie angesehen. Die Verbreitung der Tiefengeothermie ist prinzipiell in den meisten Gegenden in Deutschland möglich, sie konzentriert sich aber aufgrund der geologischen Bedingungen stark auf Süddeutschland.

In Deutschland werden heute etwa 5,5 TWh pro Jahr an geothermischer Wärme aus dem Untergrund genutzt, und es sind geothermisch betriebene Kraftwerke mit einer Kapazität von 37 MW an das Stromnetz angeschlossen. Erdwärme ist streng genommen nicht erneuerbar, die (erschöpflichen) Ressourcen sind allerdings sehr groß. Sehr optimistische Schätzungen geben das maximale Potenzial von Geothermie zur Stromproduktion in Deutschland mit jährlich etwa 260 TWh Strom an,[173] womit die heutige Jahresstromerzeugung zu 40 Prozent gedeckt würde. Hierzu müssten etwa 13.500 EGS-Anlagen mit einer jeweils maximalen installierten Leistung von 35 MW errichtet und etwa 240.000 Bohrungen niedergebracht werden. Allerdings ist die Stromerzeugung mit Geothermie nach heutigem Stand der Technik wesentlich teurer als solche aus Windkraft, Photovoltaik und Biogas. Dies gilt umso mehr, wenn die Anlagen regelbaren Strom bereitstellen sollen und daher nicht im Grundlastbetrieb laufen.[174] Zudem dürfte die erhebliche Anzahl der Bohrungen, die für eine umfangreiche Nutzung der Geothermie erforderlich wäre, mit Akzeptanzproblemen in der lokalen Bevölkerung verbunden sein.

Kostenuntersuchungen von Geothermieanlagen zeigen Stromgestehungskosten von 22 €ct/kWh. Wird zusätzlich Wärme ausgekoppelt (Kraft-Wärme-Kopplung), können die Kosten um 4 €ct/kWh gesenkt werden. Eine weitere Kostenreduktion kann durch die Vergrößerung des Thermalwasserfördervolumens je Dublette erreicht werden. Beispielsweise kann dies unter den Bedingungen des Oberrheingrabens erreicht werden, wodurch die Stromgestehungskosten auf 8 €ct/kWh sinken könnten. Es zeigt sich, dass die Kosten stark von den Gegebenheiten vor Ort abhängen.

In der Gesellschaft wird die geothermale Strom- und Wärmeerzeugung zum einen positiv aufgenommen, da aufgrund der Grundlastfähigkeit keine Backup-Energiequellen benötigt werden. Auf der anderen Seite wird die Gewinnung von Erdwärme als bedrohlich angesehen, da hierdurch seismische Aktivitäten hervorgerufen werden können. Dies gilt insbesondere für die Tiefengeothermie, aber auch die Wärmeerzeugung mit flacher Geothermie ist in der Gesellschaft in Diskussion, da bei einzelnen Projekten durch Bohrungen Infrastrukturschäden hervorgerufen wurden (zum Beispiel in Staufen).

Das große Potenzial für geothermische Strom- und Wärmeproduktion in Deutschland kann als Chance angesehen werden. Sowohl Vorkommen von gering permeablen, heißen Tiefengesteinen in Süddeutschland als auch Vorkommen in hydraulisch dichten metamorphen Gesteinen und Sedimentgesteinen in Nord-

172 acatech/Leopoldina/Akademienunion 2015-1.

173 Paschen et al. 2012; Jain 2012; Jain et al. 2015.

174 Elsner et al. 2015, S. 46.

deutschland sind vorhanden. Ein Vorteil der geothermischen Strom- und Wärmeproduktion ist der geringe Flächenverbrauch von 1 bis 2 m²/kW[175] und die Möglichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung.

Zu den technischen Risiken gehören die Wahl eines geeigneten Arbeitsmediums (Brennbarkeit, Treibhausgaspotenzial) und die Anzahl notwendiger Bohrungen. Ökonomische Risiken bestehen, weil die geothermische Stromerzeugung aufgrund des frühen Technologiestadiums auf staatliche Förderung angewiesen ist. Hinzu kommen Akzeptanzprobleme aufgrund historischer Schadensfälle bei Erdwärmenutzung.

3.7 Vergleich der Optionen – CO_2-Emissionen, Energieeinsatz, Infrastrukturbedarf

Beim Einsatz neuer Technologien und Anwendungen im Rahmen der Sektorkopplung sind nicht nur die technischen Aspekte relevant, die in den vorigen Kapiteln beleuchtet wurden. Weitere Fragen, die sich für alle Technologien gleichermaßen stellen und die vor allem im Vergleich von Bedeutung sein können, sind zum Beispiel: Wie hoch ist der Beitrag zur Einsparung an Kohlendioxid-Emissionen? Wie viel Strom welcher Zusammensetzung wird dafür eingesetzt? Welche Infrastrukturen sind für den Einsatz notwendig? Wird die Nutzung gesellschaftlich und lokal unterstützt, oder ist mit Akzeptanzproblemen zu rechnen? Einige dieser Fragen werden im Folgenden exemplarisch an Beispielen diskutiert. Die ebenso wichtige Frage, welche zusätzlichen (systemweiten) Kosten durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien entstehen, wird an dieser Stelle zunächst ausgeklammert und in Kapitel 5 und 6 adressiert.

175 Daten erhoben im Zeitraum Februar 2012 bis November 2014 am Lehrstuhl für Energiesysteme, Technische Universität München 2014 (vgl. Schlagermann 2014).

3.7.1 Bewertung der Kohlendioxid-Emissionen

Werden konventionelle Technologien, wie Verbrennungsmotoren oder Ölheizungen, durch neue Anwendungen ersetzt, stellt sich die Frage, wie stark der Kohlendioxid-Ausstoß dadurch tatsächlich vermindert wird. Diese Frage ist einerseits wichtig, wenn die CO_2-Grenzvermeidungskosten bestimmt werden sollen, also diejenigen Kosten, die anfallen, um eine bestimmte Menge an CO_2 einzusparen. Andererseits muss die Minderung des CO_2-Ausstoßes bestimmt werden, um den Beitrag, den neue Technologien zur Erreichung der Emissionsreduktionsziele leisten, abschätzen zu können.

Basieren neue Anwendungen auf dem Einsatz von Strom, wie es bei der direkten und indirekten Elektrifizierung der Fall ist, gilt es zunächst zu analysieren, mit welchen CO_2-Emissionen der zusätzlich verwendete Strom zu bewerten ist.[176] Hierfür gibt es drei grundlegende Positionen, die – je nach Perspektive oder Bilanzraum – jede für sich nachvollziehbar erscheinen und dem Einsatz der neuen Technologien entweder keine zusätzlichen Emissionen („Null-Belastung“) bis hin zu hohen zusätzlichen Emissionen („Grenzbelastung“) zurechnen[177]:

176 Die CO_2-Emissionen, die in der gesamten Produktionskette entstehen, werden hier nicht diskutiert. Ein Beispiel wäre die Herstellung von Elektroautos, inklusive der Batterie, die oft mit einem erheblichen Energieaufwand verbunden ist.

177 Als weiteres Argument wird oft angebracht, dass keine zusätzlichen CO_2-Emissionen verursacht werden, wenn für die Anwendungen nur Strom aus erneuerbaren Energiequellen bezogen wird. Dieses Argument ist jedoch nur gültig, wenn sichergestellt ist, dass die zusätzliche Stromabnahme zu einem zusätzlichen Zubau von erneuerbaren Energiequellen und tatsächlich zur Erzeugung von zusätzlichem CO_2-freiem Strom in gleicher Größenordnung führt. Dies ist bei den meisten Ökostromverträgen nicht der Fall, da hier nur eine Zurechnung von handelbaren Grünstromzertifikaten erfolgt. In der physikalischen Stromerzeugungskette ändert sich jedoch nichts. Erreicht werden kann dies nur durch hohe Anforderungen an die Zertifizierung, wie sie teilweise auch in Modellregionen erfolgt (vgl. auch Schallaböck/Fischedick 2012, S. 6).

- **Position 1 – Hohe zusätzliche Belastung (Grenzbelastung)**: Da im Moment der zusätzlichen Stromnachfrage ein (möglicherweise älteres Kohle- oder Gas-)Kraftwerk betrieben werden muss, ist der zusätzliche Strom mit den spezifischen (relativ hohen) CO_2-Emissionen dieses Kraftwerks zu belasten.

- **Position 2 – Null-Belastung:** Da der europäische Emissionshandel eine Obergrenze (Cap) an CO_2-Emissionen festgelegt hat und diese Obergrenze durch zusätzliche Elektrifizierung nicht erhöht wird, führt der zusätzliche Strom insgesamt nicht zu zusätzlichen Emissionen.

- **Position 3 – Durchschnittliche Belastung:** Vereinfachend wird häufig der mittlere Emissionsfaktor des jeweiligen aktuellen Erzeugungsmix verwendet.

Unmittelbar beziehungsweise lokal können durch einen erhöhten Stromverbrauch gemäß Position 1) höhere Emissionen verursacht werden. Interessant ist diese Betrachtungsweise insbesondere, um den Beitrag von Sektorkopplungstechnologien zur Erreichung nationaler Emissionsreduktionsziele abzuschätzen. Wenn diese Technologien höhere Emissionen als die „konventionelle" Alternative verursachen und der zusätzlich benötigte Strom nicht importiert wird, führt seine Erzeugung innerhalb Deutschlands zu CO_2-Emissionen, die den Beitrag dieser Technologien zur Erreichung der Emissionsziele der Bundesregierung mindern.

Aus europäischer Perspektive führt die zusätzliche Stromerzeugung lediglich zu einem „Verbrauch" von Emissionszertifikaten. Bei einem fixen CO_2-Budget (wie es aktuell durch den EU ETS vorgegeben ist) führt dies zu steigenden CO_2-Preisen, jedoch nicht zu steigenden Emissionen. Die zusätzlichen Emissionen werden automatisch durch Emissionsreduktionen an anderer Stelle ausgeglichen. Solange infolge des zusätzlichen Einsatzes von Strom keine zusätzlichen Emissionszertifikate ausgegeben werden, steigen damit die Emissionen in Europa (auch über längere Zeiträume) nicht. Dieses Argument stimmt allerdings nur, wenn der Cap bereits erreicht ist. Wenn ursprünglich zu viele Emissionszertifikate ausgegeben wurden und der Deckel bisher nicht erreicht wurde, führen zusätzliche Emissionen so lange zur Erhöhung des gesamten CO_2-Ausstoßes, bis alle überschüssigen Zertifikate abgebaut sind. Dies scheint bisher der Fall gewesen zu sein.

Aus Systemperspektive würden – nach Ausschöpfung oder Abbau der überschüssigen Zertifikatemenge und unter der Annahme des Fortbestands eines Cap-And-Trade-basierten CO_2-Zertifikatesystems[178] – alle Maßnahmen zur Elektrifizierung von Sektoren, die bisher nicht Teil dieses Systems sind, einen CO_2-Minderungseffekt in voller Höhe der in diesen Sektoren eingesparten Emissionen haben (ohne Berücksichtigung von herstellungsbedingten Emissionen). Beim Einfluss der Elektrifizierungsmaßnahmen im Kontext des EU ETS müssen dazu noch weitere Einflussgrößen oder Regelmechanismen berücksichtigt werden, die teilweise von den gewählten Systemgrenzen abhängen. Ein Beispiel sind die Flottenverbrauchsgrenzen für den Verkehrssektor. Hier spielt das Zusammenwirken der verschiedenen europäischen Regulierungen und deren Entwicklung in der Zukunft eine große Rolle, zum Beispiel wenn Emissionen von einem bisherigen „Nicht-

178 Ob das EU ETS in seiner jetzigen Form so bestehen bleiben wird, wird an dieser Stelle nicht diskutiert. Diese Frage steht vor dem Hintergrund der dynamischen Entwicklungen im Energiebereich, die unter anderem auch durch eine verstärkte Verschmelzung der Sektoren (beispielsweise durch einen starken Ausbau der Elektromobilität) und damit der Grenzen zwischen EU-ETS- und Nicht-EU-ETS-Bereichen bedingt werden. Aspekte hiervon werden in Kapitel 6 diskutiert.

EU-ETS-Bereich“ in den EU ETS verschoben werden (siehe auch Kapitel 6).[179]

Um den Beitrag alternativer Technologien zu nationalen Reduktionszielen aus lokaler Perspektive zu beurteilen, muss der CO_2-Austoß, den die Verwendung von Strom durch neue Anwendungen verursacht, mit dem vermiedenen CO_2-Ausstoß durch die zu ersetzenden Technologien verglichen werden. Dabei muss zukünftig auch berücksichtigt werden, ob eine Anlage flexibel betrieben wird, um auf das aktuelle Stromangebot zu reagieren. Vereinfachend wird im Folgenden von der „durchschnittlichen Belastung“ (Position 3) ausgegangen, um die Frage zu beantworten, bei welchem Strommix, also ab welchem Wert der spezifischen CO_2-Emissionen pro erzeugte Kilowattstunde Strom, neue Technologien und Anwendungen CO_2-Emissionen gegenüber konventionellen Technologien einsparen.

Abbildung 19 zeigt die CO_2-Emissionen verschiedener Technologien im Niedertemperaturbereich zur Bereitstellung von Raumwärme in Abhängigkeit vom zugrunde gelegten Strommix. Es zeigt sich, dass Wärmepumpen mit einer Jahresarbeitszahl von 3 bei Zugrundelegung des heutigen Strommix (im Jahr 2014: 569 g/kWh)[180] bereits niedrigere CO_2-Emissionen als ein Erdgas-Brennwertkessel verursachen. Ein Heizstab[181] hingegen führt heute etwa zu dreimal so hohen CO_2-Emissionen wie ein Erdgas-Brennwertkessel bei der gleichen Wärmeleistung.

Die CO_2-Emissionen für Fahrzeuge mit verschiedenen Antriebstypen sind in Abbildung 20 dargestellt. Für das gewählte Beispiel des Batterie-Elektrofahrzeugs VW Golf VII (e-Golf mit einer Leistung von 85 kW und einem durchschnittlichen Testverbrauch von 18,2 kWh/100 km) liegt der Ausstoß beim heutigen Strommix unterhalb dem eines vergleichbaren Fahrzeugmodells mit einem konventionellen Antrieb (hier: VW Golf VII mit einer Leistung von 77 kW und einem durchschnittlichen Testverbrauch von 5,3 Litern/100 km).[182] Der CO_2-Ausstoß des e-Golfs liegt beim heutigen Strommix auch unter dem von der Europäischen Union festgelegten Flottenverbrauchswert für Pkw von 120 gCO_2/km, während der Golf VII mit konventionellem Antrieb mit 148 gCO_2/km darüber liegt.

Auch die CO_2-Einsparungen, die sich durch eine Nutzung von Wasserstoff im Mobilitätssektor ergeben, hängen vom verwendeten Strom ab, sofern der Wasserstoff auf Basis der Elektrolyse hergestellt wird. Die Emissionen eines brennstoffzellenbetriebenen Elektroautos sind ebenfalls in Abbildung 20 dargestellt. Beim heutigen Strommix läge der ermittelte Wert mit etwa 270 gCO_2/km deutlich über dem Flottenverbrauchswert. Wenn in Zukunft allerdings Wasserstoff vollständig durch Elektrolyse mit erneuerbaren Energien erzeugt würde, würde dieser Wert drastisch reduziert und weit unter dem Flottenverbrauchswert liegen. Wird der Wasserstoff mithilfe von Dampfreformierung hergestellt, liegt der Ausstoß mit 81 gCO_2/km ebenfalls unter dem Flottenverbrauchswert.

3.7.2 Energieeinsatz und Effizienz der Wandlungsketten

Die verschiedenen Anwendungen können hinsichtlich ihres Energieeinsatzes verglichen werden. Es bietet sich an, Technologien der direkten und indirekten Elektrifizierung hinsichtlich des eingesetzten Stroms zu vergleichen. Generell führt jeder Wandlungsschritt zu Energieverlusten (wenn nicht in Wärme umgewandelt wird). Im Allgemeinen ist es daher weniger energieeffizient – gemessen am eingesetzten Strom –,

179 Ausfelder et al. 2015-1.

180 Vgl. UBA 2017-3. Dabei wurden 6 Prozent Leitungsverluste eingerechnet, analog zu BMUB 2017.

181 Wird ein Heizstab lediglich zur Nutzung von „Überschussstrom“ verwendet, würden dadurch keine zusätzlichen CO_2-Emissionen entstehen, da der Strom ohnehin bereitgestellt wird. Dieser Fall wird hier allerdings nicht untersucht.

182 ADAC 2013-1.

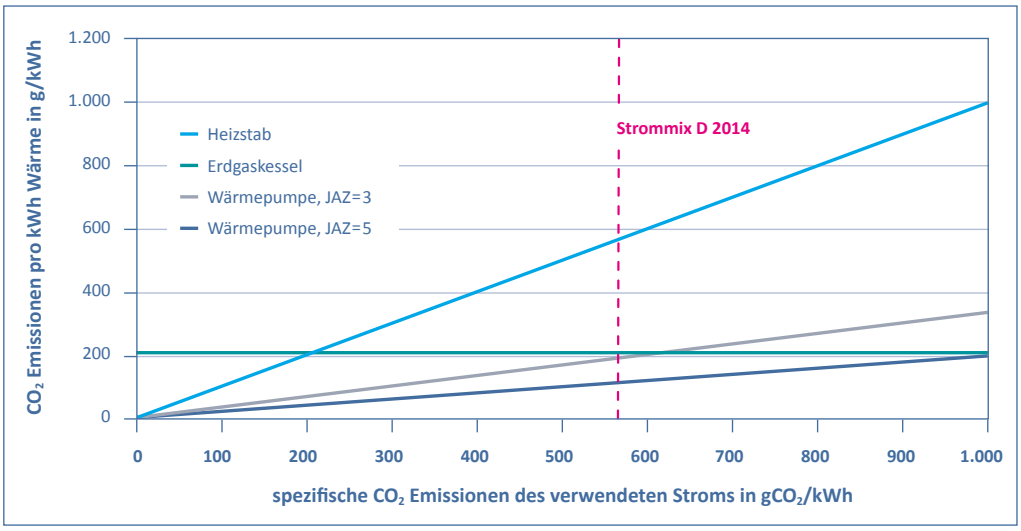


Abbildung 19: CO_2-Emissionen pro Kilowattstunde erzeugter Wärme von Power-to-Heat-Technologien in Abhängigkeit von den spezifischen CO_2-Emissionen des verwendeten Stroms im Vergleich zu den CO_2-Emissionen eines Erdgas-Brennwertkessels. Es wurden zwei Wärmepumpen mit unterschiedlichen Jahresarbeitszahlen von 3 und 5 betrachtet. Für den Brennwertkessel wurde eine Effizienz (bezogen auf den Heizwert) von 95 Prozent angenommen, womit sich ein CO_2-Ausstoß von 212 gCO_2/kWh ergibt.* Die gestrichelte Linie gibt die spezifischen CO_2-Emissionen des deutschen Strommix von 2014 an (535 g/kWh), unter Annahme eines Leitungsverlustes von 6 Prozent (569 g/kWh).**
* Die Emissionen wurden über die spezifischen CO_2-Emissionen von Erdgas berechnet (vgl. UBA 2016-1).
**Analog zu BMUB 2017.

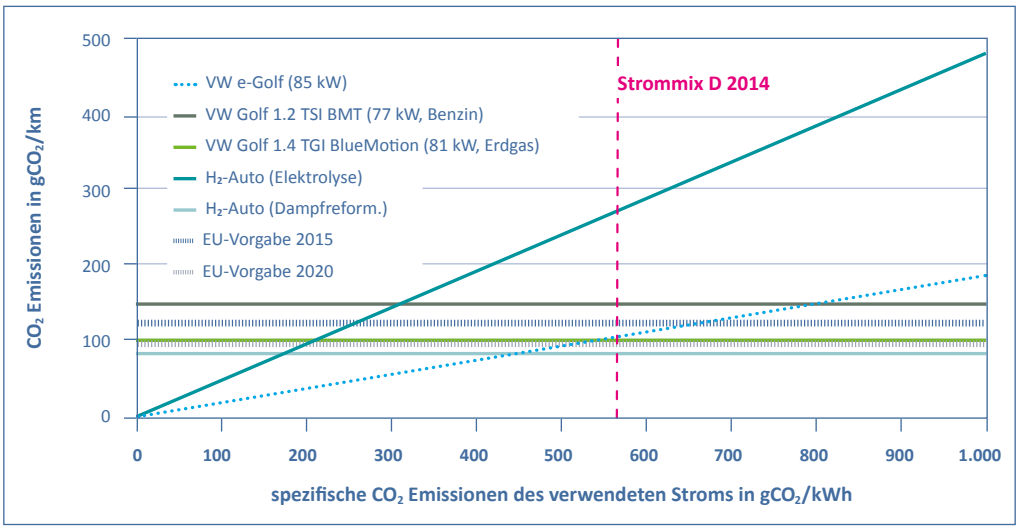


Abbildung 20: CO_2-Emissionen pro gefahrenen Kilometer für verschiedene Fahrzeugtypen in Abhängigkeit der spezifischen CO_2-Emissionen des verwendeten Stroms. Dargestellt sind Emissionen des VW VII Golf e-Golf [a)], des VW VII Golf 1.2 TSI[b)] (148 gCO_2/km), eines erdgasbetriebenen VW Golf[c)] (98 gCO_2/km) sowie eines brennstoffzellenbetriebenen Elektroautos mit einem Verbrauch von 1 kgH_2/100km.[d)] Für den Strombedarf der Elektrolyse wurde dabei ein Wert von 4,3 kWh/m³ angenommen.[e)] Die gestrichelte Linie gibt die spezifischen CO_2-Emissionen des deutschen Strommix an (535 g/kWh), unter Annahme eines Leitungsverlustes von 6 Prozent (569 g/kWh).[f)] Weiterhin eingetragen sind der von der Europäischen Union festgelegte Flottenverbrauch für Pkw von 120 gCO_2/km sowie der ab 2020 vorgesehene Flottenverbrauch mit 90 gCO_2/km.

a) ADAC 2014; 2. **b)** ADAC 2013; 1. **c)** ADAC 2014; 1. **d)** Als Beispiel diente der Toyota Mirai, mit einem gemessenen Verbrauch von 1 kgH_2/100 km (ADAC 2017); **e)** Der Wert gibt den Strombedarf für die Herstellung von 1 m³ Wasserstoff bei Normdruck an (Ausfelder et al. 2015-1); **f)** Analog zu BMUB 2017.

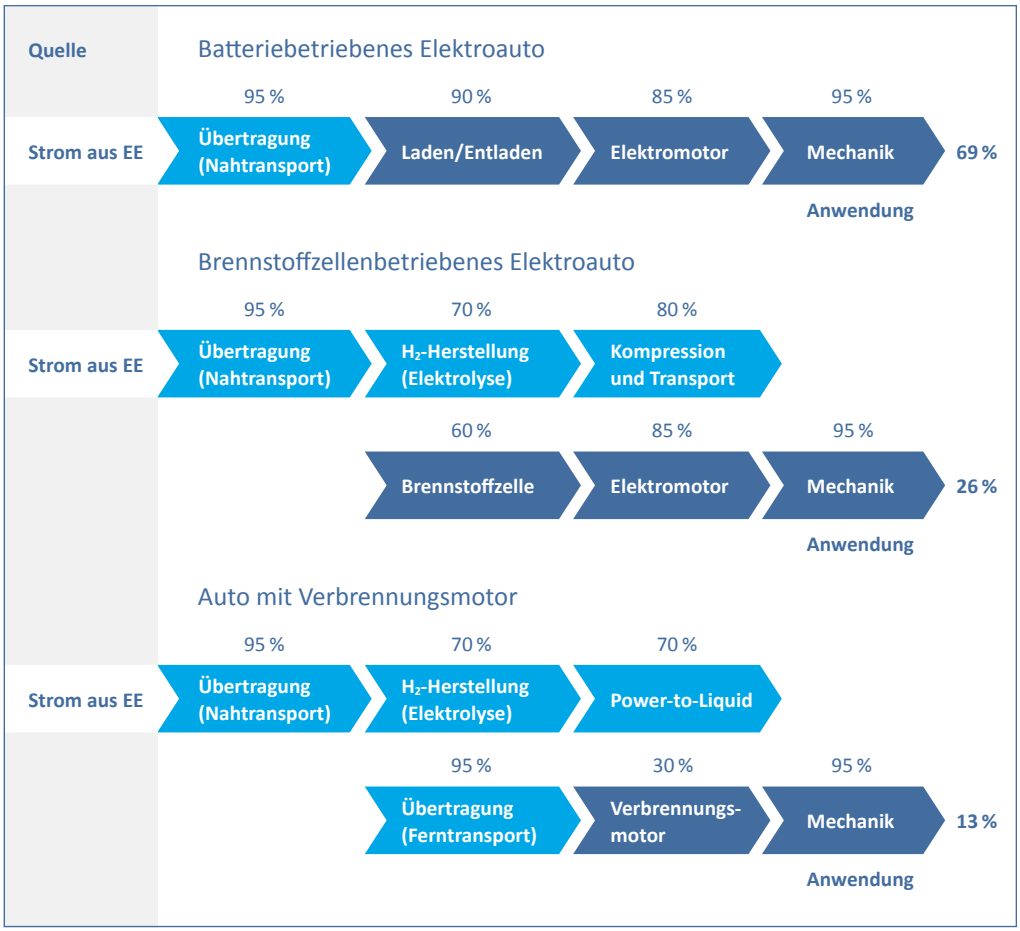


Abbildung 21: Vereinfachte Prozesskette sowie Wirkungsgrade für Personenfahrzeuge mit unterschiedlichen Antriebsarten.* Als Energiequelle (weiße Kästen) wird jeweils Strom aus erneuerbaren Energien verwendet. Es folgen verschiedene Umwandlungsschritte und Transportwege (blaue Kästen) sowie weitere Prozessschritte in den Fahrzeugen (dunkle Kästen). Bei der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen ist zu beachten, dass das benötigte CO_2 hier nicht in die Energiebilanz eingerechnet ist. Steht das CO_2 nicht energieneutral zur Verfügung, sondern muss erst gewonnen werden (beispielsweise durch Abtrennung aus Luft), muss dieser Prozessschritt in der Energiebilanz berücksichtigt werden.

*Batteriebetriebenes Elektroauto (vgl. Statistisches Bundesamt 2017; INL 2016, S. 3; dena 2010; Haupt 2013, S. 24); H_2-Herstellung (vgl. Ausfelder et al. 2015-1); Verbrennungsmotor (für Dieselmotoren bis zu 43 %, vgl. Braess/Seiffert 2013, S. 227; beispielsweise neueste Entwicklungsstufe des 2.5| 4-Zylinder-Motors von Toyota, mit einer maximalen Effizienz von 40 %, vgl. Toyota 2016).

Fahrzeuge mit Wasserstoff oder synthetischen Kraftstoffen im Vergleich zu batteriebetriebenen Elektroautos zu versorgen, da der Strom zunächst durch mehrere Prozessschritte in die entsprechenden Energieträger umgewandelt werden muss. Die Verluste hängen jedoch stark von den angewandten Prozessen ab.

Abbildung 21 und Abbildung 22 veranschaulichen (vereinfachte) Wandlungsketten am Beispiel des Verkehrsbereichs für drei unterschiedliche Antriebsarten: batteriebetriebene Elektroautos, brennstoffzellenbetriebene Elektroautos und Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor. Gemessen am technischen Wirkungsgrad sind batteriebetriebene Elektroautos am effizientesten, wenn die gesamte Wandlungskette betrachtet wird. Dies bedeutet, dass der Energieeinsatz hier am niedrigsten ist.

Diese Betrachtung impliziert nicht, dass eine direkte Elektrifizierung des Verkehrsbereichs die beste Lösung darstellt. Die technische Effizienz ist nur eines von mehreren Bewertungskriterien. Wie bereits diskutiert, können auch die Transportier- und Speicherbarkeit, Kosten, gesellschaftliche Akzeptanz, Ressourcen-

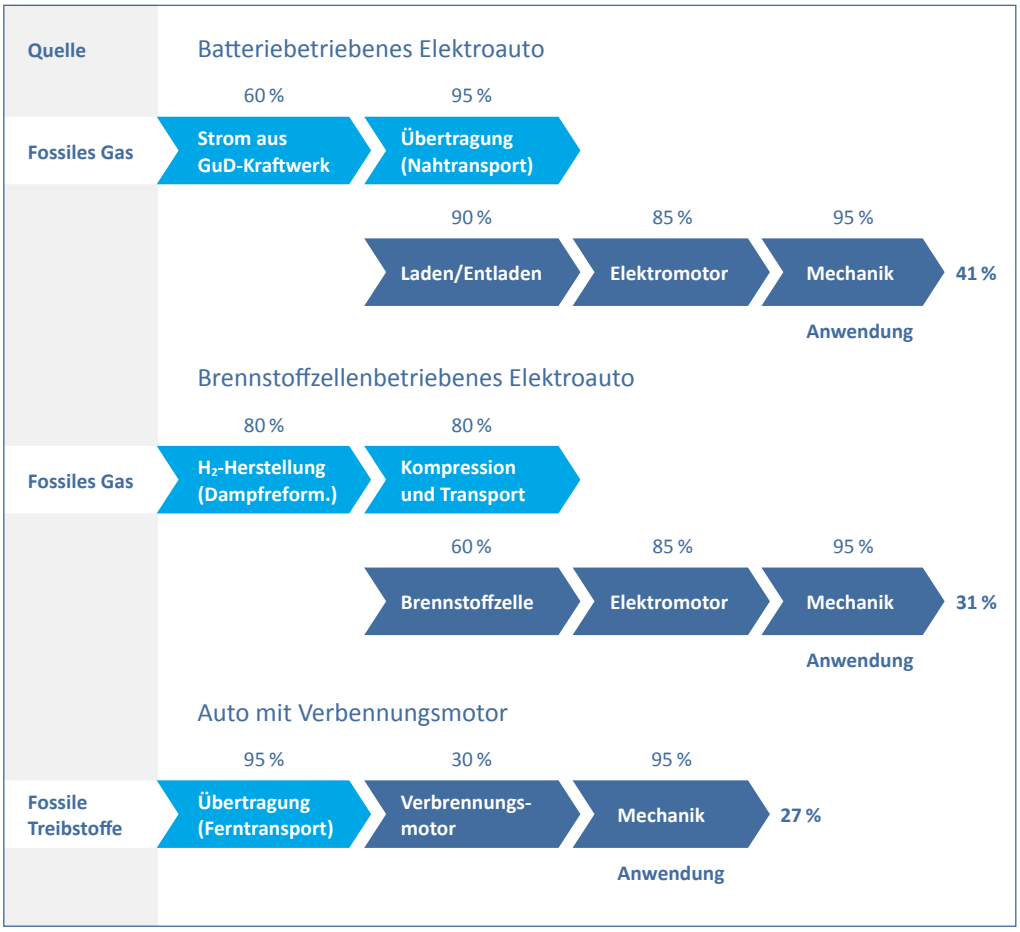


Abbildung 22: Vereinfachte Wandlungskette und Wirkungsgrade der relevanten Prozesse für verschiedene Fahrzeugtypen.* Als Quelle (helle Kästen) wird jeweils ein fossiler Energieträger verwendet. Abgebildet sind zudem verschiedene Umwandlungsschritte und Transportwege (blaue Kästen) sowie weitere Prozessschritte in den Fahrzeugen (dunkle Kästen).

*Strom aus GuD-Kraftwerk (61,5 % im Maximum, vgl. Siemens 2014); H_2-Herstellung Dampfreformierung (vgl. Rostrup-Nielsen/Rostrup-Nielsen 2001); Raffinierung und Übertragung von Rohöl (vgl. Favennec 2001) oder von Erdgas (vgl. Mitchell et al. 1990).

effizienz oder vor allem die Klimaeffizienz, also die CO_2-Emissionen pro eingesetzte Energiemenge entscheidend sein. So kann es sinnvoll sein, im urbanen Straßenverkehr auf eine direkte Elektrifizierung zu setzen, da Fahrzeuge hier eher kurze Strecken zurücklegen und ein dichtes Infrastrukturnetz zur Verfügung stehen kann, während im Güterverkehr andere Alternativen angestrebt werden, aufgrund der vergleichsweise schlechten Speicherbarkeit von Strom und des hohen Gewichts der Batterien.

3.7.3 Infrastrukturbedarf

Der Bedarf an Infrastrukturen ist für die in Kapitel 3.3 bis 3.6 vorgestellten Optionen teilweise sehr unterschiedlich ausgeprägt. Tabelle 11 gibt einen vereinfachten Überblick über die wichtigsten Infrastrukturen sowie die Auswirkungen auf deren Bedarf bei verstärkter Umsetzung bestimmter Optionen der Sektorkopplung.[183]

Für alle denkbaren Konstellationen eines emissionsarmen Energiesystems werden einzelne Kernelemente der heutigen Infrastruktur auch in Zukunft erhalten bleiben oder teilweise stark ausgebaut, andere dagegen um- oder rückgebaut werden müssen. Das genaue Ausmaß dieser Transformation hängt dabei von der jeweiligen Systemausprägung

183 Stromerzeugungsanlagen wie thermische Kraftwerke oder Wind- und Solaranlagen gehören auch zur Infrastruktur, werden an dieser Stelle aber nicht diskutiert.

	Direkte Elektrifizierung	Wasserstoffwirtschaft	Power-to-Gas/ Fuel-Wirtschaft	Alternative Erneuerbare*
Übertragungsnetz Strom	Starker Ausbau	Mittlerer Ausbau	Mittlerer Ausbau	Erhalt
Verteilnetz Strom	Starker Ausbau	Mittlerer Ausbau	Mittlerer Ausbau	Erhalt, eventuell geringer Ausbau
Übertragungsnetz Erdgas	Keine Änderung oder eventuell Rückbau	Eventuell Umnutzung	Erhalt, eventuell geringer Ausbau	Erhalt, eventuell geringer Ausbau
Verteilnetz Erdgas	Rückbau	eventuell Umnutzung	Erhalt	Erhalt
Wärmenetze	Erhalt oder Ausbau (gut für Strommanagement in urbanen Räumen)	Unabhängig, jeweils von Rückbau bis Ausbau möglich	Unabhängig, jeweils von Rückbau bis Ausbau möglich	Starker Ausbau
Übertragungsnetz Wasserstoff	Nicht erforderlich	Errichtung	Errichtung eventuell lokal	Nicht erforderlich
Oberleitungsnetz Autobahnen	Errichtung bei starker Ausprägung	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich
Tankstellennetz Benzin/Diesel/Gas	Sinkende Bedeutung	Sinkende Bedeutung	Gleichbleibende Bedeutung	Gleichbleibende Bedeutung
Ladeinfrastruktur E-Fahrzeuge	Massiver Ausbau	Ausbau eher in städtischen Räumen	Ausbau eher in städtischen Räumen	Nicht erforderlich
Ladeinfrastruktur Wasserstoff	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich

Tabelle 11: Auswirkungen der verschiedenen Sektorkopplungsoptionen auf den jeweiligen Infrastrukturbedarf.
*Wird der Ausbau oder eine andere Nutzung alternativer erneuerbarer Energiequellen wie Biomasse oder Solar- und Geothermie betrachtet, sind die begrenzten Verfügbarkeiten der jeweiligen Energiequellen zu berücksichtigen. Diese beeinflussen den Ausbaubedarf der entsprechenden Infrastrukturen.

ab. So ist beispielsweise ein starker Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze für Strom zu erwarten, falls Strom der in vielen Anwendungsbereichen günstigste emissionsarme Endenergieträger werden sollte. Ebenso wird ein moderater Ausbau benötigt, wenn die Umwandlung von Strom in synthetische Gase und Kraftstoffe ein dominierendes Element im künftigen Energiesystem darstellt oder alternative erneuerbare Energien eine vergleichsweise starke Rolle spielen. Bei Netzen für Wärme und Erdgas sind dagegen je nach Systemausprägung sehr unterschiedliche Entwicklungen denkbar, die von Rückbau, Erhalt und Umnutzung bis zu einem Ausbau reichen. Beim Tankstellennetz für fossile Kraftstoffe zeichnet sich ein Rückbau oder Umbau hin zu emissionsarmen Energieträgern ab.

Ebenso werden in Abhängigkeit von der jeweiligen Systemkonstellation in unterschiedlichem Maße vollständig neue Infrastrukturen entstehen und schrittweise ausgebaut werden müssen. Sowohl der Ausbau der Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge als auch für H_2-basierte Fahrzeuge hängt dabei maßgeblich von der Marktdurchdringung der beiden Endenergieträger im Verkehrssektor ab. Bestimmte Infrastrukturoptionen, wie ein Oberleitungsnetz für Autobahnen, benötigen dagegen eine hohe Marktdurchdringung. Auch das Ausmaß des Aufbaus eines Wasserstoffnetzes ist davon abhängig, ob Wasserstoff großflächig oder mindestens im lokalen Kontext genutzt wird.

Im Rahmen der Auswertung der Modellrechnungen wird am Beispiel der Stromnetze die Frage noch einmal aufgegriffen, wie groß der Ausbaubedarf verschiedener Infrastrukturen tatsächlich sein könnte. Wie der aufwendige Aufbau und Umbau der benötigten Infrastrukturen gelingen kann und welche Akteure dabei eine Rolle spielen, wird in Kapitel 6.6 diskutiert.

4 Sektorkopplung in wissenschaftlichen Energie- und Klimaschutzszenarien

Zur Unterstützung von Entscheidungen in Bezug auf die Umsetzung der Energiewende wurde in den letzten Jahren die wissenschaftliche Analyse von möglichen Energie- und Klimaschutzzukünften für Deutschland signifikant verstärkt. Ziel derartiger Untersuchungen ist es, mögliche Pfade zum Umbau des Energiesystems zu erfassen und miteinander zu vergleichen. Viele der heute vorliegenden Veröffentlichungen und Studien analysieren die Entwicklungen im Energiebereich bis 2050 und beschreiben den mittel- und langfristigen Umbau der Energieversorgung unter Berücksichtigung von spezifischen Annahmen für die zentralen Rahmenbedingungen wie CO_2-Reduktionsziele der Bundesregierung und unter Berücksichtigung der Entscheidung zum Kernkraftausstieg und der Ausbaukorridore der erneuerbaren Energien[184]. Je nach Perspektive betrachten die Untersuchungen dabei singulär den Bereich der Strombereitstellung und -verwendung, viele Untersuchungen fokussieren aber das gesamte Energiesystem und stellen auch und gerade sektorübergreifende Ergebnisse dar.

Der Energiesektor ist dabei insbesondere in den Fokus vieler Klimaschutzszenarien gerückt, da er mit einem Anteil von rund 85 Prozent[185] bei Weitem der wichtigste Verursacher für Treibhausgasemissionen ist; die Emissionen von Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Industrieprozessen fallen mit zusammen rund 15 Prozent dagegen deutlich niedriger aus.

Im Rahmen einer Reihe von Studien wird das Thema Sektorkopplung heute schon explizit, wenn auch in unterschiedlicher Weise aufgegriffen und analysiert sowie als zentrale Handlungs- und Ausgestaltungsoption herausgestellt. Das vorliegende Kapitel soll dazu dienen, verschiedene Ausprägungen der Sektorkopplung in wichtigen Langfristszenarien für Deutschland (das heißt aus den dazu vorliegenden Veröffentlichungen) herauszuarbeiten. Die vergleichende Analyse soll dabei Unterschiede und Gemeinsamkeiten der Szenarien identifizieren und somit wenn möglich robuste Aussagen, die von mehreren Analysen ähnlich gesehen werden, treffen.

4.1 Ausgewählte Szenarien und ihre Entwicklungspfade

Zur Analyse der Sektorkopplung in Langfristszenarien wurden die folgenden aktuellen Studien[186] ausgewählt:

- Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose (Prognos, 2014)
- Klimaschutzszenario 2050 (2. Endbericht) (Öko-Institut, 2015)
- Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 (UBA, 2013)
- Was kostet die Energiewende? (Fraunhofer ISE, 2015)

184 Siehe auch AEE 2016-2.

185 UBA 2016-1.

186 Prognos AG et al. 2014; Öko-Institut/Fraunhofer ISI 2015; UBA 2013; Henning/Palzer 2015; Fraunhofer IWES 2015; Nitsch 2014.

- Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr (IWES, 2015)

- GROKO – II Szenarien der deutschen Energieversorgung auf der Basis des EEG-Gesetzentwurfs – insbesondere Auswirkungen auf den Wärmesektor (J. Nitsch, 2014)

Die Studien sind teilweise als Auftragsarbeiten von Ministerien (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)), Verbänden (Bundesverband Erneuerbare Energien) oder aber im Rahmen von Eigenforschung der Institute entstanden. Die Studien wurden aus den folgenden Gründen ausgewählt:

- Aktualität
- Geografische Abdeckung: Deutschland
- Zeitliche Abdeckung: Zeitraum von heute bis 2050
- Sektorale Abdeckung: Gesamter Energiesektor (teilweise darüber hinausgehend auch andere Sektoren mit CO_2-Emissionen)
- Komplementarität der Studien beziehungsweise ausgewählter Szenarien
- Illustrativer Charakter

Die folgende Tabelle 12 gibt einen Überblick über die zentralen Aspekte der ausgewählten Studien beziehungsweise Szenarien. Methodisch basieren sie auf unterschiedlich ausgeprägten Energiesystemmodellen, viele davon mit einem stark technischen Zugang und unter Optimierung einer festgesetzten Zielgröße (zum Beispiel Kosten).

Der zeitliche Szenarienhorizont geht bei allen ausgewählten Studien mindestens bis zum Jahr 2050. Der zentrale Analyseaspekt ist in allen Studien die Reduktion von CO_2-Emissionen. Aufgrund der unterschiedlichen Studienschwerpunkte reicht die CO_2-Emissionsreduktion der ausgewählten Szenarien von 80 bis zu 100 Prozent in 2050 gegenüber dem Referenzjahr 1990. In fast allen Szenarien ist die Analyseregion (Systemgrenze) Deutschland. Die Abbildung der Interaktionen mit dem europäischen Ausland erfolgt nur teilweise, primär über die Abbildung von Energieimporten von Strom oder regenerativen Kraftstoffen in den Szenarien. Import von Erdöl und Erdgas wird in allen Szenarien nicht als ein von Ressourcenseite begrenzter Faktor behandelt.

4.1.1 Studie „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“

In der Studie[187] werden zwei unterschiedliche Szenarien diskutiert. Innerhalb eines Trendszenarios werden die Klimaziele bis 2050 deutlich nicht erreicht. Hauptgrund hierfür sind die geringe Energieeffizienz und der zu geringe EE-Ausbau. Ein weiteres Szenario, das hier intensiver analysiert werden soll, stellt ein Zielszenario dar, das das Klimaziel einer 80-Prozent-Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2050 erreicht. Für die Zielerreichung spielt in diesem Szenario die Energieeffizienz eine wichtige Rolle. Methodische Grundlage für die Szenarioerstellung ist die Kopplung von den zentralen Modellen PANTA RHEI (gesamtwirtschaftliche Modellierung) und DIMENSION (Modellierung des Kraftwerksparks). Zusätzlich kommen verschiedene Submodelle für die Simulation der Kohle- und Gasmärkte sowie für Bevölkerungswachstum, Branchenentwicklungen, Energieverbräuche und internationale Entwicklungen zum Einsatz.

Im Vergleich zu Szenarien in anderen Studien spielt die Biomasse hier eine größere Rolle. Biomasseimporte sind mit dafür verantwortlich, dass die Nutzung der

187 Prognos AG et al. 2014.

Studie	Autor(en)	Auftraggeber	Zielstellung/Fragestellung der Studie	Ausgewähltes Szenario	Ergebnis in Bezug auf Sektorkopplung in Studie
Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose (2014)[a]	Prognos AG, EWI – Universität Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS)	BMWi	Prognose der wahrscheinlichen energiewirtschaftlichen Entwicklung mit Trendszenario (-65 % CO_2) und Zielszenario (-80 % CO_2) bis 2050	Zielszenario	Hohe Energieeffizienz, hoher Anteil an Wärmepumpen, Nutzung von Biomasse im Verkehr
Klimaschutzszenario 2050 (2. Endbericht) (2015)[b]	Öko-Institut, Fraunhofer ISI	BMUB	Szenarien mit verschiedenen klimapolitischen Ambitionsniveaus (80 bis 95 %) mit Maßnahmenvorschlag und Analyse korrespondierender ökonomischer Effekte	Klimaschutzszenario 95	Anstieg Stromanwendungen, Elektrifizierung Verkehr, hohe Anzahl Wärmepumpe, Methanisierung und Wasserstofferzeugung findet statt
Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 (2013)[c]	Umweltbundesamt	Eigenforschung	Mögliche Ausprägung eines treibhausgasneutralen Deutschlands im Jahr 2050	Treibhausgasneutrales Deutschland	Fokussierung auf Stromanwendungen, Methanisierung und Wasserstoffbereitstellung (Import) als zentrale Optionen
Was kostet die Energiewende? (2015)[d]	Fraunhofer ISE	Eigenforschung	Kostenoptimale Transformation des deutschen Energiesystems unter Einbeziehung aller Energieträger und aller Verbrauchssektoren unter Berücksichtigung von Klimaschutzzielen (85 %)	Szenario 85/ ambitioniert/Mix/ beschleunigt	Anstieg Stromerzeugung, hohe Anzahl Wärmepumpen, Elektrifizierung Verkehr, Methanisierung und Wasserstofferzeugung findet statt
Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr (2015)[e]	Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, IFEU – Institut für Energie- und Umweltforschung, Stiftung Umweltenergierecht	BMWi	Strombedarf in einem kostenoptimierten sektorübergreifenden Zielszenario unter THG-Emissions-reduktion in allen Sektoren um 80 % bis 2050	Sektorübergreifendes Zielszenario 2050	Hohe Elektrifizierung des Verkehrs, hohe Anzahl Wärmepumpen, Fernwärme
GROKO – II Szenarien der deutschen Energieversorgung auf der Basis des EEG-Gesetzentwurfs – insbesondere Auswirkungen auf den Wärmesektor (2014)[f]	Dr. Joachim Nitsch	Bundesverband Erneuerbare Energien e. V.	Zielorientierte Szenarien, um die CO_2-Reduktionsziele des Energiekonzeptes 2011 mittels einer sinnvollen Kombination von Effizienzsteigerungen und EE-Ausbau in allen Sektoren zu erreichen	Szenario „100-II“	Starker EE-Ausbau, Wärmepumpennutzung, Wasserstoff im Verkehr

Tabelle 12: Übersicht über die untersuchten Szenarien.
a) Prognos AG et al. 2014; **b)** Öko-Institut/Fraunhofer ISI 2015; **c)** UBA 2013; **d)** Henning/Palzer 2015; **e)** Fraunhofer IWES 2015; **f)** Nitsch 2014.

Biomasse sowohl im Wärme- als auch im Strom- und Verkehrssektor vergleichsweise stark ausgeprägt ist. Im Vergleich zu anderen Studien verzichten die Autorinnen und Autoren auf eine Nutzung von synthetischen (strombasierten) Kraftstoffen oder Wasserstoff im Energiesektor. Die Sektorkopplung fokussiert in diesem Szenario den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen und ist damit schwächer ausgeprägt als in anderen Szenarien (zum Beispiel mit 36 TWh eine geringe Nutzung von Strom im Verkehrssektor und weiterhin ein hoher Anteil von Mineralölprodukten). Wichtigste Energieträger im Wärmebereich sind Erdgas, Strom (Wärmepumpen) und Solarthermie beziehungsweise Biomasse. Fernwärme wird nicht verstärkt eingesetzt. Photovoltaik und auch Windenergie spielen in diesem Szenario im Vergleich zu anderen Szenarioanalysen eine eher geringe Rolle mit 78 GW (Photovol-

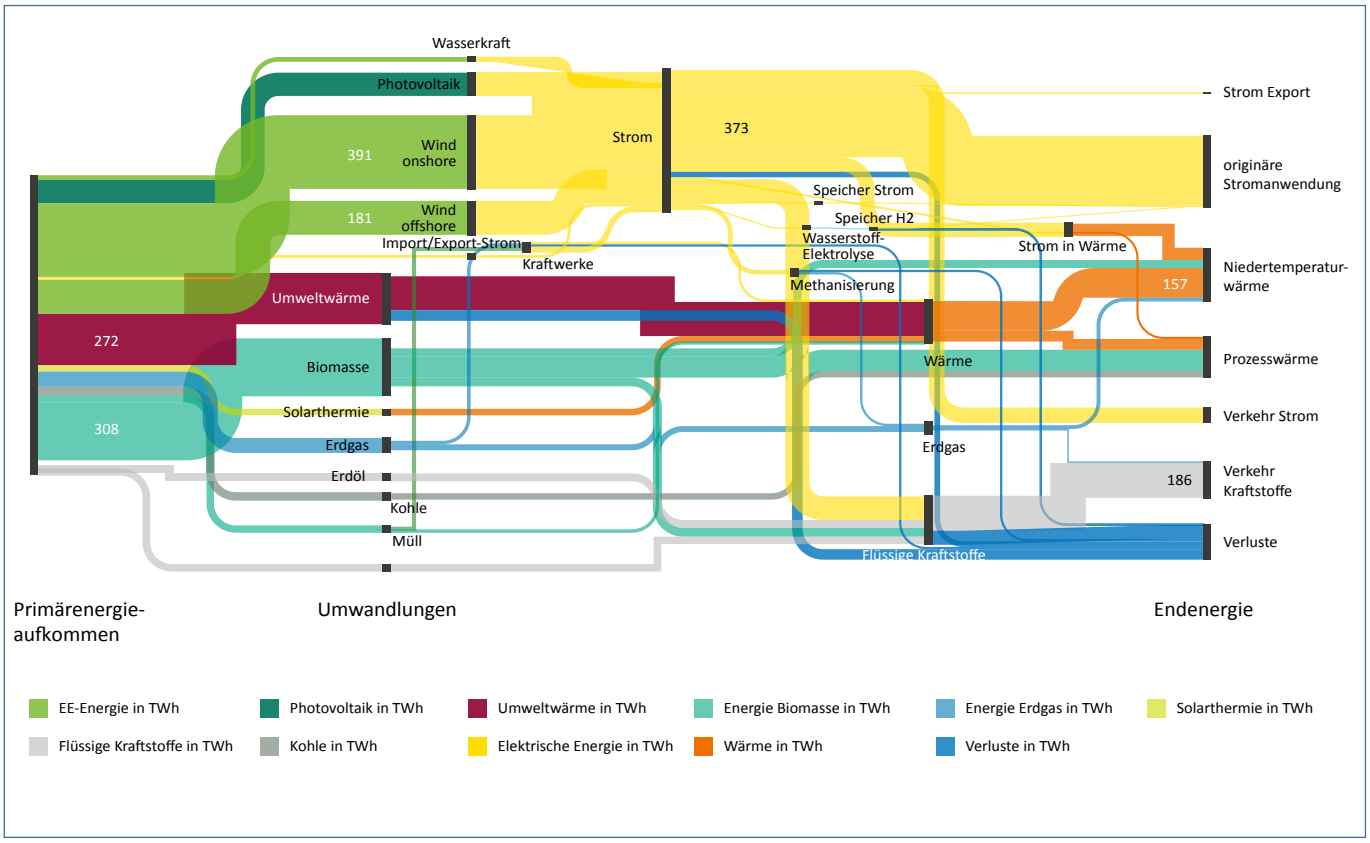


Abbildung 23: Sankey-Diagramm für das Klimaschutzszenario 95 Prozent im Jahr 2050*

*Öko-Institut 2015.

taik) beziehungsweise 70 GW und 18 GW (Windenergie Onshore und Offshore) installierter Kraftwerksleistung.

4.1.2 Studie „Klimaschutzszenario 2050“

In dieser Studie[188] werden drei Klimaschutzszenarien mit dem Zeithorizont bis 2050 dargestellt. Dazu werden eine Vielzahl von unterschiedlichen Modellen miteinander verknüpft: ERNSTL/EE-Lab/INVERT (Gebäudesektor), FORECAST (Industrie, GHD, Haushalt), TEMPS & ASTRA-D (Verkehr), ELIAS/PowerFlex & PowerACE (Strom), Integrationsmodell (Verbrauch), Emissionsmodell (Emissionen). Ein „Aktuelle-Maßnahmen“-Szenario schreibt die Entwicklung heute ergriffener Klimaschutzmaßnahmen bis 2050 fort. Ein weiteres Szenario folgt den Zielen im Energiekonzept der Bundesregierung von 2010/2011 mit dem Ziel der Minderung der CO_2-Emissionen um 80 Prozent bis 2050 gegenüber 1990. Das hier für die detaillierte Betrachtung ausgewählte Szenario (Klimaschutzszenario 95) geht von einem ambitionierten Ziel aus. Die Auswirkungen der Vorgabe einer 95-prozentigen CO_2-Minderung werden sehr detailliert für alle Sektoren inklusive nichtenergetisch bedingter Treibhausgase (Industrieprozesse, Landwirtschaft, Landnutzung, Forstwirtschaft) beschrieben. Das Szenario schließt eine starke Reduktion der Endenergienachfrage auf knapp über 1.110 TWh im Jahr 2050 mit ein und geht damit von einem sehr starken Beitrag der Energieeffizienz zur Zielerreichung von -95 Prozent aus. Die Stromproduktion steigt auf etwa 733 TWh pro Jahr und nimmt damit eine zentrale Bedeutung in der Endenergiebereitstellung ein. Die zusätzliche Verwendung von Strom erfolgt insbesondere durch Wärmepumpen in Gebäuden. Kraftwerke spielen darüber hinaus als KWK-Anlagen für die Versorgung von Fernwärmenetzen eine große Rolle. Zusätzlich werden erhebliche Kapazitäten an Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Liquid (PtL) in das System eingebunden (siehe Sankey-Diagramm in

188 Öko-Institut/Fraunhofer ISI 2015.

Abbildung 23). Jedoch wird in der Studie kein optimierter Zubau von Flexibilitäten und Speichern untersucht. Die Autorinnen und Autoren gehen von einer elektrisch installierten Leistung der Anlagen für Power-to-Liquid von 30 GW im Jahr 2050 aus. Da der Verkehrssektor (im Vergleich zum Beispiel zur Studie des Fraunhofer ISE) zu einem hohen Grad ebenfalls CO_2-frei gestaltet wird, ist die Bereitstellung von alternativen Kraftstoffen über Strom in diesem Szenario notwendig. Deshalb kommen jeweils 30 GW für die Wasserstoffproduktion und 50 GW für die Methanherstellung hinzu. Die installierte Windleistung liegt bei 150 GW Onshore und 45 GW Offshore. Die PV-Kapazität erreicht bis zu 130 GW im Jahr 2050.

In Abbildung 23 ist in Form eines Sankey-Diagramms der Energiefluss von der Primärenergie zur Endenergie für das Klimaschutzszenario 95 Prozent dargestellt. Die vereinheitlichte Darstellung der Interaktionen beziehungsweise Energieflüsse für das Energiesystem ermöglicht es, das heutige System (siehe hierzu Kapitel 2) mit Zukunftsanalysen über Szenarien für 2050 zu vergleichen[189]. Das Sankey-Diagramm für das Klimaschutzszenario 95 Prozent verdeutlicht die gestiegene Bedeutung des Energieträgers Strom, der fast ausschließlich auf Basis von erneuerbaren Energien (Wind und PV) bereitgestellt wird. Die Erzeugung von Methan, Wasserstoff und regenerativen Kraftstoffen spielt in dem Szenario eine wichtige Rolle. Weiterhin ist die gezielte Nutzung von Biomasse für Prozesswärme und andere Anwendungen wichtig. Durch den hohen Zubau an Wärmepumpen steigt die Nutzung von Umweltwärme für die Wärmebereitstellung im Zusammenspiel mit Strom an.

189 Aufgrund der Studienaufbereitung und Bilanzgrenzen war es nicht für alle Szenarien möglich, Sankey-Diagramme zu erstellen.

4.1.3 Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“

Die Studie des UBA[190] setzt mit der Vorgabe einer Treibhausgasneutralität für das Jahr 2050 die ambitionierteste Zielvorgabe in Bezug auf die hier betrachteten Szenarien. Das Szenario hat das Ziel, eine technische Machbarkeit eines solchen Ziels darzustellen, und analysiert eine mögliche Ausgestaltungsoption bis zum Jahr 2050. Methodisch wird in dieser Studie keine detaillierte Modellierung verwendet, sondern eine Hochrechnung durchgeführt.

In der Studie wird eine sehr umfangreiche Herstellung und Nutzung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe vorgeschlagen. Darüber hinaus werden spezifische Annahmen für emissionsarme Prozesse der Industrie getroffen. Die Autorinnen und Autoren berechnen konkret die Auswirkungen für ein Energiesystem, das auf den vier Energieträgern Strom, Biomasse, regeneratives Methan und regenerative Kraftstoffe basiert. Diese Energieträger ersetzen die heutigen Energieträger Erdgas und Erdöl und sorgen dafür, dass es zu geringen Strukturänderungen innerhalb der Endenergieanwendung im Vergleich zu heute kommt (Abbildung 24). Zur Umwandlung von Strom in regeneratives Methan und regenerative Kraftstoffe ist insgesamt eine Netto-Stromerzeugung in einer Bandbreite von 2.600 bis 2.850 TWh/Jahr notwendig (Bruttostromerzeugung bis zu 3.000 TWh). Hieraus würden dann rund 306 TWh Methan (zuzüglich 282 TWh stoffliche Nutzung) und 552 TWh Kraftstoffe produziert. Weitere relevante Primärenergieträger sind Umweltwärme mit 623 TWh und Biomasse mit 56 TWh. Im Vergleich zur hohen Stromerzeugung werden nur 466 TWh Strom direkt als Strom (originäre Stromanwendungen) eingesetzt. Ein Sankey-Diagramm für dieses Zielsystem zeigt Abbildung 24. Die Autorinnen und Autoren heben hervor, dass

190 UBA 2013.

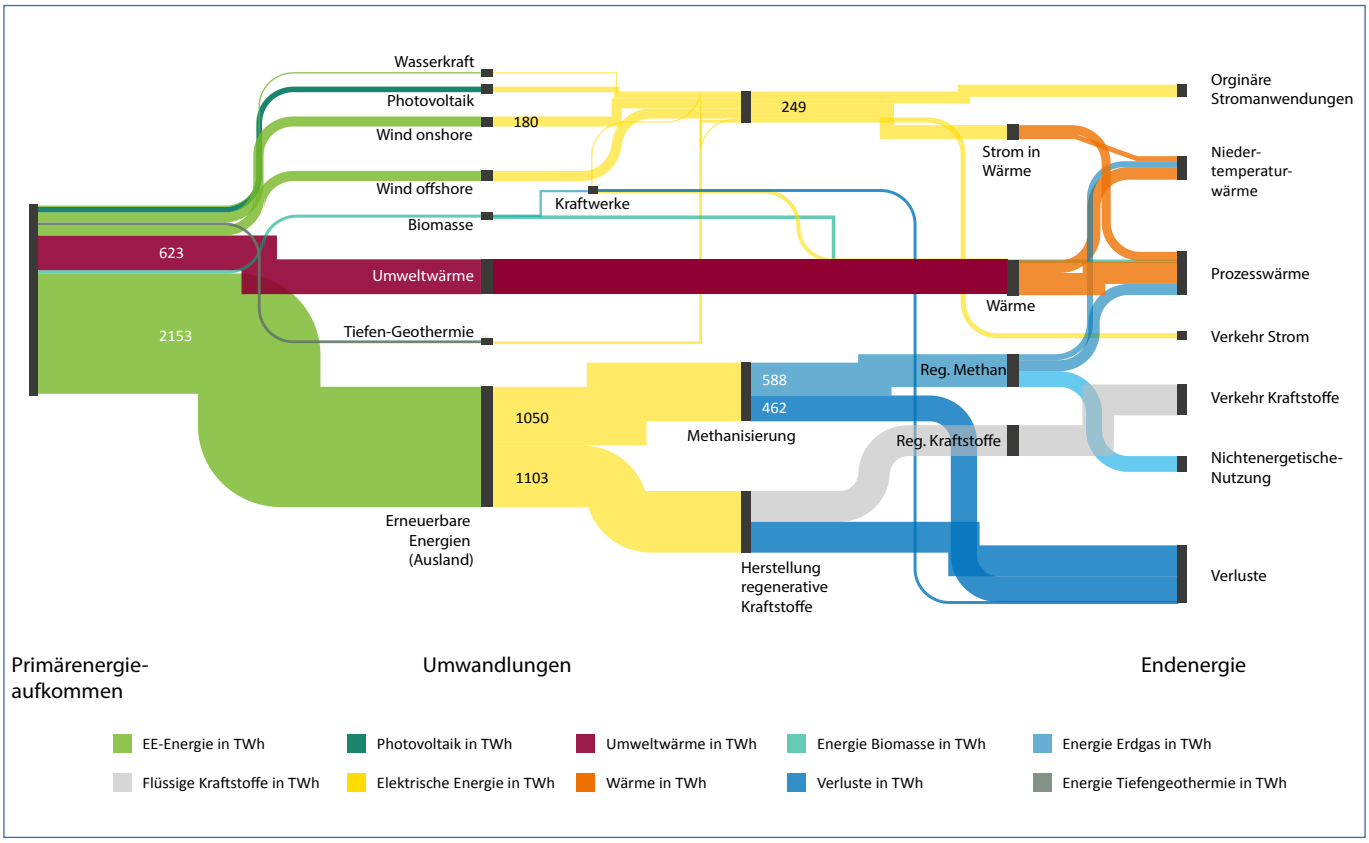


Abbildung 24: Sankey-Diagramm für das Szenario Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*

*UBA 2013.

beispielsweise Wasserstoff oder andere regenerativ erzeugte Energieträger an Standorten im Ausland erzeugt und nach Deutschland importiert werden müssen, da weder die heimischen CO_2-Quellen aus Biogas und Industrieprozessen noch die Potenziale für erneuerbare Energien ausreichen; damit unterscheidet sich die Studie deutlich von den allermeisten anderen, bei denen eine Erreichung der Klimaschutzziele ohne wesentliche Importe untersucht wird. Hier wird dagegen als wahrscheinlich angenommen, dass die Importabhängigkeit von Energieträgern mit heute vergleichbar bleibt.

Wie im Sankey-Diagramm dargestellt, ist die Erzeugung von EE-Strom auch in diesem Szenario essenziell (Abbildung 24). Jedoch führen die großen Mengen an regenerativ erzeugten Energieträgern einerseits zu hohen Umwandlungsverlusten und andererseits zu einer sehr hohen Stromnachfrage beziehungsweise zu einem umfangreichen Ausbau erneuerbarer Energien in den entsprechenden Ländern.

4.1.4 Studie „Was kostet die Energiewende?"

Die Studie[191] untersucht modellbasiert eine sektor- und energieträgerübergreifende kostenoptimale Systemtransformation unter der Berücksichtigung verschiedener Klimaschutzziele. Im Vergleich zu den anderen Studien findet eine geschlossene Optimierung über alle Sektoren statt (zum Einsatz kommt das sektorübergreifende Optimierungsmodell REMod-D, siehe Kapitel 5). Das für die Betrachtung hier ausgewählte 85%-Szenario zeichnet für das Energiesystem 2050 ein ausgeglichenes Bild bezüglich der einzelnen Sektorkopplungsmaßnahmen. In diesem 85%-Szenario tragen unterschiedliche Technologien und Energieträger zur Lösung bei. Zwar nimmt durch einen Anstieg der Stromerzeugung der Stromsektor eine höhere Bedeutung ein, jedoch

191 Henning/Palzer 2015.

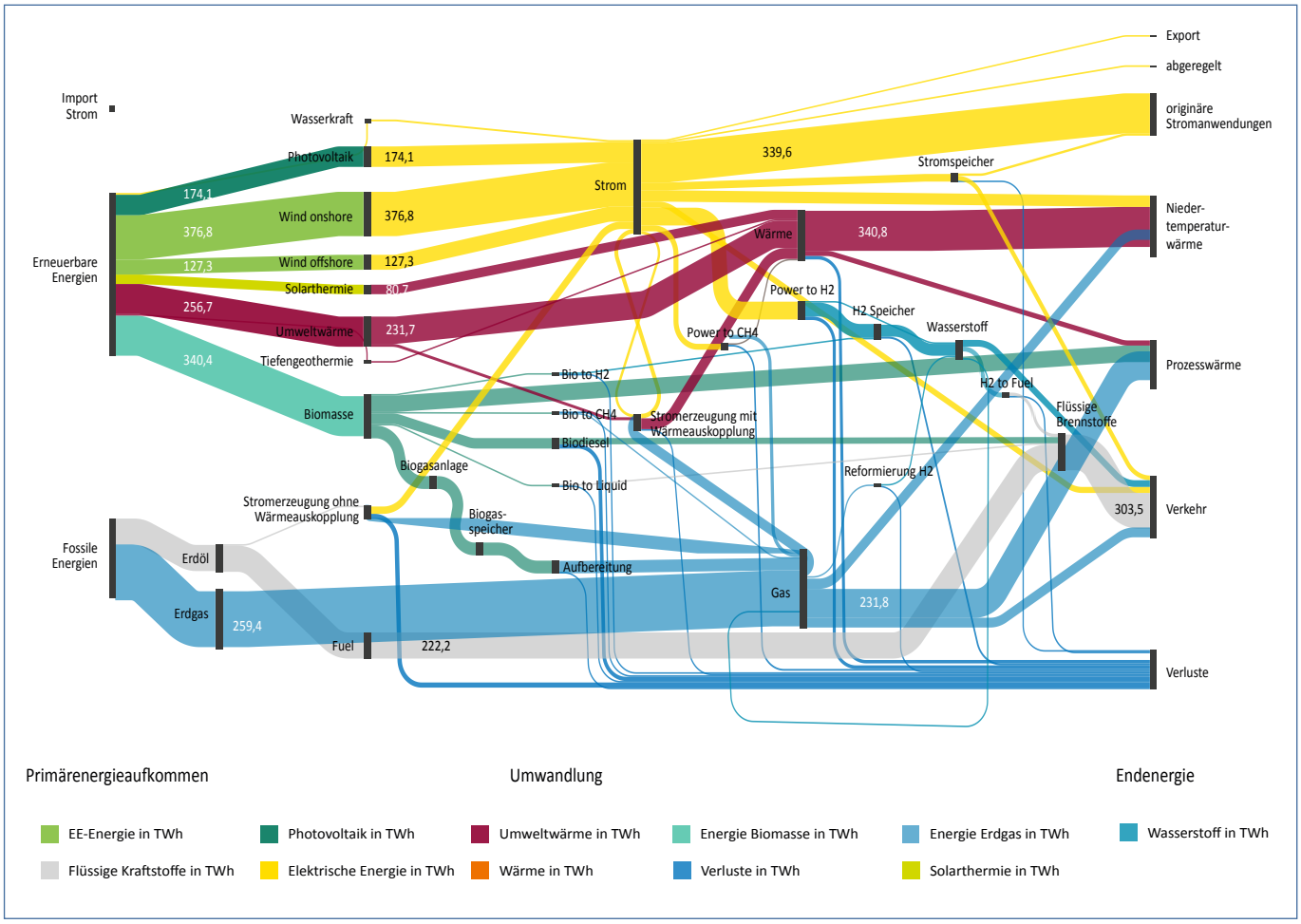


Abbildung 25: Sankey-Diagramm von Primärenergie zu Endenergie in 2050 für das Szenario 85 Prozent*

*Henning/Palzer 2015.

spielen weiterhin Erdöl und Erdgas im Verkehr beziehungsweise bei Industrieprozessen eine wichtige Rolle. Neben dem originären Stromverbrauch, für den eine Reduktion durch Effizienzmaßnahmen um 25 Prozent angenommen wird, sind Stromanwendungen für Wärmepumpen, Wasserstofferzeugung, Herstellung flüssiger synthetischer Energieträger und Methanisierung ebenso bedeutsam wie eine verstärkte direkte Stromnutzung im Verkehrssektor (Pkw). Entsprechend geht das Szenario von einer großflächigen Installation von Anlagen zur Herstellung synthetischer Energieträger aus erneuerbarem Strom aus. Die installierte Kraftwerksleistung von Windenergie beträgt 33 GW_{el} bei Offshore- beziehungsweise 168 GW_{el} bei Onshore-Windkraftanlagen und etwa 166 GW_{el} bei Photovoltaikanlagen. Biomasse wird im Verkehrssektor (54 TWh), für Industrieprozesse (140 TWh) und in geringem Umfang auch für die Erzeugung von gasförmigen Energieträgern verwendet. In diesem Szenario spielen sowohl Wasserstoffspeicher als auch Strom- und Wärmespeicher eine wichtige Pufferrolle zwischen volatiler Erzeugung durch erneuerbare Energien und Verbrauch. Es wird ein konventioneller Kraftwerkspark benötigt, der sich aus großen, an Wärmenetze gebundenen KWK-Anlagen, GuD-Kombikraftwerken und Gasturbinen zusammensetzt.

Im Sankey-Diagramm ist zu erkennen, wie die Energieträger Erdöl und Erdgas optimiert im Gesamtsystem weiterhin in den Sektoren Verkehr und Industrie eingesetzt werden (Abbildung 25). Zusätzlich findet jedoch eine Reihe von Sektorkopplungsmaßnahmen als sinnvolle Ergänzung statt. Beispielsweise wird die Wasserstoffproduktion für einen

Teil des Verkehrssektors benötigt und Teile des Wärme- und Verkehrssektors werden elektrifiziert.

4.1.5 Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“

Die Studie des Fraunhofer IWES[192] fokussiert auf die optimale Verwendung von EE-Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr. Sie stellt somit die möglichen Nutzungsmöglichkeiten und Verbräuche von Strom detailliert dar, ohne aber ein komplettes Bild der zukünftigen Sektorkopplung (beispielsweise Umwandlungsketten von Biomasse, flüssigen Kraftstoffen und Gasen) zu zeichnen. Dazu werden drei getrennte Sektorenmodelle für Strom, Wärme und Verkehr verwendet. Die Studie identifiziert Wärmepumpen als Schlüsseltechnologie für den Wärmebereich (dezentral, Großwärmepumpen in Wärmenetzen und Industrie) sowie Elektrodenkessel im Bereich Fernwärme und Industrie (PtH). Beide Technologien führen zu einem Anstieg des Stromverbrauchs im Wärmesektor von heute etwa 90 TWh/a auf 222 TWh/a im Jahr 2050. Im Verkehrssektor wird die Rolle von vollelektrischen Pkw, Plug-in-Hybrid-Fahrzeugen in Kombination mit Erdgas und Oberleitungs-Lkw hervorgehoben. Dies führt zu einer Steigerung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor von heute etwa 17 TWh/a auf 131 TWh/a (46 Prozent des Verkehrs fährt elektrisch) im Jahr 2050. Durch den hohen Wirkungsgrad der Elektrifizierung im Verkehr ist der benötigte Bedarf an EE-Kraftwerksleistung für PV und Windenergie etwas niedriger als in anderen Studien. Gleichzeitig ist die benötigte Endenergie (rund 1229 TWh) ebenfalls relativ gering.

192 Fraunhofer IWES 2015.

4.1.6 Studie „GROKO – II Szenarien der deutschen Energieversorgung“

In einem ersten Szenario „Groko-II“[193] wird analysiert, zu welchen Ergebnissen und Klimaschutzeffekten die aktuell politisch beschlossenen Maßnahmen und anvisierten Zubauraten bis 2050 führen. Die Ziele aus dem Energiekonzept der Bundesregierung werden auf dieser Basis allesamt deutlich verfehlt. Dem wird ein ambitioniertes Szenario-100-II gegenübergestellt, das die Ziele der Bundesregierung erreicht. Die Studie hebt hervor, dass insbesondere der Einsatz von erneuerbaren Energien im Wärmebereich schon kurz- und mittelfristig stark gesteigert werden muss, wenn die langfristigen Ziele bis 2050 erreicht werden sollen. Hierzu setzt die Studie auf Solarthermie, Biomasse und den Einsatz von Wärmepumpen, die mit regenerativem Strom betrieben werden. Die Studie zeigt, dass das Nichterreichen von sektorspezifischen Zielen der CO_2-Minderung in einem Energiesektor kurzfristig nur sehr begrenzt durch einen anderen Sektor kompensiert werden kann. „Die Potenziale der Effizienzsteigerung, des weiteren Wachstums von EE-Strom und von EE-Wärme müssen in ihrem möglichen Umfang und zeitlich aufeinander abgestimmt genutzt werden.“[194] Als zusätzlichen Energieträger nennt die Studie ebenfalls Wasserstoff, der sowohl im Verkehrssektor als auch im KWK-Bereich zum Einsatz kommt.

4.1.7 Weitere Anmerkungen und Fazit

Es wird deutlich, dass die in Kapitel 3 beschriebenen Ausgestaltungsmöglichkeiten wie Elektrifizierung oder Nutzung von Wasserstoff in den betrachteten Szenarien zwar Lösungsbestandteile sind, jedoch in sehr unterschiedlich ausgeprägtem Maße. Dies liegt teilweise daran, dass in den Energiemodellen, die den Szenarioanalysen zugrunde liegen, Technologieoptionen nicht verfügbar sind und somit bestimmte Ent-

193 Nitsch 2014.

194 Nitsch 2014, S. 5.

wicklungspfade nicht abgebildet werden. Weiterhin werden Kostenaspekte in sehr unterschiedlichem Umfang berücksichtigt. Außerdem zeigt sich im Vergleich der betrachteten Untersuchungen, dass einheitliche Annahmen und Rahmenbedingungen notwendig sind, um unterschiedliche Entwicklungspfade unter Einbeziehung von Kostenaspekten konsistent vergleichen zu können. Deshalb werden in Kapitel 5 zusätzliche Rechnungen durchgeführt, deren Annahmen durch die hier zusammengefassten Studien inspiriert sind.

4.2 Gemeinsamkeiten und Unterschiede

Elemente der Sektorkopplung treten – in unterschiedlicher Ausprägung und unter Einbeziehung verschiedener Technologien – als Lösungsbeitrag in allen Untersuchungen auf, die hohe CO_2-Emissionsziele betrachten. Der Umfang der Nutzung von Technologien der Sektorkopplung hängt dabei von den angestrebten CO_2-Zielen ab.

Nachfolgend werden zentrale Ergebnisse der betrachteten Studien vergleichend dargestellt. Tabelle 13 zeigt quantitative Werte der jeweiligen Untersuchungsergebnisse. Der Vergleich fokussiert dabei die Rolle der erneuerbaren Energien, die Verwendung von Strom für Power-to-X-Techniken, die resultierenden CO_2-Emissionen sowie den unterstellten Einsatz von Biomasse.

Der Primärenergiebedarf reicht von 1.700 bis 3.090 TWh/a und ist stark abhängig von der nachgelagerten Umwandlungskette und deren Verlusten. Eine hohe Elektrifizierungsrate und hohe Energieeffizienz drücken sich in einem deutlich geringeren Primärenergieverbrauch aus. Falls Wasserstoffproduktion und die Herstellung synthetischer Energieträger stark ausgeprägt sind, steigt der Primärenergiebedarf an, da die Wandlungsverluste einen wichtigen Einfluss haben.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch hängt zwangsläufig mit der Höhe der CO_2-Reduktion bis 2050 zusammen. Aufgrund

Ausgewähltes Szenario	Primär-energie-verbrauch	End-energie	Anteil EE an End-energie	Brutto-strom-erzeugung	Strom-menge für PtH	Strom-menge für PtL	Strom-menge für PtG	Reduktion CO_2-Emissionen	Biomasse-nutzung (Primär-energie)	Installierte Leis-tungen von PV/ Wind-Onshore/ Wind-Offshore
Einheit	TWh	TWh	%	TWh	TWh	TWh	TWh	%	TWh	GW
Zielszenario	1.969	1.527	58	472	69	0	6	-80	430	78/70/18
Klimaschutz-szenario 95	1.696	1.157	96,40	769	16	129	43	-95	308	130/150/45
Treibhaus-gasneutrales Deutschland	3.086	1.651	100	3.086	76	548	110	-100	56	275/~380/45
Szenario 85/ amb/Mix/ beschleunigt	2.114	1.768	67	818	100	29	59	-85	340	166/168/33
Sektorüber-greifendes Zielszenario 2050	n/n	n/n	n/n	816	196	n/n	32	-80	n/n	200/140/38
Szenario „100-II“	2.256	1.598	66	590	165 bis 182	167[a)]	19[b)]	-83	438	126/130[c)]

Tabelle 13: Wichtige Größen der Szenarien im Vergleich für das Jahr 2050

a) 167 TWh bezieht sich auf alle EE-Kraftstoffe basierend auf Wasserstoff und Biomasse; **b)** 19 TWh bezieht sich auf den Wasserstoffeinsatz im Wärmebereich; **c)** 130 GW ist die Summe der Kapazitäten der Windkraft Onshore und Offshore.

der höheren energetischen Umwandlungseffizienz und geringerer spezifischer CO_2-Emissionen insbesondere von Erdgas gegenüber Kohle kann der Anteil von erneuerbaren Energien an der Endenergiebereitstellung geringer ausfallen als die entsprechende CO_2-Einsparung.

In allen betrachteten Szenarien wird von einer Reduktion der originären Stromnutzung um rund 20 Prozent ausgegangen, die durch eine höhere Effizienz bei der Stromnutzung möglich ist. Hinzu kommen neue Stromanwendungen durch direkte Stromnutzung im Verkehr- oder Wärmebereich und Power-to-X-Techniken. Dabei ist die Höhe der Bruttostromerzeugung insbesondere eng verknüpft mit der Einführung von Power-to-X-Techniken. All dies führt dazu, dass die jährliche Bruttostromerzeugung in den vorliegenden Studien beziehungsweise Szenarien überwiegend zwischen 472 und 818 TWh liegt. Eine Ausnahme ist die Studie des UBA: Hier wird von sehr hohen Werten für Power-to-X und zugleich einer vollständigen Treibhausgasneutralität im Energiesektor ausgegangen. Dies führt zu einer sehr hohen jährlichen Stromproduktion durch erneuerbare Energien von bis zu 3.090 TWh, die jedoch auch zu einem großen Teil im Ausland stattfindet. Direkte Stromnutzung im Wärmebereich, überwiegend durch den Einsatz von Wärmepumpen, findet sich in allen Szenarien. Für die Höhe der Nutzung von Power-to-Liquid und Power-to-Gas sind die Gesamt-CO_2-Ziele und die spezifischen Ausprägungen im Verkehrssektor (zum Beispiel Umsetzung von Effizienzmaßnahmen) sowie die Art der Nutzung von Biomasse maßgeblich.

Der Studienvergleich lässt die folgenden Schlüsse in Bezug auf die Sektorkopplung zu:

- Die Höhe des Primärenergie- beziehungsweise Endenergieverbrauchs variiert stark (Gründe: hohe Abhängigkeit der Werte von den gewählten Technologien aufgrund von Wirkungsgraden und Umwandlungsverlusten sowie von CO_2-Zielen und Annahmen zu Energieeffizienzmaßnahmen). Der produzierte Bruttostrom reicht von 472 bis zu 3.090 TWh in 2050.

- Die Prognose der Nachfrageentwicklung in den einzelnen Endenergiesektoren ist unterschiedlich hoch.

Gemeinsamkeiten in Bezug auf Technologien und Ausprägung der Sektorkopplung sind:

- Wärmepumpen und andere Strom-Wärme-Anwendungen spielen in allen Szenarien eine wichtige Rolle und sind zentrale Bestandteile der Wärmeversorgung durch erneuerbare Energien.

- Die Elektrifizierung des Verkehrssektors ist eine generell vorgesehene Ausprägung der Sektorkopplung. Mit der Elektrifizierung sind Substitutionseffekte in Bezug auf Diesel und Benzin verbunden. Dies gilt auch für den Einsatz von PtL und PtG.

- Zeitliche Entwicklung: Die Sektorkopplung nimmt besonders stark zwischen 2035 und 2050 zu, da erst dann regenerative Gase oder Kraftstoffe beziehungsweise eine großflächige Elektrifizierung des Verkehrs notwendig sind, um die Nutzung von erneuerbaren Energien in andere Sektoren auszuweiten und ansonsten nicht genutzte Überschüsse zu nutzen.

Spezifische Unterschiede in Bezug auf Technologien, die einen indirekten Einfluss auf die Sektorkopplung haben:

Das Szenario des UBA basiert überwiegend auf Strom aus erneuerbaren Energien, der zu einem hohen Anteil im Ausland erzeugt und für die Umwandlung in synthetische Energieträger genutzt wird. Die Umwandlungsverluste dieser hohen Menge an synthetischen Energieträgern sorgen für eine hohe Bruttostromerzeugung.

- In den Szenarien besteht eine große Bandbreite bezüglich der Nutzung von Power-to-Liquid und Power-to-Gas. Bei Power-to-Liquid liegt die Bandbreite zwischen 0 und 548 TWh und für Power-to-Gas zwischen 6 und 110 TWh.

- Der Windenergieausbau, insbesondere der Onshore-Windenergie, ist unterschiedlich hoch, was insbesondere auf die getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Endenergienachfrage sowie der Potenzialgrenzen und Importmöglichkeiten zurückzuführen ist.

- Die Rolle von Solarthermie und Biomasse ist unterschiedlich stark ausgeprägt, da zum einen die Wettbewerbsfähigkeit der Technologie Solarthermie unterschiedlich eingeschätzt wird und zum anderen die Potenziale der Biomasse von den Autorinnen und Autoren als unterschiedlich hoch angenommen werden. Dies führt dazu, dass beide Technologien bei ihrer Anwendung unterschiedliche Substitutionseffekte vor allem im Wärmebereich mit sich bringen.

- Es besteht eine Kopplung zwischen der Verwendung und Rolle der Biomasse und dem Umfang des Ausbaus von Power-to-Liquid und Power-to-Gas. In Szenarien mit hohen Biomassepotenzialen und deren Nutzung im Verkehrs- und Industriesektor reduziert sich der Bedarf für Power-to-Liquid und Power-to-Gas.

- Die Energieträger Wasserstoff, regenerativ erzeugte Gase und regenerativ erzeugte Kraftstoffe sind nicht in allen Szenarien als Lösungsbeitrag enthalten. Die Nutzung dieser Brenn- und Kraftstoffe findet je nach Szenario darüber hinaus in unterschiedlichen Anwendungen und Sektoren statt.

5 Modellrechnungen: Eine quantitative Untersuchung wichtiger Systemzusammenhänge

Aufgrund der Komplexität der Wechselwirkungen und der Vielzahl der unterschiedlichen Annahmen ist ein stringenter Vergleich der Szenarien zu möglichen Entwicklungen im Energiesystem schwierig. In diesem Kapitel werden deshalb unterschiedliche denkbare Systementwicklungen mit dem immer gleichen Energiesystemmodell betrachtet, um gezielt den Einfluss zentraler Randbedingungen untersuchen zu können. So wird beispielsweise deutlich, welche Auswirkung unterschiedliche Zielwerte für die CO_2-Emissionensreduktion auf die Entwicklung des Gesamtsystems bis 2050 haben können. Der Fokus der Analyse liegt hierbei auf Deutschland und der Verwendung von nationalen Ressourcen und Ausgestaltungsoptionen zum Beispiel in Bezug auf den Ausbau von erneuerbaren Energien – es können im Modell also keine erneuerbaren Energien in Form von Brenn- oder Kraftstoffen importiert werden. Für diese Untersuchung wurde das Energiesystemmodell REMod-D verwendet.

5.1 Modell REMod-D zur Analyse von Sektorkopplung

Zur spezifischen Analyse von potenziellen Ausgestaltungsoptionen der Sektorkopplung im Rahmen der Transformation des deutschen Energiesystems wird eine modellbasierte Analyse mit dem Simulations- und Optimierungsmodell REMod-D[195] durchgeführt. Dieses stellt die energetischen und ökonomischen Zusammenhänge von Sektorkopplungsmaßnahmen in unterschiedlichen Ausgestaltungsoptionen (unter anderem hohe Elektrifizierung, Wasserstoffwirtschaft oder Verwendung von regenerativen Brennstoffen) unter Berücksichtigung von zeitlichen und betrieblichen Randbedingungen dar. Die grundlegende Idee des Modells REMod-D basiert auf einer kostenbasierten Strukturoptimierung der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems für alle Verbrauchssektoren – also die Sektoren Strom, Wärme (Raumwärme und Warmwasser), Prozesswärme (Industrie) und Verkehr. Ziel dieser Rechnungen ist es, einen kostenoptimierten Transformationspfad vom heutigen System hin zu einem Energiesystem im Jahr 2050 zu bestimmen, wobei auf dem gesamten Weg eine für jedes Jahr vorgegebene Obergrenze erlaubter CO_2-Emissionen als Summe aller Sektoren nicht überschritten wird[196]. Die Modellrechnungen beschreiben technisch mögliche Entwicklungspfade des Energiesystems und optimieren diese in Bezug auf die Minimierung der energiesystemischen Kosten auf der Basis der getroffenen Annahmen und des Analyserahmens. Anspruch der Berechnungen ist es nicht, zu beschreiben, wie die Zukunft aussehen wird, vielmehr soll die Frage beantwortet werden, wie aus systemtechnischer Perspektive die Entwicklung von Gesamtsystemen aussehen kann, bei der möglichst geringe systemische Gesamtkosten anfallen und zugleich

195 Weiterführende Informationen zur dem Energiesystemmodell REMod-D finden sich in Palzer et al. 2016 und Henning/Palzer 2015. Die hier durchgeführten Berechnungen werden ausführlich in Erlach et al. 2018 erläutert.

196 Dies ist nicht zu verwechseln mit Deckelung durch das EU ETS.

die erwünschte Minderung der energiebedingten CO_2-Emissionen erreicht und die Energieversorgung sichergestellt wird. Die notwendigen Eingangsdaten zur Berechnung der stündlichen Energiebilanzen enthalten unter anderem Kostenannahmen, Wetterdaten sowie Last- und Erzeugerprofile. Das Modell berücksichtigt zwar geografisch aufgelöste Wetterinformationen, jedoch werden Energienachfrage, -erzeugung und -verteilung nicht räumlich aufgelöst. Kosten für benötigte Infrastruktur (zum Beispiel Netze) werden deshalb mittels eines Aufschlags für jede Anwendungstechnologie proportional zu deren Ausbau berücksichtigt. Dies kann im Hinblick auf notwendige Investitionsvolumen Verzerrungen erzeugen, da diese dadurch – im Vergleich zur Realität – zeitlich verzögert dargestellt werden.

Ziel der Optimierung ist es, die kostengünstigste zeitliche Entwicklung der Zusammensetzung aller relevanten Erzeuger, Wandler und Verbraucher zu bestimmen. Zugleich muss in jeder Stunde die Energiebilanz des Gesamtsystems erfüllt sein – es müssen also alle Energiebedarfe befriedigt werden –, und es dürfen die politisch erwünschten jährlichen CO_2-Emissionen nicht überschritten werden[197]. Als Stromerzeuger sind konventionelle Kraftwerke mit Braun- und Steinkohle als Brennstoff, Kernkraftwerke, ölbefeuerte Kraftwerke, Gasturbinen, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie GuD-Kraftwerke implementiert. Erneuerbarer Strom kann im Modell aus Windkraftanlagen (Onshore und Offshore), Photovoltaikanlagen und Laufwasserkraftwerken gewonnen werden. Biomasse kann in unterschiedlichen Nutzungspfaden entweder direkt oder nach Umwandlung in einen anderen Energieträger verwertet werden. So kann zum Beispiel Holz in Kesseln für die Industrie zur Bereitstellung von Prozesswärme verwendet werden oder zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme im Gebäudesektor. Als Anlagen zur Umwandlung von Biomasse sind des Weiteren Biogasanlagen, Anlagen zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Vergaseranlagen mit anschließender Konversion des Synthesegases in Wasserstoff, Methan oder flüssige Brennstoffe und Biodieselanlagen implementiert. Als Speicher stehen dem Modell elektrische Energiespeicher in Form von stationären und mobilen (in Kfz) Batterien oder Pumpspeicherkraftwerken zur Verfügung. Zusätzlich werden Wasserstoffspeicher und thermische Warmwasserspeicher in verschiedenen Größenordnungen berücksichtigt. In Bezug auf Methanspeicher wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass die heute bereits existierenden Speicherkapazitäten (inklusive Gasnetz mit etwa 200 TWh[198]) dem System auch in Zukunft zur Verfügung stehen. Ihre Größe ist demnach kein Ergebnis der Optimierung.[199] Die energetische Sanierung des Gebäudebestands wird ebenfalls modellendogen optimiert und ist durch drei Energiestandards abgebildet.[200]

Abbildung 26 zeigt den schematischen Aufbau des abgebildeten Energiesystems. Die Energienachfrageseite (rechts) wird in vier Gruppen unterteilt: Verkehr, Strom, Niedertemperaturwärme und Prozessenergie für Industrieprozesse. Im Verkehr wird die Nachfrage des Straßenverkehrs (auf Basis des Fahrverhaltens von Pkw und Lkw) zeitlich aufgelöst und unter Berücksichtigung unterschiedlicher optionaler Antriebskonzepte abgebildet.

197 Es wurden die Zielwerte der Bundesregierung benutzt und dazwischen ein lineares Reduktionsziel angesetzt.

198 Trost et al. 2012.

199 Dies bedeutet auch, dass Instandsetzungsinvestitionen nicht berücksichtigt werden. Dadurch wird die Speicherung von Methan im Vergleich zu anderen Langzeitspeichern (Flüssigkraftstoffe, Wasserstoff) günstiger dargestellt.

200 Weitere Erläuterungen zu den Berechnungen mit dem Modell REMod-D werden in einem Steckbrief online veröffentlicht (Erlach et al. 2018).

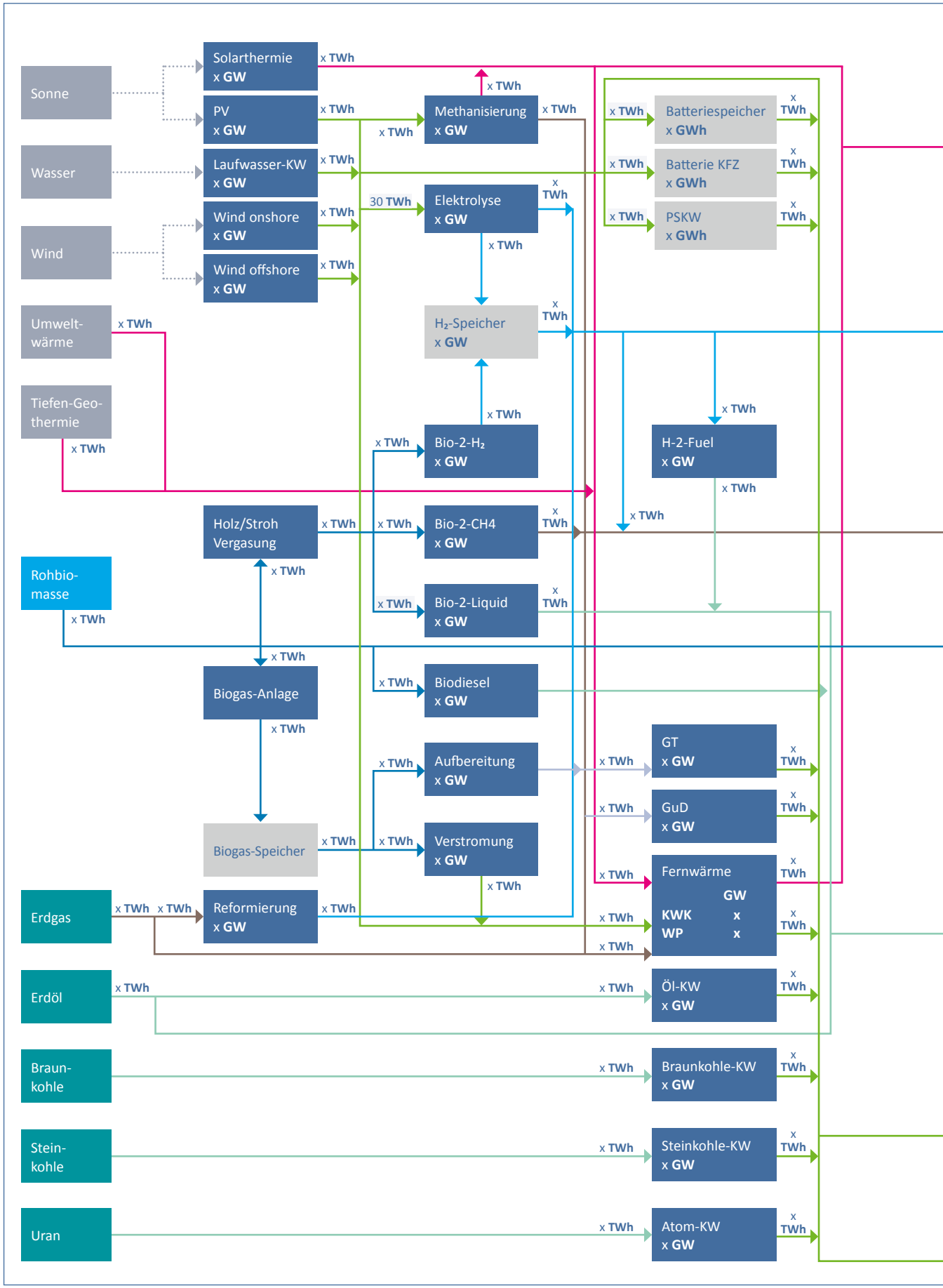
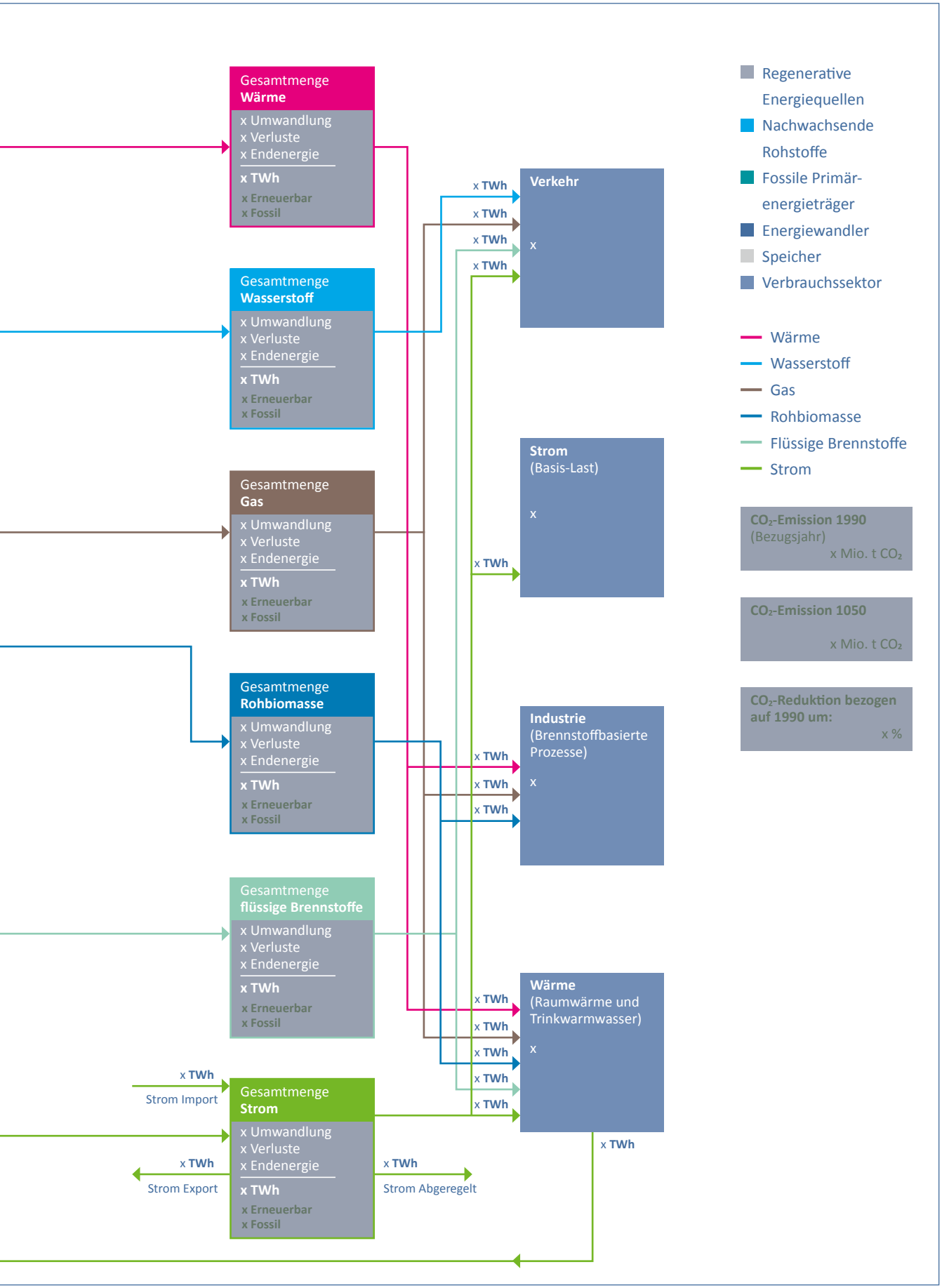


Abbildung 26: Energieflussdiagramm REMod-D. Schematische Darstellung des in REMod-D abgebildeten Energiesystems ohne die Darstellung der Subsysteme für Wärmeversorgung von Gebäuden und Verkehr.


Gesamtmenge Wärme
x Umwandlung
x Verluste
x Endenergie
x TWh
x Erneuerbar
x Fossil
Gesamtmenge Wasserstoff
x Umwandlung
x Verluste
x Endenergie
x TWh
x Erneuerbar
x Fossil
Gesamtmenge Gas
x Umwandlung
x Verluste
x Endenergie
x TWh
x Erneuerbar
x Fossil
Gesamtmenge Rohbiomasse
x Umwandlung
x Verluste
x Endenergie
x TWh
x Erneuerbar
x Fossil
Gesamtmenge flüssige Brennstoffe
x Umwandlung
x Verluste
x Endenergie
x TWh
x Erneuerbar
x Fossil
x TWh
Strom Import
Gesamtmenge Strom
x Umwandlung
x Verluste
x Endenergie
x TWh
x Erneuerbar
x Fossil
x TWh
Strom Export
x TWh
Strom Abgeregelt
x TWh
Verkehr
x
Strom
(Basis-Last)
x
Industrie
(Brennstoffbasierte Prozesse)
x
Wärme
(Raumwärme und Trinkwarmwasser)
x
x TWh
Regenerative Energiequellen
Nachwachsende Rohstoffe
Fossile Primär-energieträger
Energiewandler
Speicher
Verbrauchssektor
Wärme
Wasserstoff
Gas
Rohbiomasse
Flüssige Brennstoffe
Strom
CO₂-Emission 1990
(Bezugsjahr)
x Mio. t CO₂
CO₂-Emission 1050
x Mio. t CO₂
CO₂-Reduktion bezogen auf 1990 um:
x %

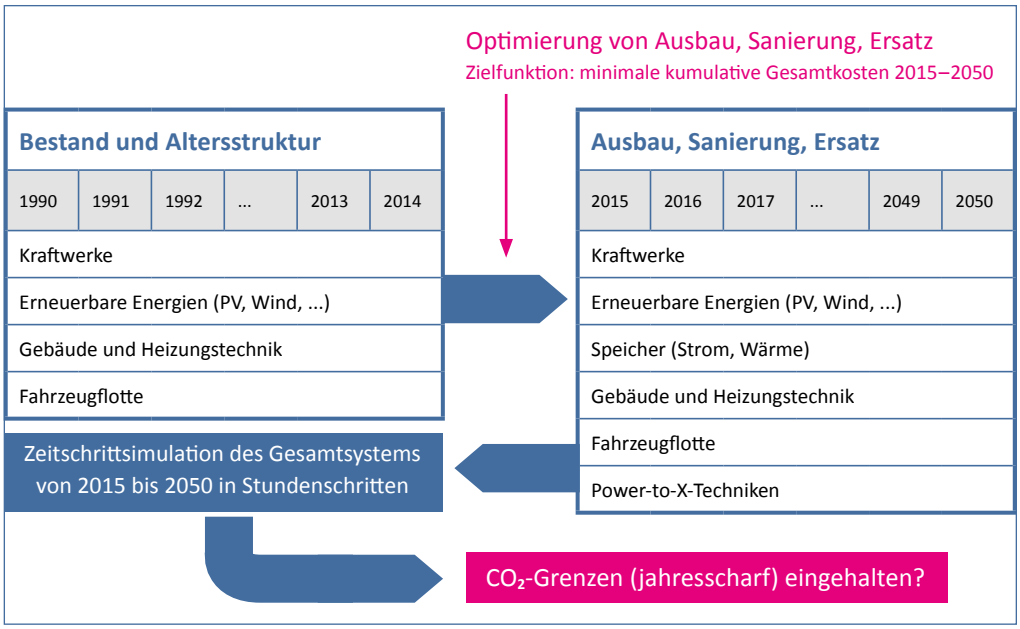


Abbildung 27: Schematische Darstellung der Funktionsweise von REMod-D

Die Energienachfrage der Luftfahrt, der Schifffahrt und des brennstoffbasierten Bahnverkehrs wird dagegen rein bilanziell, das heißt nicht zeitlich aufgelöst, berücksichtigt. Die Basisstromlast, das heißt die heute im Netz vorkommende Last abzüglich der Stromnachfrage für Wärme und Verkehr, wird über Lastprofile, basierend auf den Daten der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, abgebildet. Die Stromnachfrage für Wärme und Straßenverkehr wird modellendogen berechnet und ist somit nicht Teil der Basislast. Die Betriebsführung des Stromsystems wird innerhalb des Modells exogen vorgegeben. Es erfolgt somit keine stündliche Optimierung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, sondern eine fest vorgegebene Einsatzreihenfolge nach einer Merit Order bezüglich der spezifischen CO_2-Emissionen.[201] Zusätzlich wird das sogenannte „Ein-Knoten- oder Kupferplatten-Modell“ angenommen, in dem die Verteilung von Strom keinen Restriktionen unterliegt, das heißt, jede erzeugte und jede nachgefragte Einheit Strom im betrachteten Zeitschritt ist in ganz Deutschland verfügbar. Die notwendigen Kosten für Ausbau beziehungsweise Betrieb des Stromnetzes sind in der Kostenrechnung enthalten. Für die Wärmeversorgung von Gebäuden sind 18 mögliche Anlagentechniken implementiert. Die Energienachfrage der Industrie ist abgeleitet aus den statistischen Daten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie[202] und bezieht sich lediglich auf die brennstoffbasierte Energiebereitstellung für Prozesswärme. Die Stromnachfrage der Industrie ist in der sogenannten Basisstromlast erfasst.

Zur Berücksichtigung des historischen Anlagenbestands werden ausgehend von 1990 bis zum Jahr 2013 alle Anlagen beziehungsweise Einheiten aller implementierten Wandlungs- und Nutzungs-Technologien in Anzahl beziehungsweise installierter Leistung erfasst (Abbildung 27). Basierend auf den Bestandsdaten der Technologien wird mithilfe des Optimierungsalgorithmus der zukünftige Anlagenpark bestimmt und das System im Anschluss Stunde für Stunde über den vollständigen Betrachtungszeitraum simuliert. Nach diesem Durchlauf wird überprüft, ob die vorgegebene CO_2-Menge in jedem Jahr einge-

201 Diese vorgegebene Einsatzreihenfolge ermöglicht es, die Modelllaufzeit merklich zu reduzieren und gleichzeitig die Entscheidungsgröße CO_2-Emissionen angemessen zu berücksichtigen.

202 BMWi 2015.

halten wurde, und es werden die Kosten des Systems (Investitionen, Wartung und Betrieb, Brennstoffkosten etc.) berechnet.

Zu Beginn der Berechnungen werden neben den für die Jahresrechnungen benötigten Eingangsdaten zusätzliche Informationen zum Anlagenbestand sowie zur Höhe der spezifischen Investition der jeweiligen Technologien in Abhängigkeit vom betrachteten Jahr eingelesen. Der Optimierungsalgorithmus hat das Minimum der kumulierten Gesamtkosten (Kosten für Neuanschaffungen einschließlich Kapitalkosten sowie alle Betriebskosten inklusive Kosten für Brennstoffe) des Systems über den betrachteten Zeitraum als Zielfunktion. Zur Durchführung von Modellrechnungen, in denen bestimmte externe Einflüsse auf ihre Auswirkungen hin gezielt untersucht werden, können bestimmte Modellannahmen oder Abhängigkeiten von außen vorgegeben werden. Welche Technologie in welchem Umfang gewählt wird, ist Ergebnis der Optimierung, also der Minimierung der systemischen Gesamtkosten unter Maßgabe einer Einhaltung der gesetzten maximalen CO_2-Emissionen.

5.2 Systemkonfigurationen und Parameterauswahl

In allen Modellrechnungen wurden folgende Randbedingungen festgelegt:

1. Eine Kostenbelastung von CO_2-Emissionen wurde in den Rechnungen nicht angenommen. Die erlaubten CO_2-Mengen wurden aber jahresscharf vorgegeben, und das Rechenmodell stellt sicher, dass diese Mengen eingehalten werden.[203]

2. Der Zinssatz für die Annuitätenrechnung beträgt einheitlich 8 Prozent.

3. Die Energiepreise für Öl/Erdgas und Kohleimporte werden als zeitlich konstant angenommen (Wert von 2016).[204]

4. Konventionelle Kraftwerke können nicht vor Ende ihrer kalkulatorischen Lebensdauer zurückgebaut werden. Die Laufzeit kann jedoch auch nicht darüber hinaus verlängert werden (Atomausstieg ist berücksichtigt, CCS-Technologie findet keine Anwendung).

5. Kohlekraftwerke unterliegen einer teilweisen Must-Run-Bedingung (für KWK und zur Vermeidung von Kaltstarts).

6. Die Jahressumme der Basisstromlast wird als zeitlich konstant angenommen (481 TWh, heutige Werte korrigiert um Verkehr und Wärme).

7. Leistung und Kapazität der Pumpspeicherkraftwerke bleiben auf dem heutigen Stand.

8. Die Kuppelleistung zum Ausland bleibt konstant bei etwa 15,5 GW.

9. Der Ausbau von Wärmenetzen kann jährlich nur um etwa 1 Prozent ansteigen.

10. Solarthermie wird nicht für die Bereitstellung von Prozesswärme berücksichtigt.

11. Das Angebot von Biomasse bleibt auf dem heutigen Wert von etwa 300 TWh konstant.

203 Dies korrespondiert mit dem Ansatz eines Handelssystems mit einer fixen Obergrenze für zulässige CO_2-Emissionen. Eine exogene Vorgabe von CO_2-Preisen würde dagegen eher einer Besteuerung von CO_2-Emissionen entsprechen.

204 Kostenannahmen für Energieträger sind: Erdgas 33,1 €/MWh, Erdöl 52,0 €/MWh, Steinkohle 16,0 €/MWh, Braunkohle 1,5 €/MWh, Biomasse (Holz) 50,0 €/MWh, Biomasse (Anbau) 50,0 €/MWh), Biomasse (feucht) 10,0 €/MWh.

12. Weitere CO_2-Emissionen durch nichtenergetische Nutzung kohlenstoffhaltiger fossiler Rohstoffe (zum Beispiel in Stahl, Chemie) werden nicht berücksichtigt.

13. Der Fahrzeugbestand im Verkehr wurde fortgeschrieben und sinkt leicht für PKW (-5 Prozent) und steigt leicht für Lkw (+5 Prozent) bis 2050.

14. Bei den Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Anwendungen wurden die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff, die Herstellung von synthetischen Flüssigkraftstoffen und die Methanisierung als Optionen berücksichtigt.

In einem ersten Schritt werden die Entwicklung des Gesamtenergiesystems und insbesondere die Implikationen auf die Sektorkopplung in Abhängigkeit vom CO_2-Reduktionszielwert dargestellt. Hierzu werden in den Modellrechnungen CO_2-Minderungswerte von -60 Prozent, -75 Prozent, -85 Prozent und -90 Prozent im Jahr 2050 gegenüber dem Bezugswert im Jahr 1990 vorgegeben (Details zu den unterschiedlichen Annahmen in den Modellrechnungen finden sich in Tabelle 14). In drei weiteren Modellrechnungen wurden spezifische Ausgestaltungsoptionen für den Fall der Minderung energiebedingter CO_2-Emissionen um 85 Prozent betrachtet. Eine dieser Ausgestaltungsoptionen ist durch eine Entwicklung gekennzeichnet, bei der Wasserstoff eine besonders große Rolle als zukünftiger Energieträger – insbesondere als Kraftstoff im Verkehr – spielt (vgl. hierzu Kapitel 3.4.1). In einer weiteren Modellrechnung wird ein Energiesystem betrachtet, in dem andere regenerativ erzeugte Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe (Methan, flüssige Kraftstoffe) im Verkehrs-, Strom- und Wärmesektor eine dominante Rolle spielen (vgl. hierzu Kapitel 3.5). Die Ergebnisse – wie weiter unten ausgeführt wird – zeigen, dass alle Modellrechnungen mit Absenkungen der CO_2-Emissionen um mindestens 85 Prozent zu sehr großen notwendigen installierten Leistungswerten der Wandler fluktuierender erneuerbarer Energien (Sonne, Wind) führen. Daher wurde entschieden, in einer weiteren Modellrechnung eine Reihe von Annahmen zu treffen, die eine Erreichung der CO_2-Minderungsziele erleichtern. So wurde angenommen, dass

- durch Energieeinspar- und Energieeffizienzmaßnahmen die Basisstromnachfrage von 481 TWh auf 360 TWh zurückgeht,
- der Energiebedarf der Industrie um jährlich 0,5 Prozent abnimmt,
- Solarthermie für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme eine größere Rolle spielt,
- bis zum Jahr 2040 ein Ausstieg aus der Nutzung von Kohle zur Stromerzeugung erfolgt und
- sich durch einen Ausbau des europäischen Verbundnetzes die Kuppelleistung mit den Nachbarländern bis 2050 verdoppelt[205].

In der nachfolgenden Tabelle 14 sind die wesentlichen Annahmen aller durchgeführten Modellrechnungen zusammengefasst. Zusätzlich wurde als weitere Option der Import von erneuerbaren Kraftstoffen aus dem Ausland (vgl. Kapitel 5.3.6) untersucht.

205 In Sensitivitätsrechnungen konnte einzeln nachgewiesen werden, dass sich diese Maßnahmen alle positiv auf eine Reduktion der notwendigen Menge an fluktuierenden EE-Anlagen auswirken können.

Bezeichnung	60_offen	75_offen	85_offen	90_offen	85_H_2	85_PtG	85_offen+ Aktiv
CO_2-Ziel 2020 2030 2040 2050	-30 % -40 % -50 % -60 %	-35 % -50 % -65 % -75 %	-40 % -55 % -75 % -85 %	-40 % -55 % -75 % -90 %	-40 % -55 % -75 % -85 %	-40 % -55 % -75 % -85 %	-40 % -55 % -75 % -85 %
Verbrauch originäre Stromanwendungen	wie heute (ca. 500 TWh)	wie heute (ca. 500 TWh)	wie heute (ca. 500 TWh)	wie heute (ca. 500 TWh)	wie heute (ca. 500 TWh)	wie heute (ca. 500 TWh)	Strom -25% in 2050
Heizungstechnologien	offen	offen	offen	offen	offen	Wärme-pumpen auf 40 % beschränkt	offen
Verkehr	offen	offen	offen	offen	Pkw/Lkw: stark basie-rend auf H_2 (Marktanteile in 2050 100 %)	Pkw/Lkw: Batterie auf 50 % Marktanteil beschränkt	offen
H_2 im Gasnetz in Vol %	5	5	5	5	30	5	5
Prozesswärmenachfrage in TWh	ca. 440	ca. 440	ca. 440	ca. 440	ca. 440	Industrie -0,5 %/a	Industrie -0,5 %/a
Potenzial PV+Wind in GW	500	500	500	600	600	600	500

Tabelle 14: Spezifische Annahmen für die Modellrechnungen. „Offen“ bedeutet, dass die Technologiezusammensetzung vom Modell endogen bestimmt wird.

5.3 Zentrale Ergebnisse

Nachfolgend werden ausgewählte Ergebnisse von Rechnungen zu den oben beschriebenen Modellrechnungen dargestellt.

5.3.1 Stromerzeugung

Zunächst wird die Systementwicklung im Bereich der Stromerzeugungstechnologien für die untersuchten Modellrechnungen betrachtet. Dafür werden die installierte Leistung im Stromsektor (Abbildung 28) und die Stromerzeugung der flexiblen Kraftwerke (Abbildung 29) betrachtet. Dabei wird deutlich, dass die untersuchten verschiedenen Randbedingungen starke Unterschiede im erforderlichen Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere bei Windkraft und Photovoltaik, bedingen. Sie haben aber nur kleinere Unterschiede hinsichtlich des Bedarfs an konventionellen Kraftwerken zur Folge – ein wichtiger Befund ist also, dass bei allen betrachteten Systementwicklungen immer eine ähnlich große installierte Leistung an konventionellen Kraftwerken benötigt wird wie heute.

Die Ergebnisse der durchgeführten Variantenrechnungen zeigen drei auffällige Zusammenhänge:

1. Je höher das geforderte CO_2-Reduktionsziel, desto höher ist die notwendige installierte Leistung fluktuierender Stromerzeuger (Windkraftanlagen (WKA) und PV). In der Modellrechnung mit einem Minderungsziel von -60 Prozent energiebedingten CO_2-Emissionen ist lediglich eine installierte Leistung von etwa 200 GW_{el} erforderlich. Erhöht man das geforderte CO_2-Reduktionsziel auf -90 Prozent, wächst die notwendige installierte Leistung von WKA und PV auf über 600 GW_{el} an.

2. Je höher das geforderte CO_2-Reduktionsziel, desto stärker nimmt die Notwendigkeit zu, synthetische Brenn- und Kraftstoffe zu erzeugen.

3. Eine Reduktion der Stromnachfrage (zum Beispiel durch Effizienzfortschritte und/oder Verhaltensänderungen) und eine Reduktion der Energienachfrage der Industrie (zum Beispiel durch

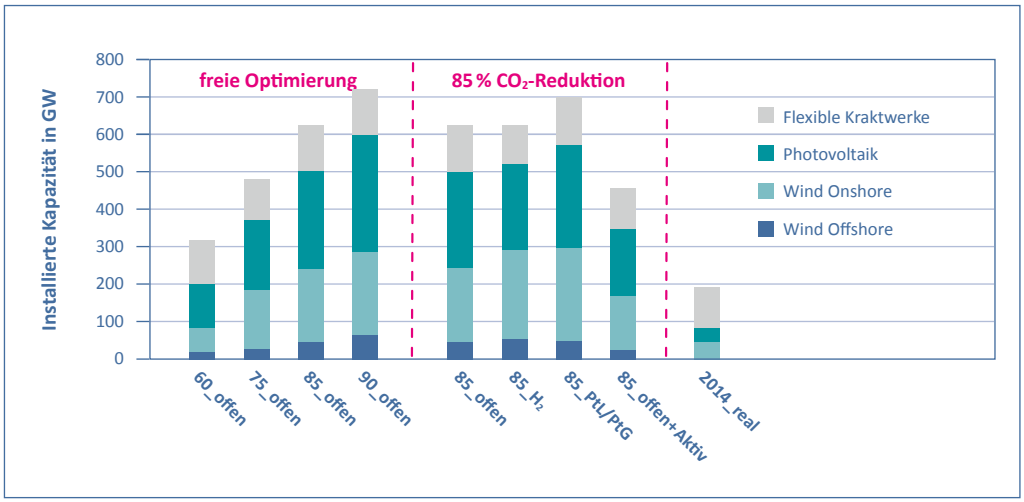


Abbildung 28: Installierte Leistung im Stromsektor im Jahr 2050

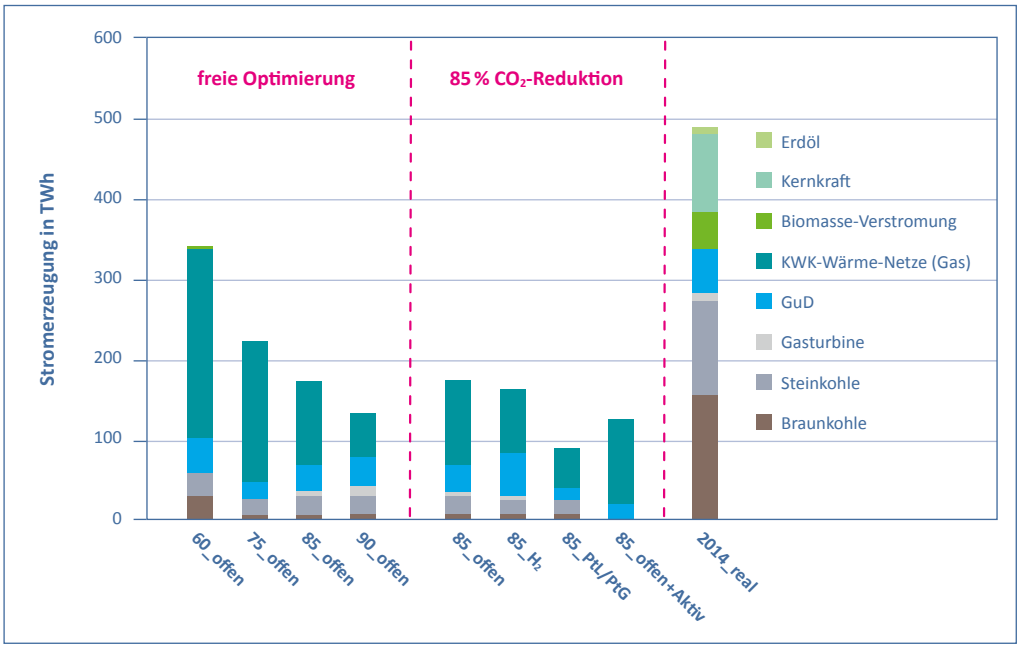


Abbildung 29: Stromerzeugung der flexiblen Kraftwerke im Jahr 2050

technischen Fortschritt) dämpfen die unter 1. und 2. beschriebenen Effekte erheblich. In diesem Fall sind insgesamt 200 bis 250 GW Onshore-WKA und PV-Anlagen weniger notwendig.

Offshore-WKA haben in den meisten Systemkonstellationen eine Gesamtkapazität von 30 bis 50 GW an den Nordsee- und Ostseestandorten. Die flexible Kraftwerksleistung steigt in Fällen mit hoher CO_2-Reduktion beziehungsweise der Erzeugung von regenerativen Brennstoffen und liegt zwischen 60 und 100 GW. Die Größe dieser Leistung ist von den für Wärmebereitstellung und Verkehr genutzten Techniken abhängig und auch vom Umfang der Nutzung von Biogas für die Stromerzeugung. In Bezug auf die erzeugten Strommengen spielen KWK-Anlagen die größte Rolle mit 2.000 bis 4.000 Volllaststunden. GuD-Anlagen werden je nach Modellrechnung mit mittleren Werten von rund 1.000 bis 2.000 Volllaststunden betrieben, und für Gasturbinen ergeben sich nur zwischen 10 und 250 Volllaststunden pro Jahr; sie stellen die Notreserve für wenige Stunden im Jahr („Dunkelflauten“). Verbliebene Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke haben einen sehr geringen Anteil an der Stromversorgung.

Die Modellrechnungen lassen einige zentrale Schlussfolgerungen zu:

1. Wind und PV bilden das mengenmäßige Rückgrat der Stromerzeugung, und zwar umso mehr, je ambitionierter die Klimaschutzziele sind. Ein umfangreicher Ausbau von Wind und PV ist eine Grundvoraussetzung für die Energiewende.

2. Die notwendige installierte Leistung von Wind und PV nimmt kontinuierlich mit dem Reduktionsziel zu und steigt – bei sonst gleichen Randbedingungen – von 200 GW für 60 Prozent Reduktion über 500 GW für 85 Prozent bis zu über 600 GW für 90 Prozent Reduktion. Ohne wesentliche Steigerungen bei der Energieeffizienz und Reduktionen im Verbrauch sowie einen Ausstieg aus der Kohlenutzung für die Stromerzeugung und eine stärkere europäische Vernetzung werden Mengen an Wind und PV benötigt, die jenseits der Potenziale (etwa 500 GW) liegen, die sich auf Basis der heute nutzbaren Flächen abschätzen lassen.

3. Die installierte Leistung von flexiblen konventionellen thermischen Kraftwerken ist deutlich weniger vom CO_2-Ziel abhängig, die erzeugte Energie allerdings sehr. Für längere Phasen mit nicht ausreichendem Strom aus PV und Wind – also Situationen, in denen auch alle Kurzzeitspeicher erschöpft sind („Dunkelflauten") – ist eine große Back-up-Kapazität für die Stromerzeugung bereitzustellen.

4. Die Volllaststunden für diese Kraftwerke sind niedrig (KWK) bis sehr niedrig (Gasturbine). Im heutigen Energiemarkt würde sich für diese Kraftwerke kein Geschäftsmodell ergeben.

5. Neben einer Vielzahl von dezentralen Anlagen werden auch in Zukunft große zentrale Technologien das Energiesystem stützen.

6. Dezentralen Beiträgen kommt zwar eine wesentlich größere Bedeutung zu, für die Versorgungssicherheit sind jedoch weiterhin zentrale Einheiten und eine großräumige Vernetzung aus Kostengründen geboten.

5.3.2 Brenn- und Kraftstoffe

Eng gekoppelt mit dem Zielwert der CO_2-Emissionen ist die Menge aller genutzten Brenn- und Kraftstoffe. So nimmt bei sonst gleichen Randbedingungen (also den als „offen" betitelten Modellrechnungen mit freier Optimierung) die insgesamt genutzte Brenn- und Kraftstoffmenge mit steigendem Reduktionsziel von 1.917 TWh (60_offen) kontinuierlich bis auf rund 932 TWh (90_offen) ab (Abbildung 30). Allerdings nimmt die Menge erneuerbarer Brenn- und Kraftstoffe kontinuierlich von rund 224 TWh (60_offen) bis auf rund 496 TWh (90_offen) zu. Diese Zunahme beruht überwiegend auf einem steigenden Anteil synthetischer chemischer Energieträger, während der auf Biomasse basierende Anteil relativ konstant bleibt. Der höhere CO_2-Emissionsfaktor von Kohle und Öl im Vergleich zu Erdgas sorgt dafür, dass unter einer strengen CO_2-Limitierung überwiegend – beziehungsweise bei 90 Prozent ausschließlich – Erdgas als fossiler Energieträger verwendet wird. Die Modellrechnungen legen nahe, dass ambitionierte Klimaschutzziele kaum ohne Elektrolyse als primären Wandlungsschritt zur Herstellung synthetischer Energieträger aus erneuerbarem Strom erreichbar sind, zumindest dann, wenn nicht signifikante Erfolge bei Energieeffizienz und Verbrauchsreduktion erreicht werden. Inwieweit Wasserstoff als Endenergieträger zum Einsatz kommen wird oder eine Weiterkonversion in kohlenstoffbasierte Energieträger stattfindet, ist aus heutiger Sicht schwer zu beurteilen, da viele Einflussgrößen eine Rolle spielen.

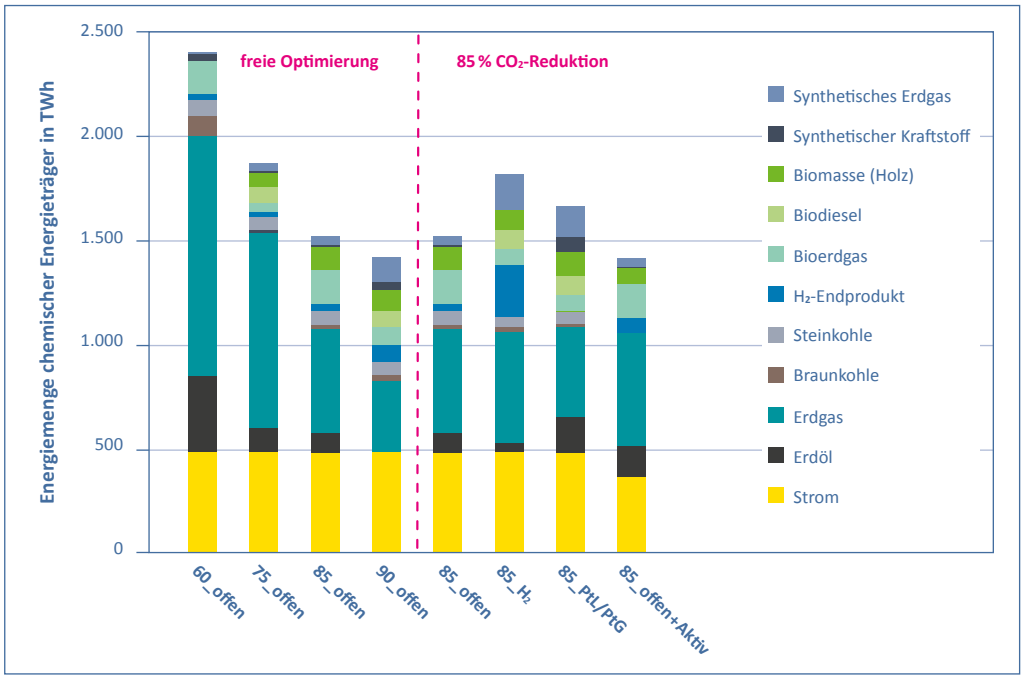


Abbildung 30: Aus den Modellrechnungen resultierende Zusammensetzung chemischer Energieträger (fossil, biogen, synthetisch) im Jahr 2050

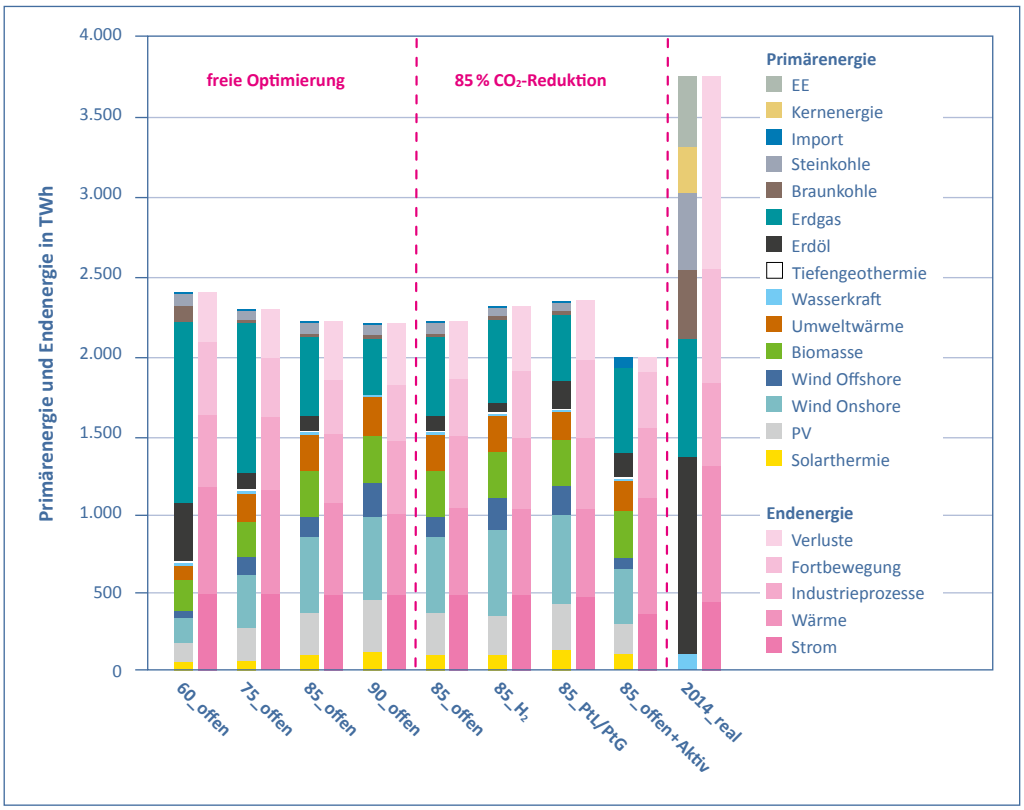


Abbildung 31: Primärenergieaufkommen (Balken) und Endenergiebedarf in den verschiedenen Nutzungsbereichen (graue Flächen) in 2050

5.3.3 Primär- und Endenergie

Die Primärenergie sinkt in allen Modellrechnungen deutlich gegenüber heute (2014: 4.288 TWh, siehe auch Kapitel 2) auf Werte unter 2.500 TWh, selbst bei der Modellrechnung mit der geringsten betrachteten Absenkung energiebedingter CO_2-Emissionen (Abbildung 31). Ausschlaggebend sind geringere Verluste in

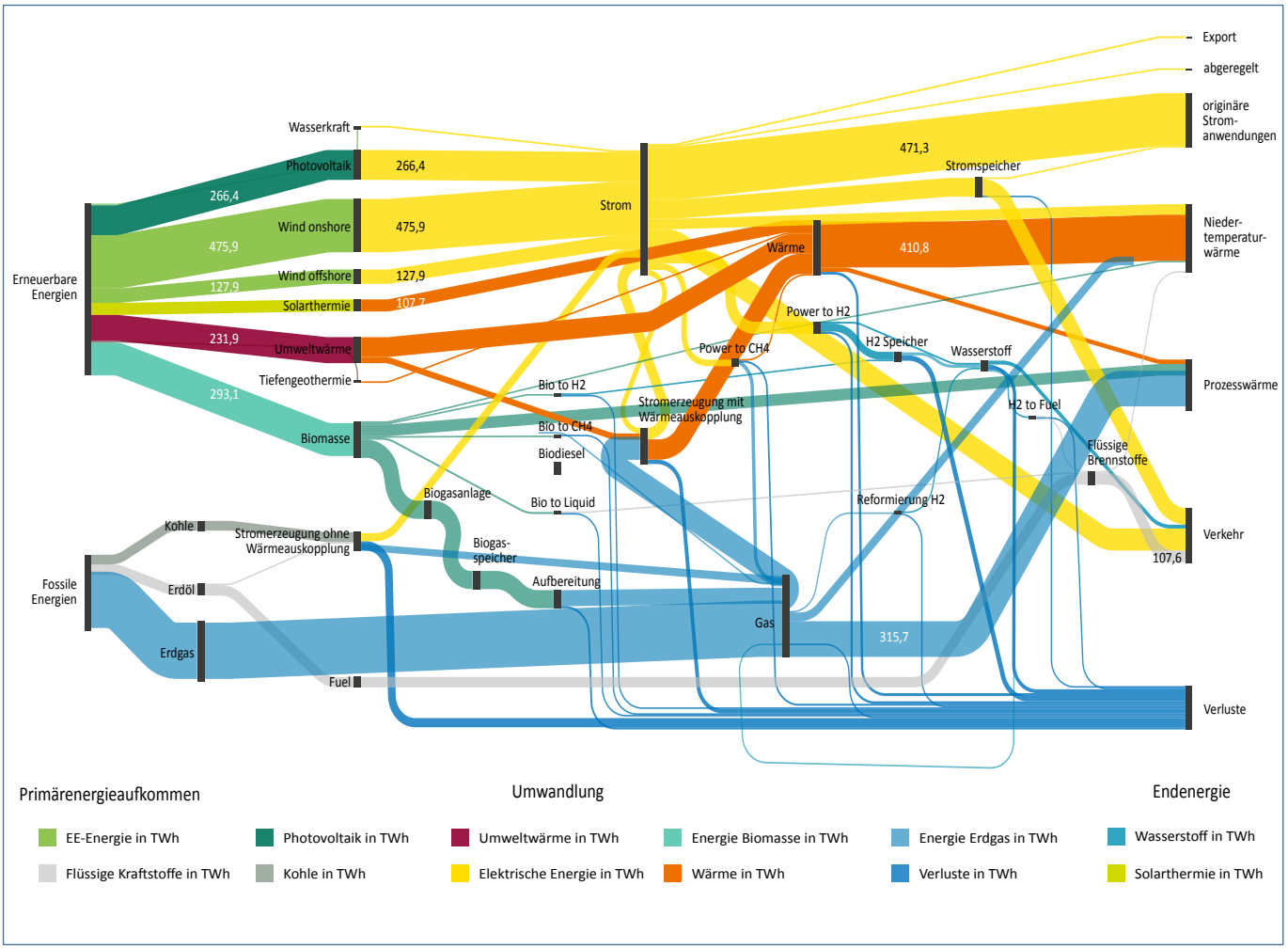


Abbildung 32: Energiebilanz für das Szenario 85_offen in 2050

den Wandlungsketten, insbesondere durch die wesentlich geringere Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken und durch den Ersatz von Verbrennungsmotoren durch elektrische Antriebe sowie Heizkessel durch Wärmepumpen. Die Endenergie ist stark gekoppelt an die Verwendung von Strom im Wärme- und Verkehrssektor. Insgesamt sind die Verluste zwischen Primärenergie und Endenergie vor allem aufgrund der geringeren Anteile von verbrennungsbasierten Prozessen kleiner als heute. In den Rechnungen mit Wasserstoff oder anderen regenerativ erzeugten Brennstoffen liegt der Primärenergiebedarf höher als bei den Rechnungen mit freier Programmierung, die einen höheren Anteil direkter Stromnutzung aufweisen.

Zur Verdeutlichung der Verknüpfung zwischen Primär- und Endenergie für verschiedene Rechnungen sind im Folgenden für drei betrachtete Randbedingungen die jährlichen Energieflüsse in Sankey-Diagrammen dargestellt (Abbildung 32, Abbildung 33 und Abbildung 34); es handelt sich jeweils um Rechnungen mit einer Minderung energiebedingter CO_2-Emissionen um 85 Prozent. Abbildung 32 gilt für die freie Optimierung, Abbildung 33 für ein System mit hoher Nutzung von Wasserstoff insbesondere im Verkehr und Abbildung 34 für ein System mit einem vergleichsweise hohen Anteil synthetisch hergestellter Brenn- und Kraftstoffe. Auf der linken Seite der Diagramme findet sich jeweils das Primärenergieaufkommen. Die Energie wird in Umwandlungsprozessen teilweise in andere Energieträger umgewandelt und den Endenergiesektoren zugeführt (rechte Seite). Den höchsten Anteil beim Primärenergieaufkommen werden in Zukunft erneuerbare Energien haben (heute: sehr hoher Anteil an Kohle, Erdgas und Erdöl).

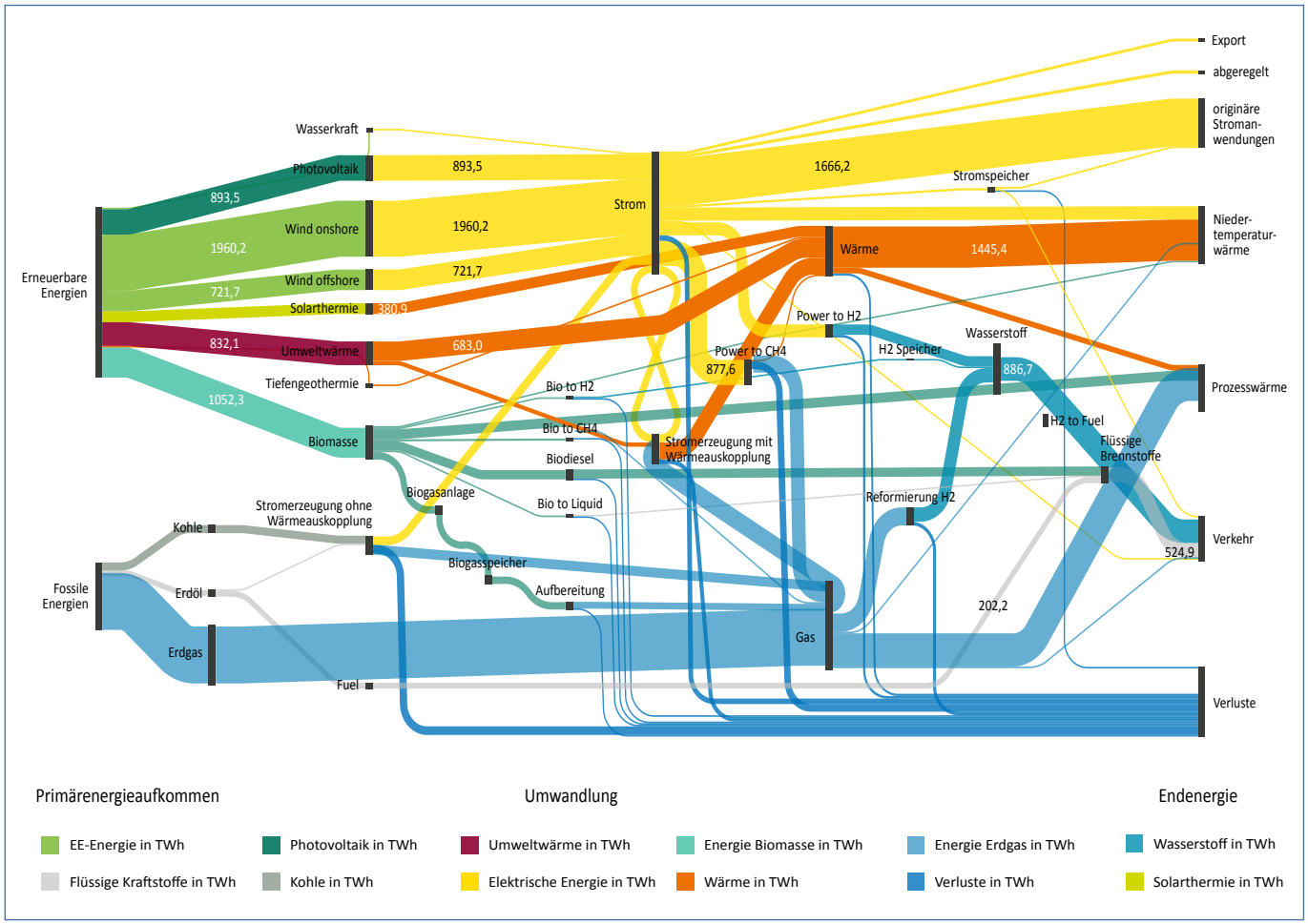


Abbildung 33: Energiebilanz für das Szenario 85_H_2 in 2050

In den Abbildungen lassen sich gut die unterschiedlichen Rollen von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen sowie die Zusammensetzung der Stromerzeugung inklusive konventioneller Kraftwerke erfassen. In Abbildung 32 zeigt sich die intensive Nutzung von Strom im Verkehrssektor sowie die untergeordnete Rolle von flüssigen Kraftstoffen in der Rechnung 85_offen.

Die Ausprägung des Wasserstoffpfades der 85_H_2-Rechnung ist im Sankey-Diagramm in Abbildung 33 dargestellt. Flüssige und gasbasierte Brennstoffe wiederum sind stark ausgeprägt in der Rechnung 85_PtL/PtG (Abbildung 34). Im Vergleich zu heute sind die Verluste, die bei Verbrennungsprozessen auftreten, stark reduziert. Die nichtenergetische Nutzung ist ganz unten vereinfacht als konstant dargestellt, da sie nicht Gegenstand dieser Analyse ist. Hierin sind natürlich auch oben genannte Energieträger berücksichtigt (beispielsweise Erdöl für Kunststoffproduktion).

5.3.4 Gesamtsystemkosten bis 2050

Die Systemoptimierung erfolgt in den Rechnungen mit dem Ziel einer Kostenminimierung unter Maßgabe der Einhaltung der vorgegebenen Klimaschutzziele. Die kumulierten systemischen Gesamtkosten über den Betrachtungszeitraum bis 2050 enthalten Kosten für Neuanschaffungen (beziehungsweise Bau von Energieanlagen und Ersatzinvestitionen) einschließlich Kapitalkosten, Kosten für Betrieb und Wartung und Kosten für Brennstoffe (Kohle, Öl, Erdgas, Biomasse). Die Kosten für Neuanschaffungen werden stark von Investitionen in Anlagen erneuerbarer Energietechnologien (Windkraftanlagen, PV-Anlagen) sowie von Techniken der Sektorkopplung (wie im Folgenden noch genauer zu sehen sein wird) bestimmt.

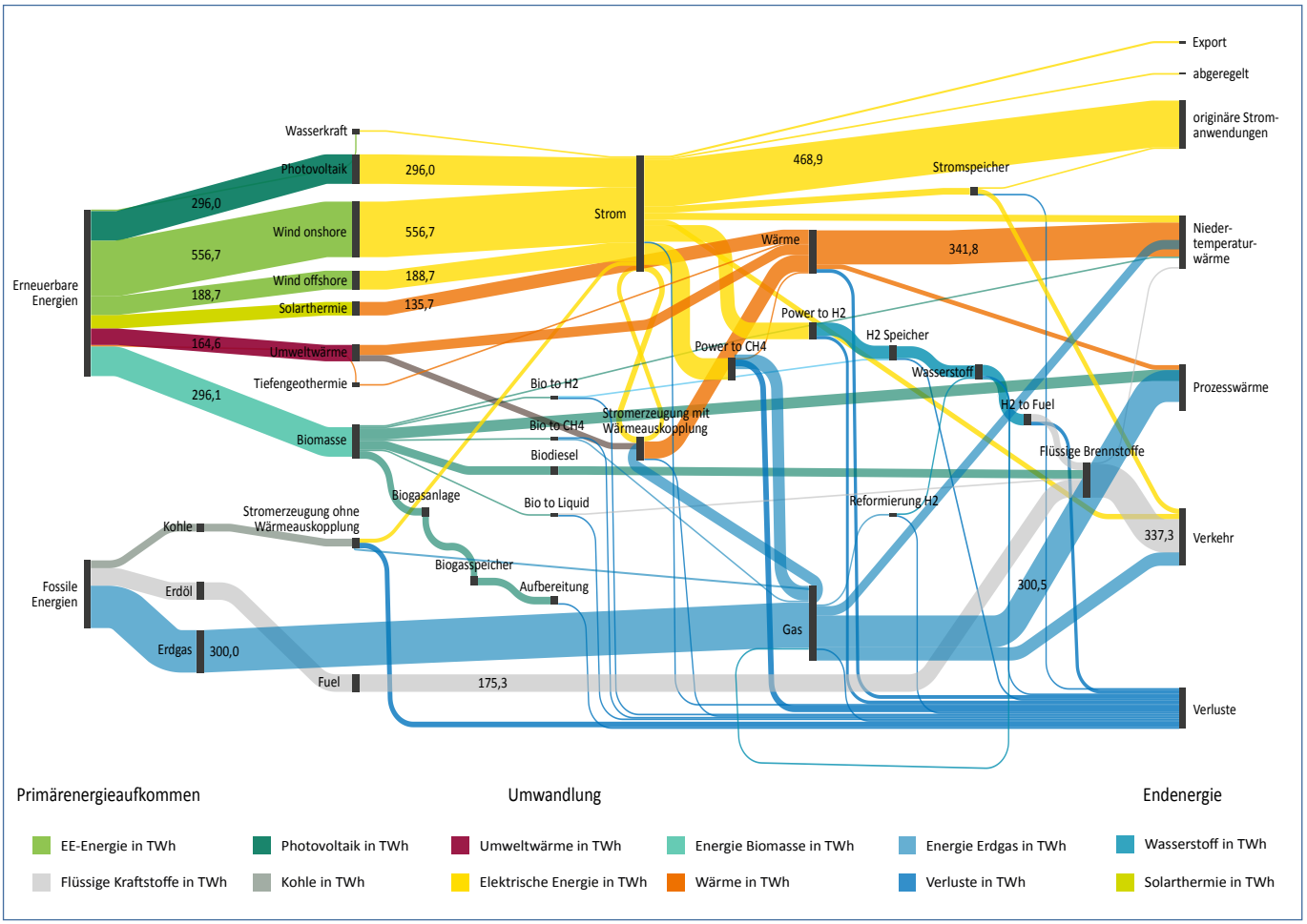


Abbildung 34: Energiebilanz für das Szenario 85_PtL/PtG (Fuel) in 2050

Die Kosten für Brennstoffe hängen eng mit den CO_2-Zielen und den damit korrespondierend nutzbaren Mengen für Kohle, Öl und Erdgas zusammen. In den Gesamtkosten sind alle Kosten der betrachteten Technologien und Infrastrukturen abgebildet, jedoch keine Kosten für noch nicht abgeschriebene Anschaffungskosten aus der Vergangenheit.

Anhand Abbildung 35 wird deutlich, dass sich die Kosten für das Energiesystem als Ganzes mit steigenden Reduktionszielen bei sonst gleichen Randbedingungen stark erhöhen. Diese Zunahme wächst stärker als proportional mit dem Minderungsziel: Eine zusätzliche Minderung um 15 Prozent (von 60 auf 75 Prozent) führt zu höheren systemischen Gesamtkosten von rund 800 Milliarden Euro, während eine weitere Minderung um 10 Prozent (von 75 auf 85 Prozent) fast 1.000 Milliarden Euro Mehrkosten verursacht und eine nochmalige Minderung um weitere 5 Prozent (von 85 auf 90 Prozent) weitere rund 1.300 Milliarden Euro. Gewiss sind die absoluten Zahlenwerte mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden, da in die Systemoptimierung sehr viele Annahmen zu Kostenprojektionen aller Systemkomponenten eingehen. Zugleich wurde unterstellt, dass die Preise fossiler Energieträger dauerhaft bis 2050 auf dem sehr niedrigen Stand von heute verbleiben. Dennoch scheint die beobachtete Tendenz plausibel: Der technische Aufwand für jede weitere Minderung wird bei bereits hohen Werten ungleich höher, da alle Potenziale für direkte Stromnutzung ausgereizt sind und kostengünstiges fossiles Erdgas durch aufwendig hergestellte synthetische Energieträger ersetzt werden muss. Neben den Wandlungsanlagen wie Elektrolyseuren einschließlich der gesamten dafür benötigten Infrastruktur erfordert dies einen hohen weiteren Zubau an

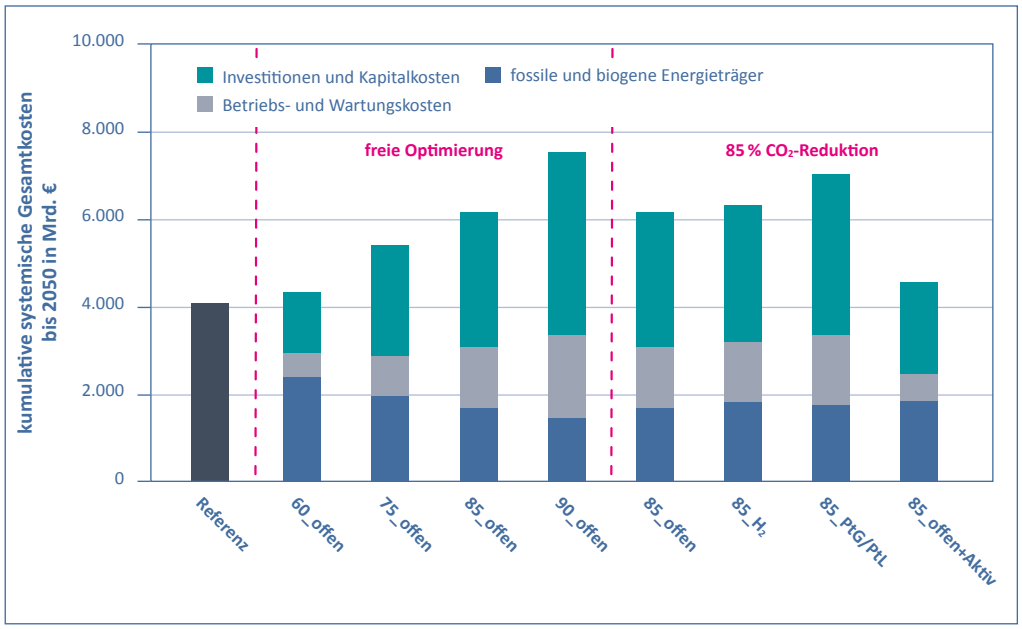


Abbildung 35: Kumulative systemische Gesamtkosten bis zum Jahr 2050 für die verglichenen Systementwicklungen und ihre Zusammensetzung

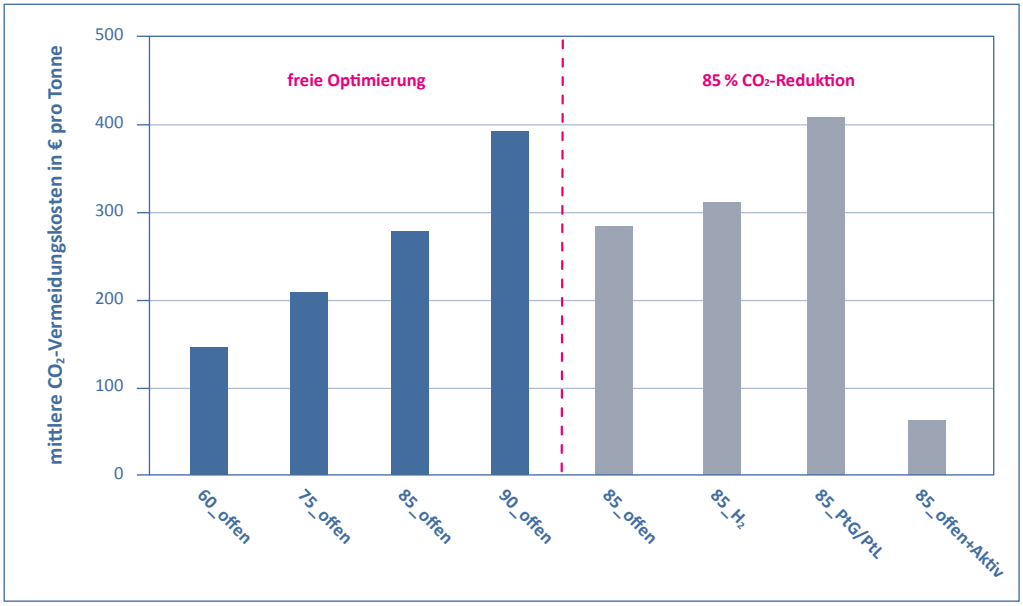


Abbildung 36: Mittlere CO_2-Vermeidungskosten in Euro pro Tonne für die untersuchten Systementwicklungen

Solar- und Windanlagen, um den Strom zum Betrieb der Elektrolyseure CO_2-frei bereitstellen zu können.

In Abbildung 35 ist auch ein Kostenwert für einen Referenzfall angegeben. Dafür wurde eine Entwicklung angenommen, bei der eine Reduktion energiebedingter CO_2-Emissionen um 40 Prozent im Jahr 2030 erreicht wird und dieser Wert dann konstant bleibt. Durch Vergleich aller untersuchten Entwicklungen mit diesem Referenzfall lassen sich mittlere CO_2-Vermeidungskosten berechnen, die in Abbildung 36 dargestellt sind und deren Werteverlauf den zuvor beschriebenen Sachverhalt bestätigen: Je höher das Reduktionsziel ist, desto höher sind die sich ergebenden CO_2-Vermeidungskosten, also der mittlere Euro-Betrag, der pro vermiedene Tonne CO_2 notwendig ist, um die Mehrkosten der jeweils untersuchten Systementwicklung mit dem unterstellten Referenzfall auszugleichen.

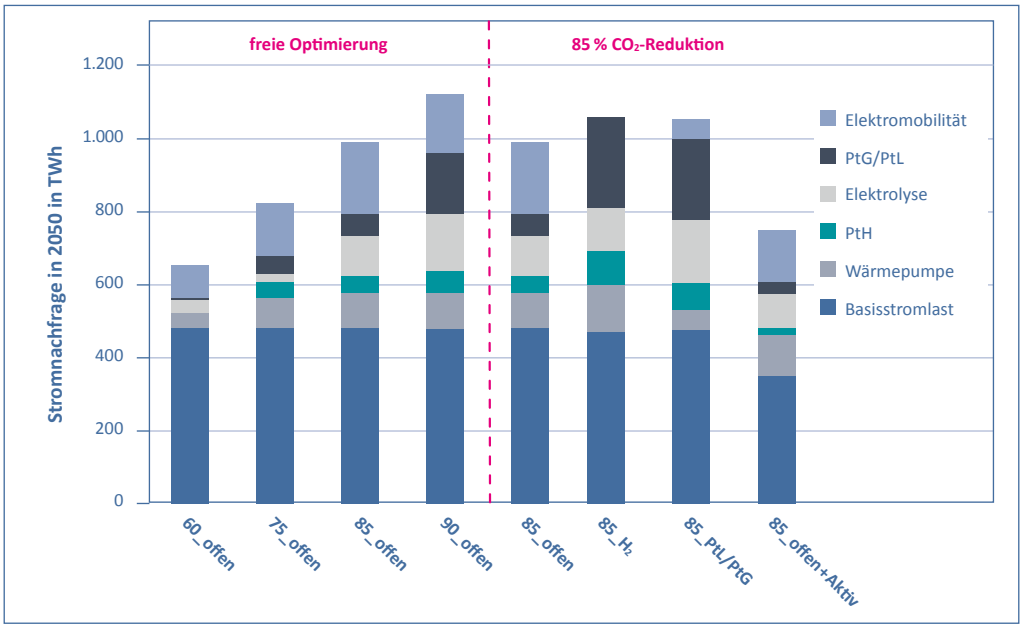


Abbildung 37: Stromnachfrage der verschiedenen Szenarien in 2050

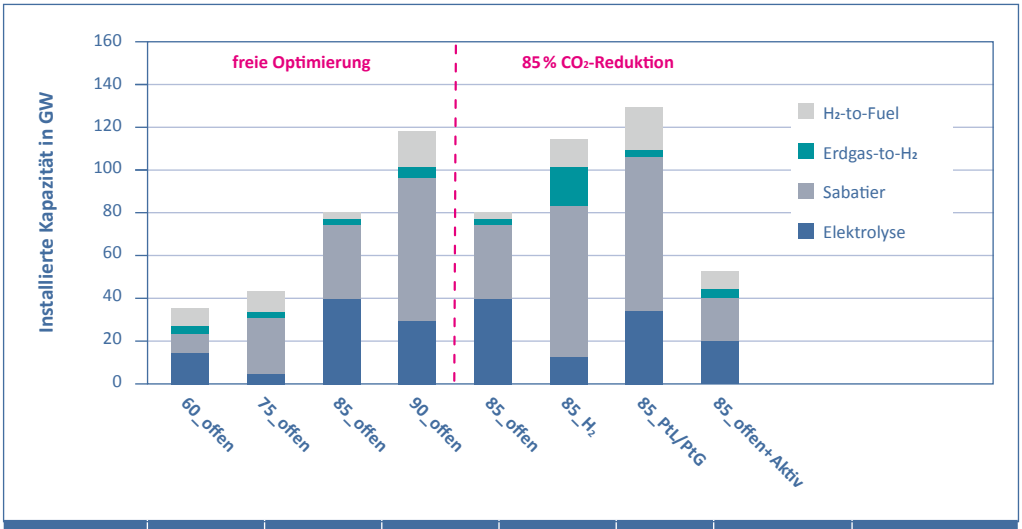
Auch hier können die absoluten Werte aufgrund der vielen zu treffenden Annahmen, die in die Optimierung eingehen, nur eine ungefähre Größenordnung angeben. Dagegen ist der relative Vergleich zwischen den untersuchten Systementwicklungen belastbarer, da in allen Rechnungen gleichartige Annahmen getroffen wurden. Den deutlich niedrigsten Wert der CO_2-Vermeidungskosten aller untersuchten Varianten zeigt die als „aktiv" bezeichnete Systementwicklung mit einer Reduktion der energiebedingten CO_2-Emissionen um 85 Prozent. Hier wurde – wie in Abschnitt 4.1 beschrieben – angenommen, dass wesentliche Verbrauchsreduktionen bis 2050 erfolgen, die ohne Mehrkosten umsetzbar sind. Dies ist sicher eine extreme Annahme, obgleich bekannt ist, dass wesentliche Einsparpotenziale beispielsweise für Strom in vielen Bereichen bestehen, die unter betriebswirtschaftlichen Bedingungen umsetzbar wären, aber aufgrund anderer Hemmnisse nicht erfolgen. Die Analyse unterstreicht an dieser Stelle somit die große Bedeutung, derartige Potenziale zu nutzen, um das Erreichen von Klimaschutzzielen mit möglichst geringen Mehrkosten zu ermöglichen.

5.3.5 Umfang und Ausprägung der Sektorkopplung

Nachfolgend werden Umfang und Ausprägung der Sektorkopplung der in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Systementwicklungen quantitativ erfasst. Dafür wird auf die in Kapitel 1 getroffene Definition von Sektorkopplung als direkter oder indirekter Nutzung von Strom in heute im Wesentlichen durch Brenn- oder Kraftstoffe dominierten Nutzungsbereichen (Sektoren) zurückgegriffen.

Abbildung 37 zeigt, dass mit der Verwendung von Strom für Wärmebereitstellung und Verkehr die Stromnachfrage insgesamt stark ansteigt.[206] Dies geschieht umso mehr, je höher die CO_2-Minderung ist. Bei sonst gleichen Randbedingungen steigt die Stromnutzung von rund 660 TWh (Minderung um 60 Prozent) auf über 1.150 TWh (Minderung um 90 Prozent). Während die direkte Stromnutzung für Wärmepumpen und im Verkehr zwischen 75 Prozent Minderung und 90 Prozent Minderung kaum noch zunimmt, steigt die indirekte Stromnutzung – also die Stromnutzung für die Herstellung synthetischer

206 Das Ersetzen von Brennstoffen durch Strom zur Erzeugung von Prozesswärme ist zurzeit im Modell nicht implementiert.



	60_offen	75_offen	85_offen	90_offen	85_H_2	85_PtL/PtG	85_offen+Aktiv
H_2-to-Fuel	417	164	2.928	2.997	0	5.435	1.459
Erdgas-to-H_2	876	876	876	876	8.406	876	876
Sabatier	374	1.153	1.071	1.622	2.205	1.939	1.000
Elektrolyse	2.135	3.176	2.187	4.131	7.009	3.675	3.687

Abbildung 38: Leistungen (Bild) und Volllaststunden (Wertetabelle) von PtG- und PtL-Technologien in 2050.
Die Leistung ist jeweils in Abhängigkeit vom Input-Energieträger angegeben.

Brenn- und Kraftstoffe – sichtbar an. Bei 90 Prozent CO_2-Minderung sowie unter den Randbedingungen mit hohem Anteil Wasserstoff beziehungsweise hohem Anteil synthetischer kohlenstoffbasierter Energieträger wird mehr als die Hälfte des Stroms für Techniken der Sektorkopplung verwendet.

Stromimporte beziehungsweise -exporte liegen im Bereich von 5 bis 30 TWh. Unter der Schaffung der Möglichkeit für einen höheren Stromimport (85_offen+Aktiv) steigen die Stromimporte auf bis zu 70 TWh pro Jahr.

PtG- und PtL-Technologien sorgen für die Umwandlung von Strom in synthetisch produzierte gasförmige oder flüssige Energieträger. So kann eine Versorgung mit erneuerbaren Energieträgern auch in Anwendungsbereichen stattfinden, die eine höhere Energiedichte (zum Beispiel für Transport, insbesondere See- und Flugverkehr) oder eine zeitlich frei verfügbare Energieform benötigen. Die Technologien stellen somit eine wichtige Puffer- beziehungsweise Speicherfunktion für Strom dar, der von PV- und Windkraftanlagen tageszeitabhängig beziehungsweise wetterbedingt erzeugt wird. In Modellrechnungen mit hohen CO_2-Reduktionszielen können Elektrolyseure mit einer Leistung von bis zu 40 GW und Sabatierprozesse (Erzeugung von Methan aus Wasserstoff und Kohlendioxid) mit einer Leistung über 60 GW notwendig sein (Abbildung 38). Im direkten Vergleich von Methan und flüssigen Kraftstoffen als Energieträger ist zu beachten, dass in der Optimierung die Kosten für die Speicherung von Methan vernachlässigt wurden, da Methanspeicher heute im großen Maßstab vorhanden sind. Es wurden allerdings auch keine laufenden Betriebs- und Instandhaltungskosten berücksichtigt (vgl. Kapitel 3.5). Unten in Abbildung 38 sind Volllaststunden für den Betrieb der verschiedenen Wandlungstechnologien für die verschiedenen untersuchten Randbedingungen angegeben. Die Anzahl der Volllaststunden steigt mit wenigen Ausnahmen bei weitergehenden CO_2-Reduktionszielen. Die höchsten Volllaststunden für die Wasserstoffherstellung werden –

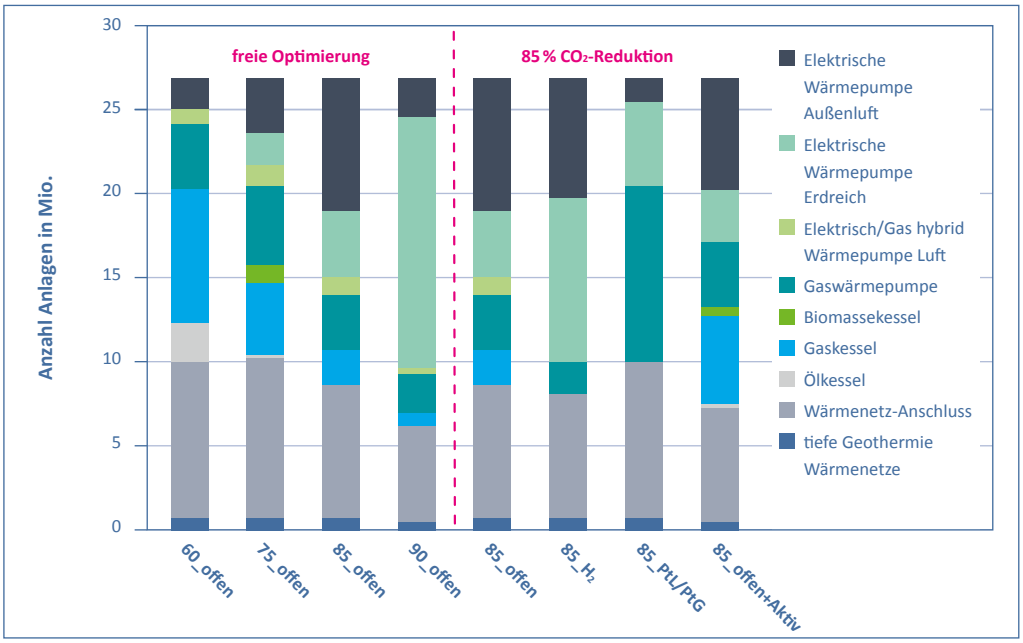


Abbildung 39: Einsatz der Wärmetechnologien im Gebäudebereich in 2050

naheliegender Weise – bei den exogen gesetzten Randbedingungen für eine hohe Wasserstoffnutzung erreicht.

Bei der Wärmeversorgung von Gebäuden zeigt sich mit Zunahme der CO_2-Minderung eine deutliche Entwicklung von brennstoffbasierten Techniken zu Wärmepumpen. Während bei 60 Prozent Minderung noch Ölkessel Teil der Versorgung sind und Gaskessel noch rund 30 Prozent aller Heizungsanlagen ausmachen, sind bei 90 Prozent Minderung Ölkessel nicht mehr Teil der Lösung und Gaskessel nur noch zu einem sehr kleinen Anteil. Entsprechend steigt der Anteil elektrischer Wärmepumpen und auch der von Gaswärmepumpen. Bei den elektrischen Wärmepumpen dominieren bei sonst gleichen Randbedingungen immer Luftwärmepumpen, außer bei Minderung um 90 Prozent. Wärmenetze decken in allen durchgeführten Modellrechnungen eine größere Anzahl an Gebäuden ab, als dies heute der Fall ist.

In Abhängigkeit von den betrachteten CO_2-Reduktionszielen verändert sich der Anteil solarthermisch erzeugter Wärme. In Abbildung 39 ist ersichtlich, dass mit steigender CO_2-Reduktion solarthermisch erzeugte Wärme für das System zunehmend wichtig wird. Während in der Modellrechnung mit 60 Prozent CO_2-Minderung in Summe über dezentrale solarthermische Aufdachanlagen und zentrale Freiflächenanlagen, die an Wärmenetze angebunden sind, rund 70 GW_{th} benötigt werden, tragen bei 90 Prozent Minderung rund 160 GW_{th} (wärmenetzgebundene Anlagen) zur Wärmeversorgung im Gebäudesektor bei (Abbildung 40).

Die Sanierung des Gebäudebestandes führt zu einer Reduktion des Wärmeverbrauchs und ist ein möglicher Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele. Für energetisch sanierte Gebäude wurde in der Modellierung von zwei energetischen Standards ausgegangen, die mit den Begriffen „vollsaniert“ und „vollsaniert plus“ bezeichnet werden. „Vollsaniert“ entspricht dabei in Anlehnung an die im Projekt „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ [207] definierten Sanierungsgrade dem Standard der EnEV 2009, allerdings verschärft um 25 Prozent (EnEV -25 %), und „vollsaniert plus“ den Anforderungen an ein Passivhaus.[208] Mit einer Ausnahme fällt mit steigendem CO_2-Minderungsziel der Anteil der unsanierten Gebäude, und

207 UBA 2016-2.
208 Feist 2012.

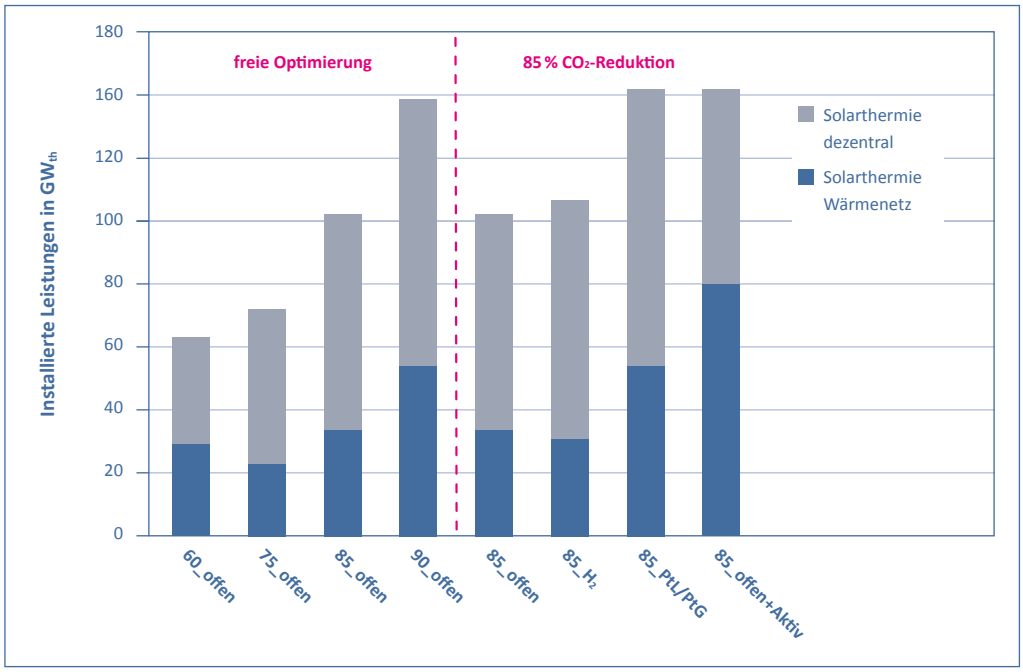


Abbildung 40: Installationen von Solarthermie in 2050

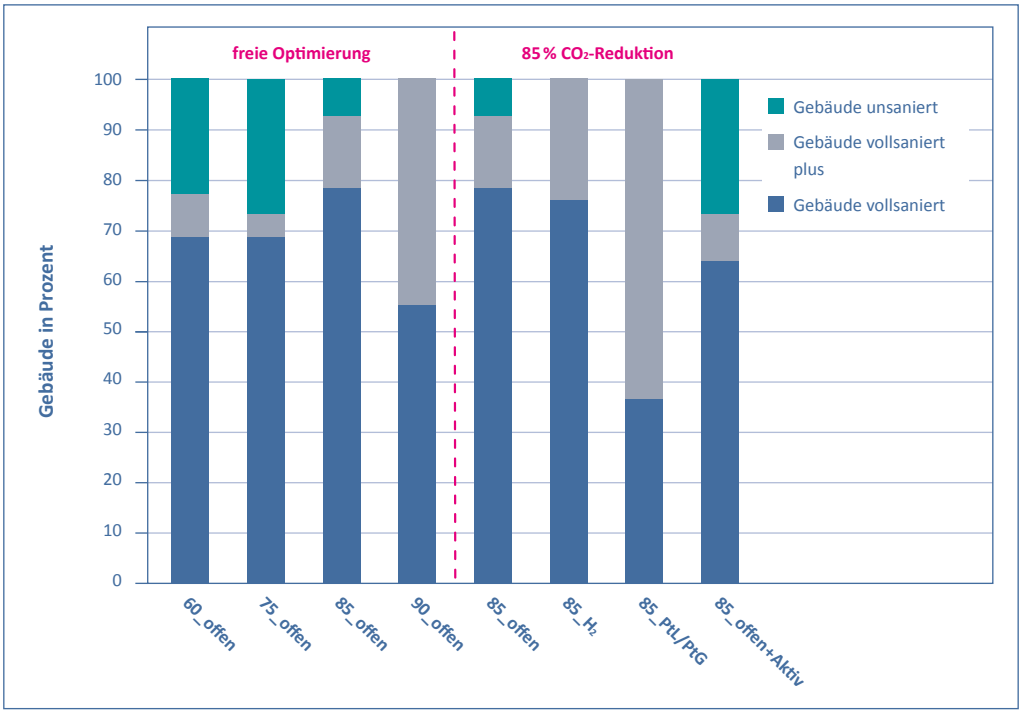


Abbildung 41: Gebäude und ihre Sanierungen in 2050

der Anteil der auf sehr hohem energetischem Standard sanierten Gebäude nimmt zu (Abbildung 41). Das Gros der Gebäude ist allerdings mit einer Ausnahme bei allen betrachteten Randbedingungen auf einem Niedrigenergiestandard, das heißt nicht auf einem Passivhausstandard.

Die Ergebnisse der Modellrechnungen legen nahe, dass im Verkehrssektor ebenfalls erhebliche Veränderungen zu erwarten sind, wenn die Energiewendeziele erreicht werden sollen (siehe Abbildung 42 und Abbildung 43). Im Fall einer langfristig hohen Nutzung konventioneller Antriebe auf Basis fossiler Kraftstoffe ist eine Erreichung der Klimaziele von über 80

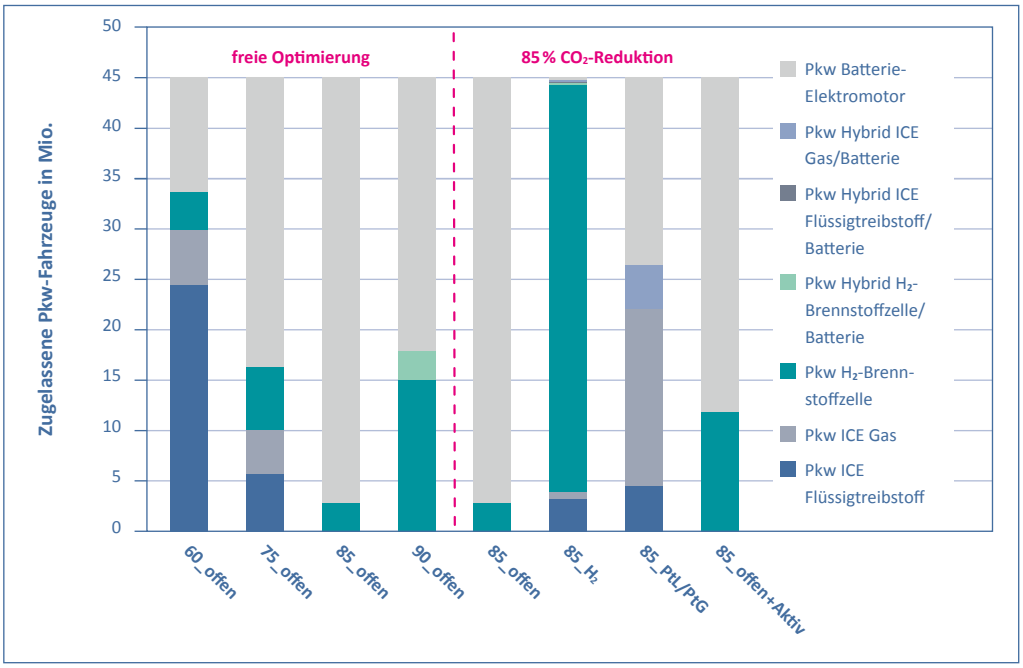


Abbildung 42: Zusammensetzung der Antriebskonzepte der Pkw in 2050 für die untersuchten Randbedingungen (ICE – Internal Combustion Engine, Verbrennungsmotor). In der Rechnung 85_H_2 erreichen die „Pkw Hybrid ICE Flüssigtreibstoff/Batterie" eine Anzahl von circa 124.000. In den anderen Rechnungen bleibt die Anzahl weit darunter und ist deshalb im Balkendiagramm nicht erkennbar.

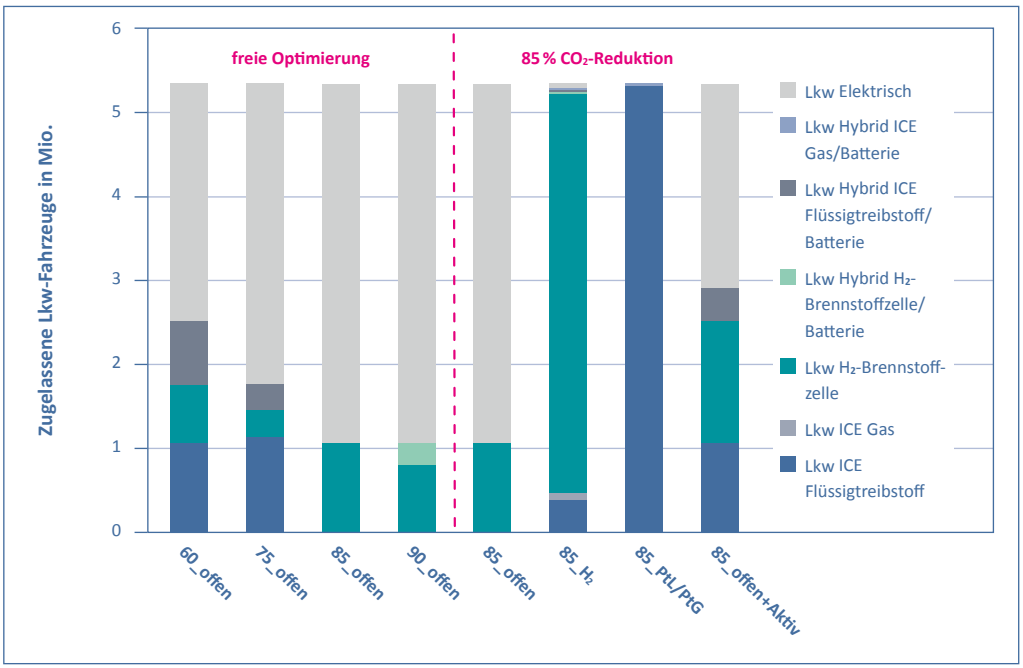


Abbildung 43: Zusammensetzung der Antriebskonzepte der Lkw in 2050 für die untersuchten Randbedingungen (ICE – Internal Combustion Engine, Verbrennungsmotor). In der Rechnung 85_H_2 erreichen die „Lkw Hybrid ICE Gas/Batterie" ihre größte Anzahl von circa 11.800, in den anderen Rechnungen bleibt die Anzahl weit darunter und ist daher im Balkendiagramm nicht erkennbar.

Prozent kaum zu bewerkstelligen. Ein Mix zwischen Elektromobilität und Fahrzeugen auf Basis von Wasserstoff beziehungsweise regenerativen Kraftstoffen ist sehr wahrscheinlich. Hierfür spricht zum einen die hohe Effizienz und günstige CO_2-Bilanz der Elektromobilität durch Verwendung von EE-Strom. Auf der anderen Seite können Fahrzeuge mit regenerativen Kraftstoffen vorhandene Infrastrukturen und Anwendungstechnologien gut ausnutzen und ermöglichen hohe Reichweiten. Die

	Netzentwicklungsplan		eigene Modellrechnung		
	Szenario B 2035	Szenario C 2030	2030	2035	2050
Regelbare Kraftwerke in GW	71,6	68,9	71,3	76,1	105,4
Fluktuierende Erneuerbare in GW	161,7	160,1	251,7	310,5	503,3
Pumpspeicher in GW	13,0	11,9	6,4	6,4	6,4
Power-to-Gas in GW	2,0	2,0	7,5	16,5	39,7
PV-Batteriespeicher in GW	5,0	6,0	7,8	16,8	34,2
DSM (Industrie und GHD) in GW	5,0	6,0	n/n	n/n	n/n
Wärmepumpen in Mio.	2,9	4,1	11,0	13,7	16,0
Elektroautos in Mio.	4,5	6,0	9,1	9,3	42,1
Nettostromverbrauch in TWh	547,0	577,0	744,0	802,0	1.070,0
Jahreshöchstlast in GW	84,0	84,0	120,0	124,0	141,0

Tabelle 15: Installierte Leistungen aus den Szenarien des Netzausbauplans verglichen mit den dieser Studie zugrunde liegenden Modellrechnungen

Erzeugung der regenerativen Kraftstoffe erlaubt darüber hinaus eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Bei den Ergebnissen für 85_H_2 und 85_PtL/PtG ist zu berücksichtigen, dass die gezeigten Ergebnisse stark von den Kosten und Effizienzen der verwendeten Technologien abhängen und hier gewiss noch sehr große Unsicherheiten vorhanden sind. In der Modellrechnung 90_offen zeigt sich, dass ein höherer Ausbau von EE im Strombereich die Produktion von Wasserstoff und dessen Verwendung im Verkehrssektor im Vergleich zu 85_offen erhöht, da die hohe EE-Erzeugung in den Elektrolyseuren eine regelbare Last findet.

In Verbindung mit den oben gezeigten Ergebnissen wird deutlich, dass die Entscheidungen von Haus- und Fahrzeugbesitzerinnen und Fahrzeugbesitzern einen wesentlichen Einfluss auf die Transformation des Energiesystems haben. Da eine hohe Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrssektor sowie die Gebäudesanierung wichtige Maßnahmen zur Erreichung der Minderung von CO_2-Emissionen darstellen, müssten politische Maßnahmen so gestaltet werden, dass Investitionsentscheidungen entsprechend getroffen werden (siehe Kapitel 6).

Tabelle 15 zeigt zum Vergleich Ergebnisse aus den für diese Studie durchgeführten Modellrechnungen (Modellrechnung 85_offen) und zwei Szenarien aus dem NEP. Für die Netzentwicklungspläne werden für 2030 bis 2035 je nach Szenario eine bis vier Millionen Wärmepumpen und eine bis sechs Millionen Elektroautos zugrunde gelegt.[209] Der Stromverbrauch variiert dabei mit der Anzahl an Wärmepumpen und Elektroautos, die Jahreshöchstlast ist mit 84 GW in allen Szenarien identisch angesetzt. In den Modellrechnungen kommen im Zeitraum 2030 bis 2035 Technologien der direkten Elektrifizierung – Wärmepumpen und Elektroautos – in wesentlich größerem Umfang zum Einsatz als in den NEP-Szenarien. Der Stromverbrauch fällt dementsprechend um 30 bis 50 Prozent höher aus. Um diesen Bedarf zu decken, sind im Vergleich zu den NEP-Szenarien bis zu doppelt so viele Windkraft- und Photovoltaikanlagen notwendig. Während die installierte Kapazität an regelbaren Kraftwerken und Kurzzeitspeichern[210] in unseren Modellrechnungen

209 Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017–2030, Juni 2016 (BNetzA 2016).

210 Die Szenarien des Netzentwicklungsplans gehen von einem Ausbau der Pumpspeicherwerke aus, während in den eigenen Modellrechnungen verstärkt Batteriespeicher zum Einsatz kommen.

und den NEP-Szenarien in etwa übereinstimmt, weisen unsere Modellergebnisse eine vier- bis achtfach höhere Kapazität an Power-to-Gas-Anlagen aus. Diese Zahlen veranschaulichen, dass ein verstärkter Einsatz von Sektorkopplungstechnologien die durch das Stromnetz zu bewältigenden Strommengen und Leistungen wesentlich beeinflussen wird. Noch deutlicher wird der Einfluss der Sektorkopplung, vergleicht man das NEP-Szenario B 2035 mit den Ergebnissen der Modellrechnungen für 2050: Mehr als fünfmal so viele Wärmepumpen und neunmal so viele Elektroautos führen zu einem doppelt so hohen Stromverbrauch und einer um 70 Prozent höheren Jahreshöchstlast. Zu deren Deckung sind dreimal so viele Windkraft- und Solaranlagen zuzüglich eines Zubaus an regelbaren Kraftwerken und Speichern erforderlich.

5.3.6 Import von erneuerbaren Brenn- und Kraftstoffen

Die zuvor dargestellten Rechnungen zeigen, dass Systementwicklungen mit hohen Anteilen synthetischer Brenn- und Kraftstoffe einerseits eine sehr hohe installierte Leistung an Wind- und Photovoltaikanlagen erfordern und andererseits die Kosten wesentlich erhöhen. Eine Alternative könnte darin liegen, derartige Brenn- und Kraftstoffe aus Regionen zu importieren, die wesentlich höhere Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien aufweisen, zum Beispiel Regionen im Sonnengürtel der Erde. Hierfür wurde eine Wirtschaftlichkeitsabschätzung für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen an den Standorten Dubai (PV) und Marokko (Wind) durchgeführt, wobei eine gleich große installierte Leistung von Wind- und PV-Anlagen angenommen wurde. Der Transport per Schiff nach Deutschland wurde in der Analyse mit berücksichtigt. Um – ausgehend vom 75-Prozent-Szenario – eine weitere Reduktion der CO_2-Emissionen um 10 Prozentpunkte zu erreichen, wäre die Substitution des noch im System genutzten Erdöls durch einen erneuerbaren Kraftstoff anzustreben, der importiert wird. Dafür wären ab dem Jahr 2050 jährlich rund 300 TWh Erdöl durch importierte synthetische Brennstoffe zu ersetzen; für die Zeit bis 2050 wurde eine lineare Zunahme des Ersatzes von heute bis 2050 angenommen (Abbildung 44). Für PV- und Windenergieanlagen wurden die gleichen Kostenprojektionen ange-

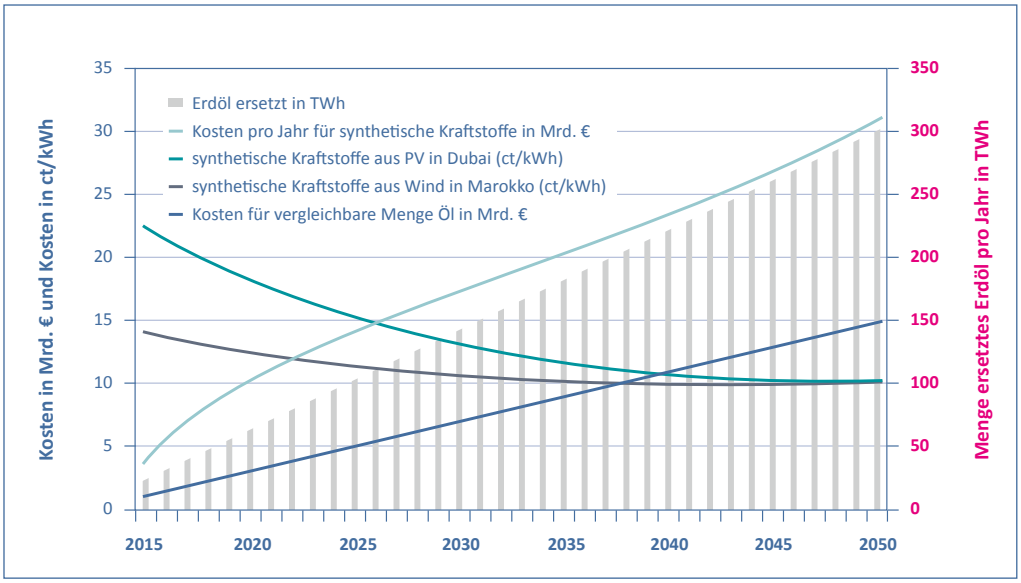


Abbildung 44: Wirtschaftlichkeit von synthetischen Kraftstoffen im Vergleich zu den Kosten von Erdöl und der Menge des ersetzten Erdöls pro Jahr*

*Die Kostenannahmen aller Umwandlungstechnologien sowie für PV und Wind und der Ölpreis (konstant) sind identisch zur eigenen Modellrechnung des 75_offen-Szenarios aus Abschnitt 5.2. Die Daten für Transport, Windressource und Solarressource stammen aus mündlicher Information von innogy.

nommen wie in den zuvor dargestellten Rechnungen; allerdings ergeben sich aufgrund der besseren Standortbedingungen signifikant niedrigere Stromerzeugungskosten. Anhand der folgenden Abbildung wird deutlich, dass ein solcher stetig ansteigender Import zu zusätzlichen Kosten von in Summe rund 370 Milliarden Euro im Vergleich zum 75-Prozent-Szenario führt. Auf der anderen Seite zeigen die Modellrechnungen, dass die kumulativen Kosten für die Modellrechnung 85_offen um 900 Milliarden Euro höher liegen als für die Modellrechnung mit 75 Prozent CO_2-Minderung. Der Import von synthetischen Kraftstoffen wäre also im hier betrachteten Beispiel bezogen auf den zugrunde gelegten Zeitraum von 2015 bis 2050 um 530 Milliarden Euro günstiger als eine entsprechende Herstellung in Deutschland.

5.4 Schlussfolgerungen der Modellrechnungen

5.4.1 Einfluss der Klimaziele auf Sektorkopplung

Die Modellergebnisse zeigen sehr deutlich, dass die Energiewende aufgrund der erforderlichen starken Reduktion der Verwendung von fossilen Brennstoffen mit einem starken Ausbau der erneuerbaren Energietechnologien Wind und Solar einhergeht und gleichzeitig eine viel stärkere Kopplung der Verbrauchssektoren Verkehr, Wärme und Industrie an den Stromsektor erfordert. Die Sektorkopplung (mit Kopplungstechnologien wie Wärmepumpen, elektrischen Fahrzeugantrieben und Elektrolyseuren) wird umso wichtiger, je ambitionierter die CO_2-Reduktionsziele sind. Ohne eine zunehmende Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr wäre eine Erreichung der avisierten Klimaschutzziele nur mit einer sehr weitgehenden Verbrauchsreduktion, gekoppelt mit höheren Importen von Grünstrom oder Importen von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen aus Ländern mit wesentlich höheren Potenzialen für die Nutzung erneuerbarer Energien, erreichbar. Am Beispiel der Modellrechnung 85_offen+Aktiv wird zugleich deutlich, dass selbst bei moderateren Randbedingungen Sektorkopplung notwendiger Bestandteil der Lösung ist.

5.4.2 Technologieentwicklung in Bezug auf Sektorkopplung

Im Stromsektor spielen die EE-Technologien Photovoltaik und Windkraftanlagen für die Gesamtmenge der Stromerzeugung die Hauptrolle, jedoch sind KWK-Anlagen und Gaskraftwerke eine wichtige Säule der Versorgungssicherheit, wenn auch mit wesentlich geringeren Volllaststunden als heute. Mit den Gaskraftwerken als Back-up-Kraftwerken und den KWK-Anlagen als Verknüpfung des Stromsektors mit der Wärmeversorgung über Wärmenetze verbleibt eine hohe Anzahl von flexiblen Kraftwerken im System. KWK-Anlagen werden dabei je nach aktueller Notwendigkeit wärmegeführt oder stromgeführt betrieben.

Im Wärmesektor ist in allen Rechnungen ein enormer Anteil an elektrisch bereitgestellter Heizenergie auszumachen. Die Wärmeversorgung kann in Verbindung mit thermischen Speichern (oder auch in Kombination mit Batteriespeichern) flexibilisiert werden. Um diese Flexibilisierung zu stimulieren, sind zeitvariable Tarife ein mögliches Mittel.

Im Verkehrssektor sind die Umstellungen auf Elektromobilität und Wasserstofffahrzeuge zentral für eine weitgehende Reduktion der CO_2-Emissionen. Die infrastrukturellen und systemischen Investitionsentscheidungen sind hierbei besonders wichtig, da Netz- und Login-Effekte nicht zu vernachlässigen sind. Dazu gehören Effekte der Lade- und Verteilungs-/Speicherinfrastruktur, aber auch Internationalisierung und Netzwerkgrenzen durch europäische und globale Märkte.

Die Ergebnisse zu Umwandlungstechnologien wie Elektrolyseuren, Sabatierprozessen und H_2-to-Fuel zeigen, dass diese mittel- und langfristig relevant werden. Eine frühzeitige Entwicklung der Technologien und ihre Untersuchung in Pilotprojekten und Demonstrationsvorhaben ist deshalb essenziell, um sicherzustellen, dass sie einsatzreif zur Verfügung stehen, wenn ein breiter Einsatz notwendig wird.

Techniken wie Solarthermie, Biomasse und Geothermie können erhebliche Beiträge leisten, die der Zielerreichung dienen.

5.4.3 Zeitliche Entwicklungen von Sektorkopplungsmaßnahmen

Zur Erreichung der Klimaziele sind deutlich größere Anstrengungen als heute notwendig. Bislang fand die Energiewende vorranging im Bereich der Stromerzeugung statt, jedoch sind Wärme- und Verkehrssektor mindestens von gleicher Bedeutung, zumal dort die nachgefragten Energiemengen höher sind. Selbst unter der Annahme eines erfolgreichen Umsetzens von Maßnahmen der Energieeffizienz übersteigen die sich aus den Modellierungen ergebenden Zubauraten von Windenergie und PV die heute realisierten Werte um ein Mehrfaches. Die jährlich erforderlichen Neubauraten liegen zwischen 7 und 12 GW je Technologie, um die Klimaziele zu erreichen[211]. Das impliziert auch, dass ein Großteil der Maßnahmen zur Sektorkopplung bereits heute starten muss, wenn die Ziele erreicht werden sollen.

Die zeitliche Entwicklung im Wärme- und Verkehrssektor ist maßgeblich von der Abkehr von fossilen Brennstoffen geprägt. Demnach müssen elektrische Heizsysteme kontinuierlich Marktanteile hinzugewinnen. Bereits 2030 sollten im Optimum 30 Prozent der Heizsysteme elektrisch betrieben werden und die Anzahl an Ölkesseln merklich reduziert worden sein. Auf ähnliche Werte könnte der Anteil der elektrisch und/oder mit Wasserstoff betriebenen Fahrzeuge steigen.

Anhand Abbildung 45 wird ersichtlich, dass bereits bis 2030 der Einsatz von Elektrolyseuren und die Kraftstoffsynthesen eine Option im Energiesystem darstellen können, da in allen Rechnungen im Optimum die Umwandlung von Strom in synthetische Brennstoffe stattfindet. Selbst im Szenario der Minus-60-Prozent-CO_2-Reduktion wird längerfristig eine Leistung von rund 10 GW für Elektrolyseure und Sabatierprozesse beziehungsweise PtL-Prozesse als Lösungsbeitrag ausgewiesen.

Die verschiedenen Speicher (thermisch, elektrisch, chemisch) stellen im Zusammenspiel mit den Umwandlungstechnologien (wie Elektrolyseuren) oder Wärmepumpen ebenfalls wichtiger werdende Systemkomponenten dar. So kann die Bedeutung von Puffern zwischen Stromerzeugung und Wärmenachfrage sowohl bei thermischen Speichern in Einzelgebäuden als auch in größeren Wärmenetzen im Vergleich zu heute um ein Vielfaches zunehmen (Abbildung 46). Aufgrund von Kostenvorteilen können thermische Speicher eine überaus wichtige Rolle (auch im Vergleich zu Batterien) spielen. Auf der Zeitachse ist ein Anstieg auch um das Jahr 2030 erkennbar.

Die Ergebnisse, die in diesem Kapitel vorgestellt wurden, erfordern gravierende Änderungen von Nutzerverhalten, Investitionsbedingungen, Marktmechanismen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

211 Dies hängt natürlich von der Zielbetrachtung ab. In der Analyse wird von einer CO_2-Reduktion unter der Verwendung von nationalen Ressourcen und Potenzialen ausgegangen. Günstige Beiträge aus dem Ausland für das Energiesystem Deutschland können kostensenkend wirken und den Transformationspfad beeinflussen.

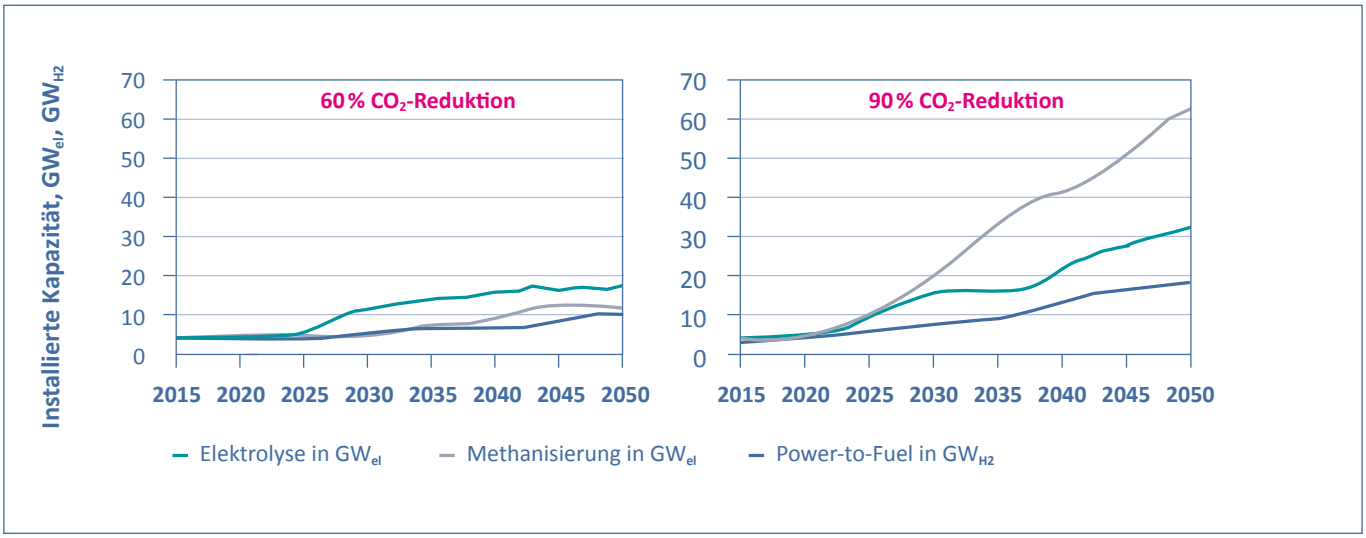


Abbildung 45: Zeitlicher Verlauf der Umwandlungstechnologien von Strom zu PtL und PtG der beiden Modellrechnungen 60_offen mit dem Zielwert 60 % CO_2-Reduktion und 90_offen mit dem Zielwert 90 % CO_2-Reduktion

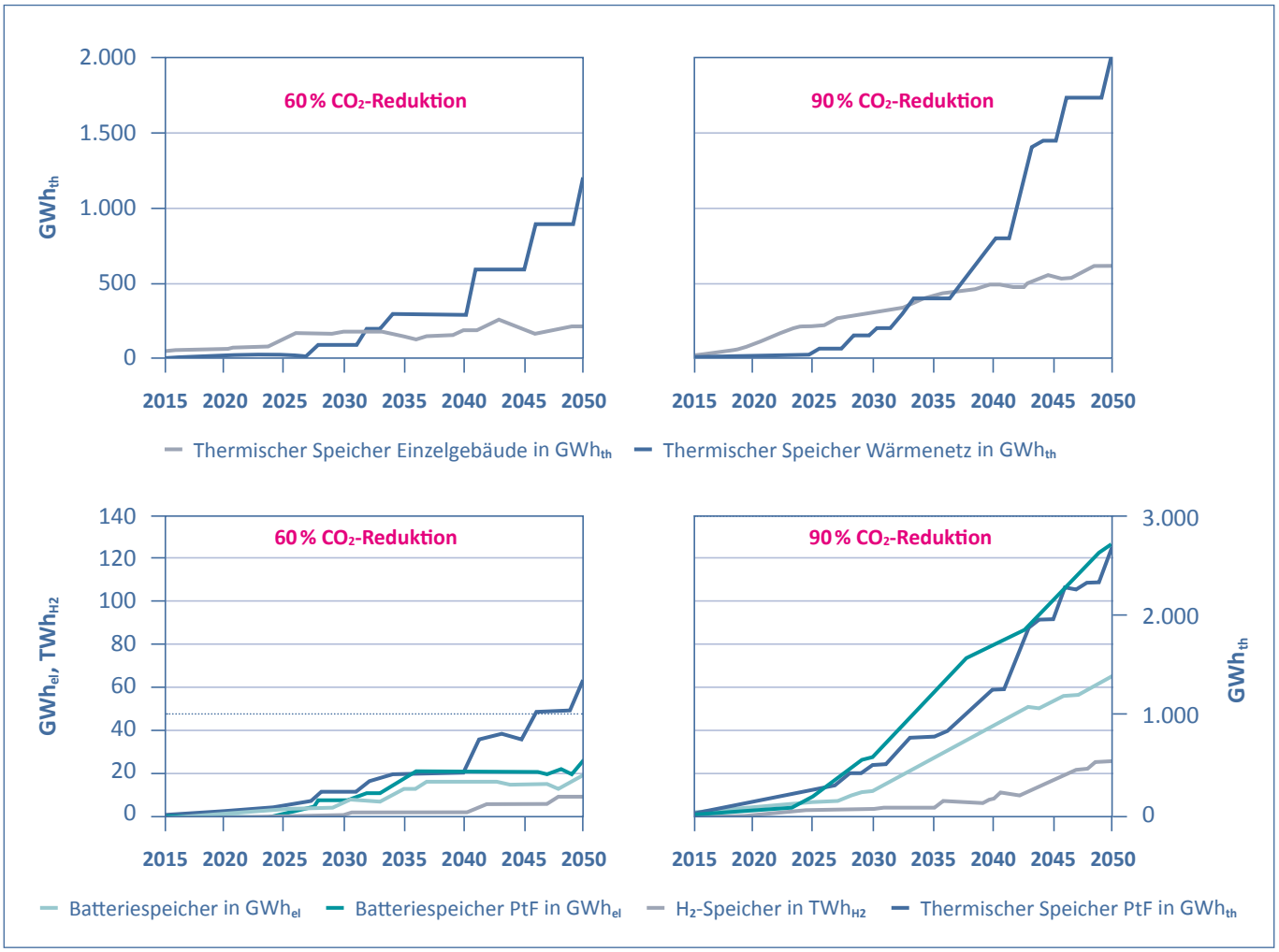


Abbildung 46: Zeitlicher Verlauf von Speichertechnologien der beiden Modellrechnungen 60_offen und 90_offen

6 Politische Rahmenbedingungen – Regulierungen, Märkte, Infrastrukturen

Wie gezeigt wurde, sind eine stärkere Kopplung der Sektoren und insbesondere die Verwendung von Strom im Wärme- und Verkehrssektor unverzichtbar, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Strom tritt also zunehmend in Konkurrenz zu Energieträgern wie Erdgas, Heizöl oder Benzin, die bisher den Wärme- und Verkehrssektor dominieren. Durch die stärkere Kopplung der technischen Systeme entstehen zusätzliche Schnittstellen zwischen Strom-, Wärme- und Kraftstoffmärkten. Wurden diese Märkte bei der Gestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen bisher weitgehend separat betrachtet, so ist das in Zukunft nicht mehr zielführend, da Marktdesign, Tarifgestaltung, Förderung und Steuern, die sich auf einen Sektor und einen bestimmten Energieträger beziehen, zunehmend auch Konsequenzen für andere Sektoren und Energieträger haben. Durch die unterschiedlichen Rahmenbedingungen, insbesondere die unterschiedliche Belastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen, entstehen Verzerrungen an den Schnittstellen zwischen den Sektoren, die die integrative Optimierung des Energiesystems erschweren.

Damit die stärkere Kopplung der Energiesektoren einen sinnvollen Beitrag zur Defossilisierung des Energiesystems und zum Erreichen der Klimaziele leisten kann, sollten daher die Rahmenbedingungen harmonisiert und ein sogenanntes Level Playing Field geschaffen werden, auf dem alle Energieträger und Technologien miteinander konkurrieren können. Im Idealfall bildet dabei der Preis einer Energiedienstleistung (Stromanwendungen, Mobilität, Wärme) möglichst alle mit ihrer Bereitstellung direkt oder indirekt verbundenen Kosten ab. Um einen echten Wettbewerb zwischen erneuerbaren und fossilen Energieträgern zu ermöglichen, ist entscheidend, dass die CO_2-Emissionen und andere Umweltkosten eingepreist werden. Das heißt, ihnen wird ein monetärer Wert zugeordnet, der sich in den Kosten der daraus erzeugten Energiedienstleistungen niederschlägt (etwa der Preis der CO_2-Zertifikate im Europäischen Emissionshandelssystem oder eine CO_2-Steuer). Dabei sollte im Sinne des Level Playing Field die Emission einer Tonne CO_2 in allen Sektoren und für alle Energieträger gleich viel kosten. Dies bezeichnet man als einheitliches CO_2-Preissignal.

Bei der folgenden Diskussion der politisch-ökonomischen Rahmenbedingungen steht die volkswirtschaftliche Effizienz im Vordergrund, die eines der zentralen Kriterien für das vieldimensionale Problem der Transformation des Energiesystems darstellt. Außerdem liegt der Schwerpunkt auf der Sektorkopplung. Verschiedene Instrumente (zum Beispiel Emissionshandel, Steuern) werden also in erster Linie dahingehend untersucht, wie sie sich auf die Sektorkopplung auswirken, insbesondere auf die Nutzung von Strom im Wärme- und Verkehrssektor.

6.1 Bepreisung von CO_2 in der EU

Das zentrale Instrument zur Reduktion von Treibhausgasen in der Europäischen Union ist das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS). Es setzt eine effektive Obergrenze („Cap“) für die gesamten

CO_2-Emissionen, die durch energieintensive Anlagen der Stromerzeugung und der verarbeitenden Industrie sowie im Luftverkehr europaweit ausgestoßen werden dürfen. Diese Obergrenze wird kontinuierlich abgesenkt. Die Emissionsrechte (Zertifikate) werden an regulierte Firmen verteilt (per Auktion oder kostenlose Zuteilung) und können dann auf einem entsprechenden Markt gehandelt werden. Die im Emissionshandel regulierten Sektoren unterliegen damit einem Preis für Treibhausgase, nämlich dem Preis für Emissionsrechte (EU-Allowance, sogenannte EUAs).

Vorteile des Emissionshandels gegenüber anderen Mechanismen sind seine relativ hohe ökologische Treffsicherheit (da die Menge an Emissionsrechten vorgegeben ist) sowie seine ökonomische Effizienz (da die Emissionen dort eingespart werden, wo es am günstigsten ist).

Wenn für ein Unternehmen jede emittierte Tonne CO_2 mit zusätzlichen Kosten verbunden ist, kann es auf Basis seiner Kostenstruktur entscheiden, ob es günstiger ist, beispielsweise durch Steigerung der Energieeffizienz oder einen Wechsel des Endenergieträgers die Emissionen zu vermeiden – oder aber ein Emissionszertifikat zu kaufen (beziehungsweise nicht zu verkaufen). Die sogenannten Grenzvermeidungskosten eines Unternehmens beschreiben in diesem Zusammenhang, wie hoch die Kosten einer zusätzlichen Emissionsreduktion sind.

Der Preis für Emissionsrechte lag in den ersten Jahren der Einführung des EU ETS bei 30 Euro, in den letzten Jahren allerdings lediglich bei etwa 5 Euro pro Tonne CO_2-Äquivalent[212]. Dieser niedrige Preis deutet darauf hin, dass die Klimaziele deutlich günstiger erreicht wurden als erwartet beziehungsweise auch ein ehrgeizigeres Reduktionsziel zu vertretbaren Kosten hätte erreicht werden können. Die Höhe des Preises bestimmt den Anreiz für die regulierten Unternehmen, Emissionen zu vermeiden. Dieser Anreiz besteht selbst dann, wenn die Emissionsrechte kostenlos zugeteilt wurden, da die Unternehmen in diesem Fall durch Emissionseinsparung und Verkauf der Zertifikate einen Gewinn erzielen können. Die Verwendung der Zertifikate im eigenen Unternehmen geht also mit Opportunitätskosten einher.

Das EU ETS hat sich im Vergleich zu nationalen Regulierungen als wirksames klimapolitisches Instrument erwiesen, seine zentrale Aufgabe der Reduktion von Treibhausgasemissionen erfüllt und damit einen wichtigen Beitrag dazu geleistet, dass das EU-2020-Ziel einer 20-Prozent-Reduktion der Treibhausgase im EU-ETS-System gegenüber 2005 vorzeitig erreicht wurde.[213]

So zeigen verschiedene empirische Analysen sowohl auf Basis von Daten auf Sektoren- als auch auf Firmenebene, dass das EU ETS zu substanziellen Emissionsreduktionen geführt hat.[214] In der ersten Handelsphase von 2005 bis 2007 sanken die Emissionen regulierter Sektoren um etwa 3 bis 6 Prozent gegenüber Referenzszenarien.[215] Für die zweite Handelsphase zeigen Analysen für Deutschland und Frankreich, dass zwischen 2008 und 2012 die regulierten Industrieunternehmen und -anlagen ihre Emissionen im Durchschnitt um bis zu 25 Prozent gegenüber der Kontrollgruppe[216] reduzierten.

212 ICE 2017.

213 Bis zum Jahr 2030 soll diese Reduktion 40 Prozent betragen (EU-Kommission 2017-3). Bis 2020 sollen zudem die Energieeffizienz sowie der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch um 20 Prozent erhöht werden. Für das Jahr 2030 liegen diese Ziele bei 27 Prozent (vgl. BMWi 2016-4; Löschel et al. 2016).

214 Martin et al. 2014; Martin et al. 2016.

215 Ellerman/Buchner 2008; Ellerman et al. 2010; Anderson/Di Maria 2011; Ellerman/Feilhauer 2008.

216 Wagner et al. 2014; Petrick/Wagner 2014.

Ergebnisse für Deutschland deuten darauf hin, dass diese Anpassungen vor allem auf höhere Energieeffizienz und die verringerte Nutzung von fossilen Energieträgern wie Öl und Gas zurückzuführen sein könnten.[217] Im Stromsektor gibt es Hinweise, dass das EU ETS zumindest im Anfangszeitraum, also bei höheren EUA-Preisen, zu einem Rückgang der Nutzung von Kohle und einer stärkeren Nutzung von Gas geführt hat.[218] Um die Auswirkungen des EU ETS auf den Wechsel zu emissionsarmen Technologien wie etwa den erneuerbaren Energien besser zu verstehen, werden weitere empirische Studien benötigt.

Darüber hinaus führte das EU ETS bei regulierten Firmen zu bis zu 10 Prozent mehr Innovationen für emissionsarme Technologien.[219] Gleichzeitig existiert bislang keine klare empirische Evidenz, die auf eine Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit, beispielsweise mit Blick auf Umsätze, Profite, Investitionen oder Beschäftigung regulierter Unternehmen, hindeuten würde.[220]

Während die Erreichung der langfristigen Emissionsziele im EU ETS durch die sukzessive Absenkung der Zertifikatemenge quasi automatisch erfolgt, wird seit einigen Jahren kritisch diskutiert, ob das EU ETS auch beim gegenwärtig niedrigen Preisniveau die notwendigen Anreize für langfristige Investitionen in Vermeidungstechnologien setzt. Diese Anreize werden allerdings nicht nur durch das heutige Preisniveau bestimmt, sondern hängen in hohem Maße von den Erwartungen bezüglich der zukünftigen Preisentwicklung ab.[221] Ganz wesentlich für die langfristige Wirksamkeit und die Lenkungswirkung des EU ETS ist daher, dass eine hinreichend hohe Sicherheit in Bezug auf die Preiserwartung für den EUA-Preis besteht. Um diesem Ziel näher zu kommen, hat die EU-Kommission die Einführung einer sogenannten Marktstabilitätsreserve ab dem Jahr 2019 beschlossen.[222] Ziel dieser Reserve ist es, die Schwankungen der EUA-Preise zu reduzieren, indem gezielt Zertifikate aus dem Markt genommen werden, wenn der Preis stark zu fallen droht (beziehungsweise zusätzliche Zertifikate in den Markt gegeben werden, sollte der Preis zu stark steigen).

Obwohl die Kosten für die Emissionsrechte zunächst bei den Großemittenten, beispielsweise den Kraftwerken, anfallen, kann der Emissionshandel auch bei Endverbraucherin und Endverbraucher einen Anreiz für den sparsameren Umgang mit Energie schaffen. Denn die Kosten für Emissionsrechte, die beispielsweise durch Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern entstehen, können auf die Strompreise überwälzt werden und werden damit auch für die Stromkundinnen und Stromkunden spürbar. So zeigt eine Studie für den spanischen Strommarkt, dass ein Anstieg der CO_2-Kosten im EU ETS um 1 Euro im Durchschnitt zu einem Anstieg der Strompreise von über 80 Cent pro MWh führt.[223]

217 Petrick/Wagner 2014.

218 McGuinness/Ellerman 2008.

219 Vgl. Calel/Dechezleprêtre 2016. Allerdings ist dieser Effekt vergleichsweise klein, da dies in dem konkreten Fall nur einem einprozentigen Anstieg grüner Patente in Europa gegenüber einem Referenzszenario entspricht.

220 Martin et al. 2014; Petrick/Wagner 2014; Marin et al. 2017.

221 Grundsätzlich ist der EUA-Preis kein idealer Indikator für die tatsächliche Anreizwirkung des EU ETS, da er sehr unterschiedliche Faktoren abbildet. Ein niedriger Preis kann in unterschiedlichem Maße auf die Unterschätzung technischer Potenziale, automatische Emissionsreduktionen im Zuge der Wirtschafts- und Finanzkrise, eine allgemeine Überallokation oder Investitionsunsicherheit zurückzuführen sein (Koch et al. 2014).

222 EU-Kommission 2017-3.

223 Vgl. Fabra/Reguant 2014. Die Berechnungen beziehen sich auf tägliche Preisdaten (in Euro pro Megawattstunde) des spanischen Day-Ahead-Markts sowie marginale Emissionskosten, die auf Basis der Emissionsraten von Kraftwerken (Tonne CO_2-Äquivalent pro MWh) und EUA-Spotpreisen ermittelt werden. In Stunden hoher Stromnachfrage liegt der Effekt der Kostenweitergabe bei bis zu 100 Prozent.

Aktuell erfasst das EU ETS allerdings nur rund 45 Prozent der Treibhausgasemissionen in der EU und deckt damit nicht alle Energiesektoren ab. Da die Emissionen aus Wärme- und Verkehrssektor größtenteils nicht erfasst sind, bedarf das EU ETS einer umfangreichen Weiterentwicklung, um ein einheitliches CO_2-Preissignal für alle Energieträger und alle Sektoren zu schaffen.

Für die Emissionen der Nicht-EU-ETS-Sektoren (zum Beispiel des Verkehrssektors, des Wärmesektors und der Landwirtschaft) gelten verbindliche Reduktionsziele der EU-Mitgliedsstaaten auf Basis ihrer Wirtschaftsleistung (über die sogenannte Effort Sharing Decision). Bis 2020 sollen die wirtschaftlich stärksten Mitgliedsstaaten die Emissionen der nicht vom EU ETS regulierten Sektoren um bis zu 20 Prozent gegenüber 1990 senken. Weniger wohlhabende Staaten haben dagegen die Möglichkeit, ihre Emissionen zu erhöhen. Dies ergibt zusammen eine Emissionsreduktion von 10 Prozent gegenüber 2005 und soll gemeinsam mit der Obergrenze des EU ETS zum Reduktionsziel in Europa von 20 Prozent gegenüber 1990 bis zum Jahr 2020 führen.

Um die nicht vom EU ETS erfassten Emissionen zu senken, werden verschiedene Politikinstrumente auf EU-Ebene und auf nationaler Ebene eingesetzt. Ein Beispiel auf EU-Ebene ist die Festlegung von CO_2-Grenzwerten für Fahrzeugflotten.[224] In Deutschland kommen im Strom-, Verkehrs- und Wärmesektor verschiedene Instrumente zum Einsatz, die negative Umwelteffekte, darunter den Ausstoß von Klimagasen oder den Energieverbrauch, reduzieren sollen (siehe auch Abschnitt 6.3). Im Stromsektor fallen darunter insbesondere das EEG, das KWKG und die Stromsteuer. Im Verkehrs- und Wärmesektor erfüllen insbesondere die Energiesteuern eine Lenkungsfunktion. Für den Gebäudebereich sind zudem in der Energieeinsparverordnung Grenzwerte für den Primärenergiebedarf neuer Gebäude festgelegt. Darüber hinaus existieren verschiedene Förderprogramme und Investitionsstandards, die Energieeffizienzinvestitionen im Gebäudesektor und den Kauf von Elektroautos im Verkehrssektor anreizen sollen.

Im Hinblick auf die volkswirtschaftliche Effizienz und die Versorgungssicherheit erscheint es sinnvoll, dem europäischen CO_2-Reduktionsziel klare Priorität gegenüber dem nationalen Ziel einzuräumen und eine europäische Strategie zu verfolgen.[225] Denn wenn Potenziale zur Emissionsvermeidung in Europa unterschiedlich ausgeprägt sind, können Emissionsreduktionen insbesondere dort realisiert werden, wo sie am günstigsten sind. Damit würden die volkswirtschaftlichen Kosten einer europäischen Energiewende geringer ausfallen als die eines deutschen Alleingangs.[226] Eine Realisierung des vollen Kostensenkungspotenzials setzt allerdings eine umfassende Zusammenarbeit der Staaten voraus, etwa beim grenzüberschreitenden Netzausbau sowie bei der gemeinsamen und frühen Festlegung auf langfristige Ziele. In der energiepolitischen Praxis liegt der Fokus der Energiewende in Deutschland derzeit relativ stark auf den nationalen und teilweise regionalen Aspekten. Um die Effizienzpotenziale zu erschließen, müsste die gesamteuropäische Energiewende stärker zum Mittelpunkt des energiepolitischen Handelns gemacht werden.

Für die Beurteilung von Klimaschutzinstrumenten durch Politik und Wirtschaft sind neben der Reduktion von Emissionen aber auch die Folgewirkungen auf andere (nationale) volkswirtschaftliche Größen wie Beschäftigung, Innovationsaktivitäten, Produktivität, Wertschöpfung,

224 EU-Kommission 2017-1.

225 acatech/Leopoldina/Akademienunion 2015-2.

226 Sachverständigenrat 2016.

Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen oder das Verhalten von Haushalten relevant. Die empirische Evidenz zu diesen Effekten und den ihnen zugrunde liegenden Kausalitäten ist allerdings noch lückenhaft und legt insgesamt nahe, dass sowohl negative als auch positive Auswirkungen möglich sind.[227] Grundsätzlich ist es daher sinnvoll, die verschiedenen Nutzen und Kosten bei der Wahl umweltpolitischer Instrumente gründlich zu analysieren und gegeneinander abzuwägen.

So kann ein unilaterales Vorgehen Deutschlands beziehungsweise Europas für bestimmte energie- und handelsintensive Industriesektoren mit Nachteilen im internationalen Wettbewerb verbunden sein. Dies kann im schlimmsten Fall zur sukzessiven Abwanderung von Produktionskapazitäten in Richtung weniger regulierter Länder führen. Eine damit verbundene regionale Verschiebung von Treibhausgasemissionen (sogenanntes „Carbon Leakage“) kann die Erreichung der globalen Klimaziele unterminieren. Auch diese möglichen Effekte sind somit bei der Ausrichtung der klimapolitischen Instrumente zu berücksichtigen, etwa über möglichst zielgerichtete und zeitlich begrenzte Ausnahmen. Eine andere Möglichkeit ist die Besteuerung besonders emissionsintensiver Importe (sogenannte „Border Tax Adjustments“), sofern dies im Einklang mit internationalen Handelsabkommen steht.

6.2 Auswirkungen eines einheitlichen CO_2-Preissignals für die deutsche Energiewende

Bis zum Jahr 2050 sollen in Deutschland, ebenso wie in Europa, die CO_2-Emissionen um 80 bis 95 Prozent gesenkt werden. Ein sektorübergreifendes, transparentes Preissignal, wie es durch den Emissionshandel gesetzt wird, führt bei Abwesenheit von Marktverzerrungen dazu, dass die Klimaschutzziele auf kostenoptimalem Weg erreicht werden. Unternehmen und Haushalte entscheiden entsprechend ihrer individuellen Zahlungsbereitschaft, ihren Produktionskosten und Potenzialen, in welchem Maße und ab welchem Zeitpunkt sie Emissionen reduzieren, die sich aus ihrer Energienutzung ergeben. Aktivitäten, deren Einschränkung mit den für sie höchsten Kosten verbunden ist, werden erst dann reduziert, wenn der CO_2-Preis eine entsprechende Höhe erreicht hat. Dabei ist es unerheblich, ob diese Kosten entstehen, weil alternative Technologien (noch) zu teuer sind oder Individuen eine hohe Zahlungsbereitschaft für bestimmte Aktivitäten haben. Der Einfluss des CO_2-Preises auf die Entscheidungen kann sich entsprechend je nach Sektor deutlich unterscheiden und hängt von Marktbedingungen ebenso ab wie von der Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Technologien und Energiesparmaßnahmen. Dass die Emissionsreduktionsziele trotzdem erreicht werden, wird durch die beschränkte Menge an CO_2-Zertifikaten sichergestellt.

Für die Sektorkopplung bedeutet ein einheitlicher CO_2-Preis, dass emissionsarme Technologien auf Basis ihrer Wirtschaftlichkeit im Zeitverlauf unterschiedlich stark und in unterschiedlichen Zeiträumen zugebaut werden. Technologien, die vergleichsweise teuer oder nur in bestimmten Bereichen sinnvoll einsetzbar sind, werden später oder in geringerem Maße zugebaut. Dementsprechend werden Emissionen in den Sektoren und Subsektoren unterschiedlich schnell reduziert. Dies bestätigen auch die Modellrechnungen in Kapitel 5.

227 Im Falle von positiven Effekten, etwa bei Beschäftigung oder Wertschöpfung in bestimmten Branchen, sind diese zudem mit Beschäftigungsverlusten zu verrechnen, um einen Netto-Effekt zu ermitteln. Ebenso ist dabei zu prüfen, ob die dafür eingesetzten volkswirtschaftlichen Ressourcen in anderen Bereichen, etwa Forschung und Entwicklung oder Digitalisierung, eine höhere Wirkung hätten erzielen können.

Im Rahmen der Rechnungen wurde unter verschiedenen Annahmen ein kostenoptimierter Transformationspfad des heutigen Systems hin zu einem Energiesystem im Jahr 2050 ermittelt.[228] Daraus ergeben sich Hinweise für eine kostenoptimale Reihenfolge der Defossilisierung. So zeigt sich, dass relativ früh und parallel ein starker Ausbau von Windkraft- und PV-Anlagen im Stromsektor und ein Zubau von Wärmepumpen im Wärmesektor erfolgen. Parallel dazu werden fossile Technologien entsprechend ihrer Emissionsintensität und Wirtschaftlichkeit sukzessive aus dem Energiesystem gedrängt. Im Stromsektor betrifft dies zunächst die Braunkohle, dann die Steinkohle, bis vor allem Gaskraftwerke als Regelleistung vertreten sind. Im Wärmesektor werden Ölkessel als Erstes von Wärmepumpen verdrängt, wohingegen Gaskessel noch lange wettbewerbsfähig sind. Im Verkehr werden dagegen noch vergleichsweise lange fossile Kraftstoffe eingesetzt, bis sie sukzessive durch batterieelektrische Fahrzeuge und in gewissen Anteilen auch durch wasserstoffbetriebene Brennstoffzellenfahrzeuge ersetzt werden. Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass die großflächige Einführung neuer Technologien immer einen gewissen Vorlauf benötigt, insbesondere wenn Infrastrukturen (beispielsweise ein Tankstellennetz) erforderlich sind. Sollen batterieelektrische und wasserstoffbetriebene Fahrzeuge ab 2030 in hohem Maße zum Einsatz kommen, muss diese Entwicklung bereits frühzeitig durch entsprechende politische Rahmenbedingungen in die Wege geleitet werden. Dies ist ein Beispiel, an dem deutlich wird, dass neben dem übergreifenden CO_2-Preissignal weitere Instrumente notwendig sein können.

Die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Vermeidungstechnologien wird in den Rechnungen des Kapitels 5 allerdings nicht nur durch die reinen Vermeidungskosten der jeweiligen Einzeltechnologien bestimmt. Vielmehr berücksichtigt das Rechenmodell darüber hinaus über entsprechende Restriktionen, dass der Zubau bestimmter Technologien Investitionen in die Versorgungssicherheit erforderlich macht (zum Beispiel Zubau von Speichern und Gaskraftwerken, Umwandlung von Strom in speicherbare Energieträger sowie Flexibilisierung der Nachfrage).

6.3 Energiebezogene Steuern, Abgaben und Umlagen in Deutschland

In der energiewirtschaftlichen Praxis gibt es zumindest heute kein über alle Sektoren gleichsam wirkendes, transparentes Preissignal, wie es den Modellrechnungen in Kapitel 5 zugrunde liegt. Auch das einheitliche Preissignal des EU ETS wird durch zusätzliche sektor- oder energieträgerspezifische Regulierungen ergänzt und damit verzerrt. Insgesamt kommt in der Umwelt- und Energiepolitik ein breites Instrumentarium zum Einsatz, um Emissionen zu reduzieren und auf diese Weise die Klimaziele und eine Verbesserung der Luftqualität zu erreichen. Durch die unterschiedlichen Belastungen mit Steuern, Abgaben und Umlagen abhängig von Sektor und Energieträger entstehen implizit unterschiedliche CO_2-Preissignale. Der monetäre Anreiz, CO_2 zu vermeiden, ist daher in den verschiedenen Sektoren und für verschiedene Energieträger unterschiedlich hoch.

228 Für jedes Jahr wurde eine Obergrenze erlaubter CO_2-Emissionen für das gesamte Energiesystem festgelegt, die kontinuierlich abgesenkt wurde. Damit simulieren die Modellrechnungen gewissermaßen die Auswirkungen eines idealisierten Emissionshandelssystems, in dem der CO_2-Preis für alle Sektoren, Unternehmen und Haushalte gilt und keine Marktverzerrungen bestehen.

Aus energie- und umweltpolitischer Sicht besteht die wesentliche Funktion des Einsatzes von Steuern in ihrer Lenkungswirkung. Beispielsweise führt die Besteuerung umweltschädlicher Tatbestände zu Anreizen, die Umwelt schonender zu nutzen und emissionsarme Technologien einzusetzen. Die Internalisierung externer Umweltkosten treibt damit die Transformation des Energiesystems voran. Aber nicht nur Emissionssteuern und -abgaben üben eine Lenkungswirkung aus. Allgemeine Energiesteuern, die unabhängig von der Emissionsintensität erhoben werden, verteuern den Endenergiekonsum insgesamt und setzen damit Anreize, den Energieverbrauch zu senken. Auch Entgelte und Umlagen übernehmen je nach Ausgestaltung eine Lenkungsfunktion, indem sie gesamtsystemische Kosten wie die von Infrastrukturen internalisieren und Anreize für ihre möglichst effiziente Nutzung geben können.

Umlagen und Entgelte im Energiebereich werden zwar auf gesetzlicher Grundlage, aber nicht vom Staat, sondern von den Netzbetreibern erhoben. Im Strom- und Wärmesektor werden diese Gebühren der Netznutzung für den Ausbau und Erhalt der Strom- und Gasnetze verwendet und sind anders als Steuern an diesen Zweck gebunden.

Sollen Steuern, Umlagen und Abgaben sukzessive durch einen einheitlichen CO_2-Preis ersetzt werden, so müssen die wegfallenden Einnahmen durch alternative Einnahmequellen kompensiert werden (zum Beispiel Deckung von Infrastrukturkosten, Staatseinnahmen). So betrugen die Einnahmen für Bund und Länder im Jahr 2013 durch Steuern im Verkehrssektor rund 53 Milliarden Euro.[229] Da diese nicht zweckgebunden sind, dienten sie nicht ausschließlich der Finanzierung des Straßenbaus (19 Milliarden Euro). Sollten diese Einnahmen wegfallen, müsste dieser Betrag durch andere Einnahmen ersetzt werden.

229 ADAC 2013-2.

Insgesamt stellt sich die Frage, ob der Einsatz von Steuern, Abgaben und Umlagen, wie er heute ausgestaltet ist, effizient ist. Ist dies nicht der Fall, können diese Instrumente zu unnötigen Zusatzlasten führen oder auch den Einsatz bestimmter Energieträger und die Sektorkopplung hemmen und damit die Erreichung von Klimaschutzzielen insgesamt gefährden. Im Extremfall führen ergänzende Abgaben, zum Beispiel durch Wechselwirkungen mit dem EU ETS, lediglich zu Mehrkosten, ohne dass dadurch weitere CO_2-Emissionen eingespart werden.

6.4 Auswirkungen heterogener Regulierung auf die Sektorkopplung

Zusätzliche Kosten für die Umgestaltung des Energiesystems und damit auch für die Sektorkopplung ergeben sich insbesondere dort, wo der Einsatz von Steuern, Abgaben und Umlagen zu einer heterogenen Belastung der verschiedenen Energieträger oder Sektoren führt. Eine heterogene Regulierung ist beispielsweise dann gegeben, wenn ein Instrument so ausgestaltet wird, dass es zu einer Diskriminierung zwischen CO_2-Emissionen aus unterschiedlichen Quellen oder Emissionsreduktionen durch unterschiedliche Technologien kommt. Heterogene Regulierung umfasst aber auch Fälle, in denen Emissionen bestimmter Energieträger oder Sektoren mehrfach durch die Regulierung erfasst werden.

Es gibt in der deutschen Energiebesteuerung starke Unterschiede bezüglich der steuerlichen Belastung verschiedener Energieträger und ihres Einsatzes im Wärme-, Kraftstoff- und Strommarkt. Die Steuersätze unterscheiden sich mit Blick auf CO_2- und Energiegehalt erheblich zwischen den Energieträgern und auch innerhalb von Sektoren. Während der implizite Preis pro Tonne CO_2 beispielsweise durch kumulierte Mineralöl-

und Ökosteuersätze für Diesel 178 Euro beträgt, liegt er bei Heizöl bei lediglich 23 Euro.[230] Berücksichtigt man nur den direkt umweltökonomisch begründeten Teil der Energiesteuern, so ist Diesel mit 58 Euro weiterhin viel höher belastet als Heizöl mit 8 Euro pro Tonne.[231, 232] Eine solche Diskriminierung besteht sowohl zwischen Energieträgern wie Diesel und Heizöl, die sich in ihren chemischen Grundlagen gleichen, aber unterschiedlich verwendet werden, als auch zwischen Energieträgern, die zwar chemisch unterschiedlich sind, aber gleich verwendet werden, wie es beispielsweise beim Einsatz von Erdgas und Öl zur Wärmeerzeugung der Fall ist. Durch eine Angleichung der Steuersätze über die verschiedenen Energieträger und Sektoren hinweg würde ein Level Playing Field geschaffen und verhindert, dass zwischen CO_2-Emissionen sachlich unbegründet differenziert wird. Verteilungspolitische Konsequenzen einer solchen Angleichung der Steuersätze müssten geprüft und, wenn nötig, durch entsprechende Maßnahmen sozialverträglich gestaltet werden.

Der momentan vergleichsweise niedrige CO_2-Preis im Wärmesektor kann den Einsatz nicht-fossiler Technologien im Rahmen der Sektorkopplung stark hemmen, wie sich am Beispiel des Kostenvergleichs zwischen Wärmepumpen, Heizstäben und erdgasbasierten Brennkesseln deutlich zeigt (Abbildung 48). Dies gilt umso mehr, wenn man die Gesamtbelastung durch energiebezogene Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte betrachtet. Insbesondere durch die EEG-Umlage ist die Gesamtbelastung für elektrischen Strom mit 185 Euro pro Tonne CO_2 fast zehnmal so hoch wie diejenige für Erdgas und 24 Mal so hoch wie diejenige für Heizöl, wobei allein die Belastung durch die EEG-Umlage mehr als 120 Euro pro Tonne CO_2 ausmacht.[233]

Auf dem Strommarkt impliziert die Ausgestaltung der Stromsteuer ebenfalls eine Diskriminierung zwischen CO_2-Emissionen verschiedener Energieträger, da sie unabhängig von der CO_2-Intensität erhoben wird. So wird Strom aus Erdgas mit dem gleichen Steuersatz belegt wie beispielsweise Strom aus Kohle. Dies führt dazu, dass Gaskraftwerke ihre vergleichsweise hohen Brennstoffkosten nicht durch geringere CO_2-Steuern kompensieren können – selbst wenn sie aus gesamtsystemischer Sicht günstiger wären als Kohlekraftwerke. Die Stromsteuer stellt darüber hinaus ein Beispiel für Mehrfachregulierung dar, da der Stromsektor zum überwiegenden Teil auch durch das EU ETS erfasst wird.

Ein weiteres Beispiel für den überlappenden Einsatz nationaler und europäischer Instrumente ist der Verkehrssektor. So wird die nationale steuerliche Belastung der Kraftstoffe durch EU-weite Regelungen zu Emissionsstandards ergänzt. Diese über den Ausstoß von CO_2 gerechtfertigten Standards implizieren für die Unternehmen und damit die Verbraucherinnen und Verbraucher ebenfalls CO_2-induzierte Kosten. Derartige sektor- oder auch energieträgerspezifische Regulierungskomponenten erhöhen entsprechend den impliziten Preis für CO_2.[234]

230 Rave et al. 2013.

231 Agora Energiewende 2017.

232 Ein Vergleich der Studien zeigt, dass sich die implizite CO_2-Bepreisung aus den Steuern nicht immer eindeutig nachvollziehen lässt. So dient die Mineralölsteuer neben der Reduzierung der CO_2-Emissionen auch der Finanzierung der Infrastrukturen (beispielsweise Straßen) und der allgemeinen Staatsfinanzierung. Während bei Rave et al. 2013 die gesamten Mineralölsteuersätze eingerechnet sind, berücksichtigen die Werte von Agora lediglich die umweltökonomisch begründeten Aufschläge, die 1998 im Rahmen der ökologischen Steuerreform eingeführt wurden.

233 Agora Energiewende 2017.

234 So zeigt die genannte Studie auf Basis eines multisektoralen Gleichgewichtsmodells (Paltsev et al. 2016), dass durch die Festlegung von CO_2-Grenzwerten für Personenkraftwagen in der EU bis zum Jahr 2020 Zusatzkosten der Emissionsvermeidung in Höhe von 260 Euro pro Tonne CO_2 im Vergleich zu einer hypothetischen Sektor-neutralen Regulierung des Verkehrssektors durch das EU ETS entstehen. Die Grenzwerte lagen in 2015 bei 130 g CO_2-Äquivalent/km und sinken im Jahr 2020 auf 98 g/km. Ein stärkeres Anziehen des Standards ab 2021 auf 68 g/km würde nach dieser Analyse Zusatzkosten in Höhe von 2.020 Euro pro Tonne CO_2 nach sich ziehen.

Dadurch entstehen oftmals Verzerrungen, welche in sehr heterogenen Anreizen zur Emissionsreduktion resultieren können.

Durch diese Art von Mehrfachregulierungen können erhebliche Zusatzkosten entstehen. So zeigt eine Untersuchung auf Basis eines multisektoralen Gleichgewichtsmodells, dass die gleichzeitige Festlegung von Grenzwerten (EU-Emissionsstandards) für Personenkraftwagen und Integration des Verkehrssektors in das EU ETS im Vergleich zu einer ausschließlichen Nutzung des EU ETS bis zum Jahr 2020 Zusatzkosten der Emissionsvermeidung in Höhe von 12,3 Milliarden Euro (260 Euro pro Tonne CO_2) verursacht.[235] Im Jahr 2025 könnten diese Zusatzkosten bei 24 Milliarden Euro liegen oder im Falle einer Verschärfung des Standards sogar auf bis zu 63 Milliarden Euro steigen (2.020 Euro pro Tonne CO_2).[236]

Zusatzkosten können aber auch dadurch entstehen, dass durch die Regulierung versucht wird, die Reihenfolge, in der verschiedene Vermeidungstechnologien zum Einsatz kommen, zu beeinflussen (zum Beispiel durch Subventionierung). Werden beispielsweise Elektromobilität oder erneuerbare Energien jenseits der frühen Phase[237] der Markteinführung gefördert, kann dies dazu führen, dass sie in großem Umfang eingeführt werden, obwohl die investierten Mittel in anderen Sektoren und Unternehmen zumindest kurzfristig eine höhere Emissionsminderung hätten bewirken können. Eine derartige Subventionierung kann gerechtfertigt sein, wenn zum Beispiel auch nach der initialen Markteinführung noch hohe Lerneffekte beobachtbar sind oder Unternehmen sowie Verbraucherinnen und Verbraucher den langfristigen Nutzen von Investitionen systematisch unterschätzen. Ob ein solcher Fall vorliegt, sollte jedoch sorgfältig geprüft werden, da sich ansonsten nicht nur die Kosten der Defossilisierung erheblich erhöhen können, sondern sich – wie im Falle des EEG – negative Rückwirkungen auf Anreize zur Sektorkopplung ergeben können.[238]

6.5 Strompreise und ihre Bedeutung für die Sektorkopplung

Die Entwicklung des Strompreises relativ zu anderen Energieträgern ist entscheidend für die Frage, in welchem Maße sich Technologien wie Elektroautos im Verkehrssektor oder Wärmepumpen im Wärmesektor gegenüber ihren fossilen Alternativen werden durchsetzen können und ob eine Umwandlung von Strom in andere Endenergieträger wirtschaftlich ist.

Abbildung 47 zeigt die Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte. Im Jahr 2016 machte der Anteil der Kosten der Stromerzeugung 21,3 Prozent des Preises aus, wohingegen die restlichen 78,7 Prozent auf diverse Abgaben zurück-

235 Die Untersuchung kommt bis 2020 bei einer Integration des Verkehrssektors in das EU ETS und Emissionsreduktionen in Höhe von 220 Mt CO_2 zu Kosten in Höhe von 4,9 Milliarden Euro, wobei diese Kosten auf gesamtwirtschaftlicher Ebene sowohl direkte Effekte auf den Automobilsektor als auch indirekte Effekte durch beispielsweise Rebound-Effekte, Auswirkungen auf andere Sektoren und internationalen Handel berücksichtigen. Für ein Szenario, in dem zusätzlich noch ein Standard gesetzt wird, errechnet sie dagegen Kosten von 17,2 Milliarden Euro, ohne eine zusätzliche Emissionsreduktion zu bewirken. Für das Jahr 2025 liegen die errechneten Kosten einer rein auf dem EU ETS basierenden Regulierung bei 8,2 Milliarden Euro (Emissionsreduktion von 515 Mt CO_2), für das Szenario „EU ETS + Standard“ bei 32,2 Milliarden Euro. Eine weitere Verschärfung des Abgasstandards im Jahr 2025 würde diese Kosten auf bis zu 70,9 Milliarden Euro erhöhen (Paltsev et al. 2016).

236 Die Annahmen des zugrunde liegenden Modells finden sich in den zusätzlichen Materialien in Paltsev et al. 2016.

237 Es gilt hier, zwischen Subventionen (zum Beispiel Zuschüssen) in einer sehr frühen Phase der Markteinführung, die zur Überwindung der ersten großen Hürden sehr sinnvoll und wirksam sein können, und mittel- bis längerfristigen Subventionen zu unterscheiden.

238 Hinzu kommt, dass das EEG den Ausbau erneuerbarer Energien technologiespezifisch entsprechend der Höhe der Ausbaukosten fördert, jedoch ohne Vermeidungspotenzial und -kosten zu berücksichtigen. Anreize, bei Investitionsentscheidungen die kosteneffizienteste Technologie zu wählen, sind entsprechend verzerrt, was die Kosten des Erneuerbaren-Ausbaus weiter erhöht und Anreize zur Sektorkopplung vermindert.

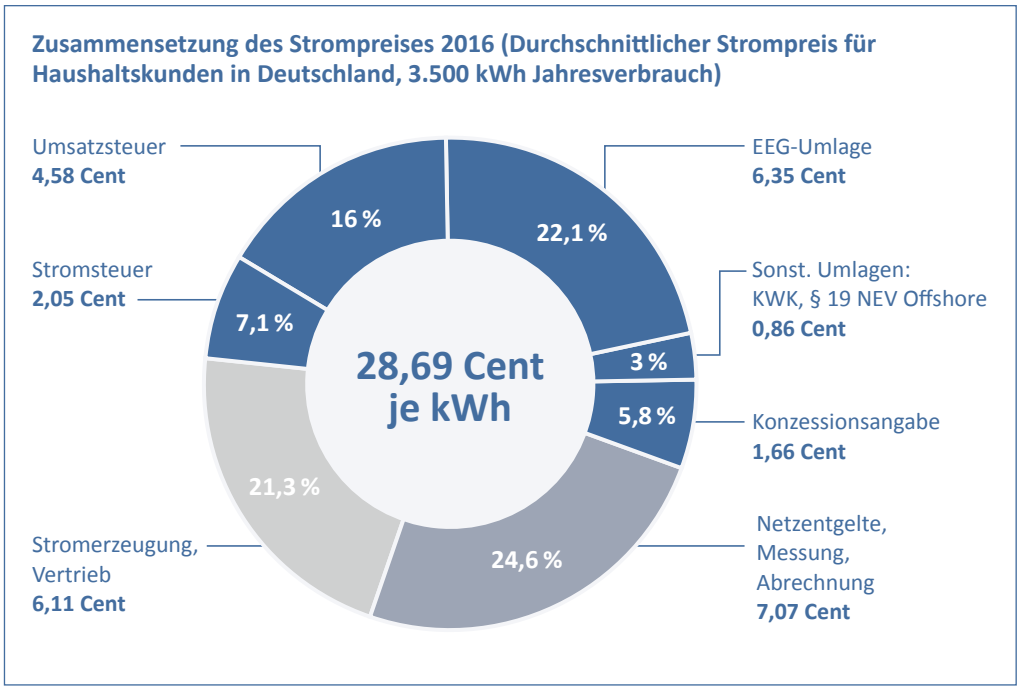


Abbildung 47: Durchschnittlicher Strompreis in Eurocent für Haushalte in Deutschland*
*Strom-Report 2016.

zuführen waren.[239] Die Netzentgelte (24,6 Prozent) und die EEG-Umlage (22,1 Prozent) stellten die größten Positionen dar.

Insbesondere EEG-Umlage und Stromnetzentgelte sind in den letzten Jahren erheblich gestiegen und haben zu einem Anstieg der Endverbraucherpreise beigetragen. Dieser grundlegende Trend dürfte sich mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien und dem damit einhergehenden Um- und Ausbau der Netzinfrastruktur zunächst fortsetzen, auch wenn mittlerweile die EEG-Vergütungssätze für neue Anlagen erheblich niedriger liegen, als dies in den Jahren des starken Zubaus der Fall war. So ist auf Basis von Szenarien ein Anstieg der EEG-Umlage zumindest bis 2022 absehbar.[240]

Mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien am Strommix könnte dem preisbildenden Merit-Order-Effekt folgend tendenziell der durchschnittliche Preis an den Strombörsen sinken.[241, 242] In dem Maße, in dem sich Technologien wie erneuerbare Energien oder Flexibilitätsoptionen wie Speicher oder Gaskraftwerke nicht mehr über die Erlöse an den Strommärkten refinanzieren können, könnte der Anteil der Umlagen am Strompreis steigen. Wie sich dies insgesamt auf den Endverbraucherpreis auswirkt, hängt unter anderem davon ab, ob und wie schnell die Kosten an die Endverbraucherin und den Endverbraucher weitergegeben werden.

Insgesamt betrachtet dürften die Durchschnittsstrompreise absehbar weiter steigen.[243] Denn wenn vermehrt Strom

239 So umfassten im Jahr 2016 für den Stromsektor die EEG-Umlage ca. 22,9 Milliarden Euro und die Umlage des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) ca. 1,2 Milliarden Euro. Stromsteuern schlugen mit ca. 6,6 Milliarden Euro zu Buche (BMWi 2016-4; Löschel et al. 2016).

240 Agora Energiewende 2016-1.

241 Hirth 2013.

242 Der Börsenstrompreis hängt im Wesentlichen von den Grenzkosten der Stromeinspeisung ab. Da nicht regelbare erneuerbare Energien wie Wind und PV oft zeitgleich und mit Grenzkosten von null einspeisen, führt dies zum Zeitpunkt der Einspeisung zu einem Preisverfall. Eine stärkere Flexibilisierung des Energiesystems über Speicher, Netze und verstärkte Koordination von Angebot und Nachfrage könnte diese Effekte abmildern.

243 Entscheidend für die Kundschaft ist letztlich aber die Stromrechnung, die sich aus dem Produkt von Strompreis und Nachfrage zusammensetzt. Ein höherer Strompreis kann deshalb zumindest teilweise durch die Durchführung von Effizienzmaßnahmen kompensiert werden.

aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, wird der Bedarf an Reserve- und Speicherkapazitäten voraussichtlich überproportional steigen. Hinzu kommt, dass zunehmend auch ungünstigere Standorte für Wind- und Solarstromanlagen genutzt werden müssen.

Grundsätzlich ist es als sinnvoll zu erachten, dass der für die Sektorkopplung genutzte Strom mit allen Kosten, die für seine Bereitstellung entstehen, also zum Beispiel für Erhalt und Aufbau von Netzen und anderen systembedingten Kosten, belastet wird. Ineffiziente regulatorische Markteingriffe beim Ausbau erneuerbarer Energien, der Stromnetze oder anderer Stromsystemkomponenten, die zu einem unnötig hohen Anstieg des Strompreises führen, mindern aber die Wettbewerbsfähigkeit von Sektorkopplungstechnologien unnötig. So kann beispielsweise eine unzureichende Berücksichtigung von Kosten des Netzausbaus bei privaten Investitionen in lastferne Erzeugung, wie etwa Offshore-Windparks, zu Mehrkosten führen. Da lastferne Erzeugung derzeit nicht mit höheren Netzentgelten verbunden ist, können privatwirtschaftliche Anreize bestehen, auch dann Investitionen durchzuführen, wenn die Kosten des damit verbundenen Netzausbaus unverhältnismäßig hoch sind. Diese Mehrkosten werden stattdessen von der Gesamtheit der Netznutzer getragen. Auch Ausnahmetatbestände für energieintensive Unternehmen und der Eigenverbrauch von Solarstrom führen zu einer Erhöhung der EEG-Umlage und damit des Strompreises für die restlichen Verbraucherinnen und Verbraucher. Derartige Ausnahmen müssen also gut begründet sein und auf ihre Wirksamkeit überprüft werden.[244]

Es sei betont, dass hohe Strompreise, auch wenn sie die Wettbewerbsfähigkeit von Sektorkopplungstechnologien senken, durchaus positive Effekte für die Kosten der Energiewende haben können. Hohe Preise implizieren Anreize zur Energieeinsparung respektive Energieeffizienzsteigerungen oder für die Verwendung nicht-strombasierter Maßnahmen der Emissionsvermeidung. Zum Beispiel kann es für ein Unternehmen zunächst günstiger sein, seinen Energieverbrauch zu senken, bevor es die Herstellung chemischer Produkte auf eine strombasierte Produktion umstellt. Eine künstliche Senkung der Strompreise zum Beispiel durch Subventionierung ist daher ebenso wenig sinnvoll wie ein künstliches Erhöhen durch ineffiziente Regulierung.

Insgesamt stellt sich die aktuelle Ausgestaltung der Förderpolitik im deutschen Stromsektor als wenig kompatibel mit dem Konzept der Sektorkopplung im Sinne einer Stromnutzung in anderen Sektoren heraus.[245] Denn einerseits werden zwar die Anteile des mit erneuerbaren Energien erzeugten Stroms erhöht, aber andererseits steigt der Strompreis verhältnismäßig stark über das Umlagesystem.

Eine Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Sektorkopplung im Sinne von Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit ist daher auch eine möglichst effiziente Umsetzung der Transformation des Stromsystems.[246] Dies würde das Wachstum der Kosten aufseiten der Umlagen reduzieren und dieses Hemmnis abschwächen. Alternative Handlungsoptionen für eine entsprechende Neugestaltung der Rahmenbedingungen des Stromsektors, insbesondere des Ausbaus der erneuerbaren Energien einerseits und der Stromnetzinfrastruktur andererseits,

244 So zeigt eine Studie am Beispiel des EU ETS, dass eine Vielzahl von Unternehmen Emissionsrechte kostenlos zugeteilt bekommen hat, auch wenn kein nennenswertes Risiko besteht, dass das jeweilige Unternehmen aufgrund hoher Kostenbelastung abwandert (Martin et al. 2014). Ähnliche Mitnahmeeffekte dürfte es auch bei Ausnahmen von der EEG-Umlage geben.

245 Löschel et al. 2016.

246 Weiterhin kann die Resilienz, also die Absicherung gegenüber unvorhergesehenen Risiken, des Energiesystems eine entscheidungsrelevante Komponente darstellen (acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-3).

werden in der ESYS-Stellungnahme *Die Energiewende europäisch integrieren* vorgestellt.[247]

Bezüglich des Ausbaus der erneuerbaren Energien ist dabei ein möglichst technologieneutraler und europäisch ausgestalteter Rahmen am erfolgversprechendsten, um ökonomische Effizienzpotenziale zu erschließen. Dies könnte im Idealfall über einen reformierten europäischen Emissionshandel (EU ETS) erfolgen oder alternativ über technologieneutrale Fördermodelle wie Ausschreibungen im Verbund mit Deutschlands europäischen Nachbarn. Hinsichtlich der Netzinfrastruktur stellen regional ausdifferenzierte Netzentgelte oder alternativ die Einführung regionaler, grenzüberschreitender Strompreiszonen (sogenanntes Market Splitting) wirksame Mittel dar, um Anreize für eine effizientere Verteilung der Erzeugungsanlagen im Raum zu schaffen. Auch für die im Zuge der Sektorkopplung nötigen Infrastrukturinvestitionen, beispielsweise für mögliche Wasserstoffnetze, sind solche Konzepte grundsätzlich anwendbar.

Um die politische Umsetzbarkeit im europäischen Kontext zu erhöhen, bieten sich verschiedene Kooperationsmechanismen an, wie beispielsweise die Finanzierung gemeinschaftlicher Projekte aus den Einnahmen des EU ETS. Ebenso sind als Zwischenschritte zu gesamteuropäischen Lösungen Kooperationen wie gemeinsame Förderschemata für erneuerbare Energien in bereits eng integrierten Strommärkten denkbar; für Deutschland ist dies insbesondere die zentralwesteuropäische Region, kurz CWE-Region.

Mindestens ebenso wichtig wie ein kosteneffizienter Ausbau des Stromsystems ist für die Wettbewerbsfähigkeit von Sektorkopplungstechnologien aber, dass die CO_2-Emissionen der konkurrierenden Energieträger wie Heizöl, Erdgas, Diesel und Benzin adäquat bepreist werden.

247 acatech/Leopoldina/Akademienunion 2015-2.

6.6 Bereitstellung von Infrastrukturen

Für die Gestaltung der künftigen Infrastruktur ist ein wirksamer ordnungspolitischer Rahmen notwendig. Dabei stellt sich insbesondere die Frage, welche Organisationsprinzipien am besten für eine nachhaltige und kosteneffiziente Finanzierung der jeweiligen Infrastrukturen geeignet sind.

Die Kosten für die Bereitstellung und Instandhaltung ergeben oft hohe Fixkosten.[248] Jede weitere gelieferte Einheit Energie ist, verglichen mit den hohen Fixkosten, mit geringen zusätzlichen Kosten (sogenannten Grenzkosten) verbunden.[249] Dieser Umstand kann dazu führen, dass die Barrieren zum Markteintritt hoch sind. Zum einen können aufgrund der hohen Fixkosten oft nur relativ wenige Anbieter die Infrastruktur wirtschaftlich betreiben. Zum anderen haben die etablierten Anbieter aufgrund der geringen Grenzkosten die Fähigkeit, potenzielle Neulinge mit Kampfpreisen gezielt am Markteintritt zu hindern. Diese Marktkonzentration kann zum Missbrauch von Marktmacht führen und die Kostenbelastung für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher erhöhen. Ein Beispiel ist der deutsche Tankstellenmarkt, auf dem die

248 Je nach Sektor können Infrastrukturen einen mehr oder weniger großen Anteil an den volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Energiebereitstellung darstellen. So zeigt etwa eine Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, dass gegenüber einem Referenzszenario für das Jahr 2050 ein Szenario mit einer starken Marktdurchdringung von Elektroautos mit Mehrkosten für die Ladeinfrastruktur in Höhe von 38,4 Milliarden Euro verbunden ist (UBA 2016-4). Dies entspricht einem Anteil von rund 16 Prozent an den Gesamtdifferenzkosten (243,2 Milliarden Euro). Entscheidend für die Bereitstellung der Infrastruktur ist dagegen die Frage, ob die absoluten Kosten der Infrastruktur ein Hindernis für den Markteintritt darstellen.

249 Das gilt aus betriebswirtschaftlicher Sicht für eine Infrastruktur (beispielsweise Ladestruktur für E-Fahrzeuge), aber nicht unbedingt volkswirtschaftlich, wenn man das Zusammenspiel verschiedener Infrastrukturen berücksichtigt. So kann beispielsweise eine Zunahme der Elektromobilität ab einem bestimmten Ausbaugrad einen starken Ausbau der Stromnetze erforderlich machen.

Beispiel: Wärmeerzeugungskosten und Wettbewerbsfähigkeit der Technologien im Wärmesektor

Am Beispiel des Wärmesektors wird dargestellt, wie sich die Wärmeerzeugungskosten zusammensetzen. Ebenso wie im Stromsektor stellen Steuern, Abgaben und Umlagen einen großen Anteil der Endverbraucherpreise dar. Abbildung 48 veranschaulicht dies am Beispiel von Heizungstechnologien im Wärmesektor auf Basis von Strom und Erdgas, indem die Kosten für verschiedene Wärmepumpen, Heizstäbe und Erdgas-Brennwertkessel bei unterschiedlichen Volllaststunden dargestellt werden. Diese Kosten stellen eine Momentaufnahme dar, die sich abhängig von Marktpreisen der Energieträger und der Geräte, von den Marktbedingungen und regulatorischen Rahmenbedingungen etc. stark verändern kann.

Erwartungsgemäß liegen bei einer geringen Auslastung von 300 Volllaststunden im Jahr die Kosten der Wärmeerzeugung für alle drei Technologien deutlich höher als bei einer hohen Auslastung von 2.000 Volllaststunden im Jahr. In Zeiten hoher Auslastung liegen die Kosten pro generierte Megawattstunde strombasierter Wärme für Wärmepumpen und Heizstäbe im Jahr 2016 bei jeweils 120 Euro und 241 Euro.* Die Aufgliederung nach Kostenkomponenten zeigt dabei die Relevanz von Energiesteuern und Umlagen, die bei allen drei Technologien für einen substanziellen Anteil der Kosten verantwortlich sind. Die Kosten der gleichen Megawattstunde betrugen für die Umwandlung von Erdgas durch einen Brennwertkessel dagegen lediglich 98 Euro. In diesen Fällen ist somit Heizen mit Erdgas um 18 Prozent bis 60 Prozent günstiger. In Zeiten geringer Auslastung liegen die Kosten bei 359 Euro (Wärmepumpe), 277 Euro (Heizstab) und 164 €/MWh (Brennwertkessel). Auch bei geringer Auslastung ist somit bei derzeitigen Markt- und regulatorischen Rahmenbedingungen Heizen mit Erdgas um 40 bis 54 Prozent günstiger.

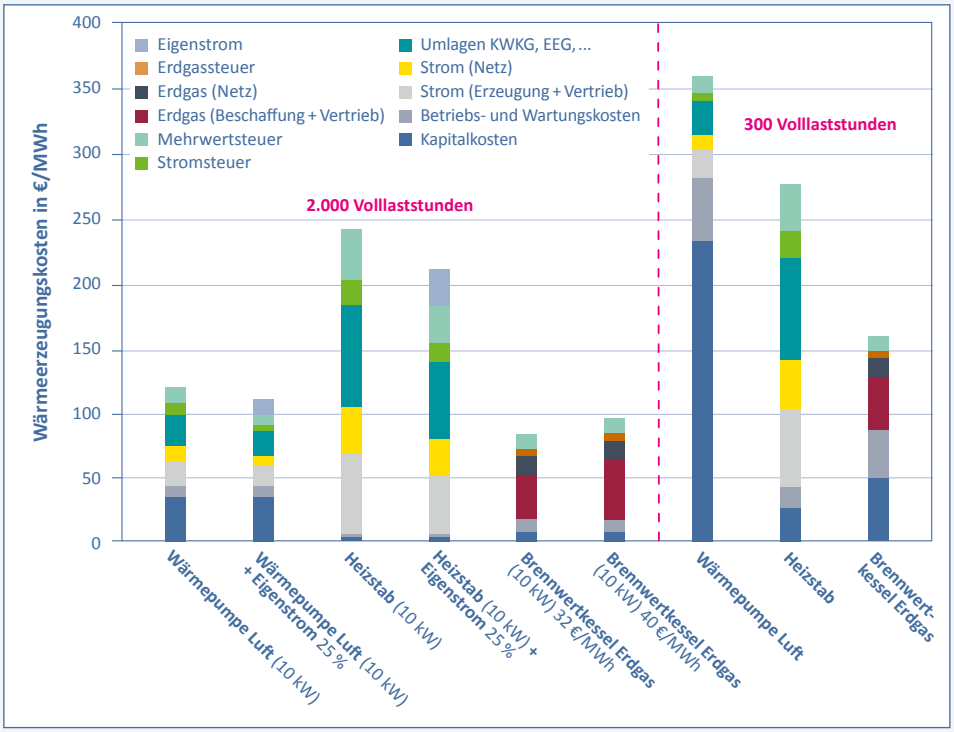


Abbildung 48: Aufschlüsselung der Wärmeerzeugungskosten pro Megawattstunde Wärme für eine Wärmepumpe (Außenluft), einen Heizstab und einen Erdgas-Brennwertkessel bei 2.000 und 300 Volllaststunden (VLS) pro Jahr. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen: Investitionskosten: Wärmepumpe 1.000 €/kW, Heizstab 90 €/kW, Brennwertkessel 175 €/kW, Jahresarbeitszahl Wärmepumpe: 3, Wirkungsgrad Heizstab: 100 Prozent, Wirkungsgrad Brennwertkessel 95 Prozent; Erdgaspreis 67,7 €/MWh, Strompreis 287 €/MWh; Zinssatz: 6 Prozent, technische Lebensdauer: 20 Jahre**.

* Heizstäbe weisen eine deutlich geringere Umwandlungseffizienz auf als Wärmepumpen, wodurch die Kosten aus Strom- und Netznutzung, inklusive weiterer Umlagen, bei hoher Auslastung erheblich höher sind.

**Diese Zahlen entsprechen den Annahmen für die Modellrechnungen.

relativ wenigen Mineralölkonzerne Anreize zur koordinierten Anhebung der Preise für Benzin, Diesel und Gas haben.[250]

Der Betrieb neuer und bestehender Infrastrukturen bedarf daher einer effektiven staatlichen Kontrolle, wie dies heute bereits durch das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur[251] geschieht. Dazu gehört auch eine regelmäßige wissenschaftsbasierte Evaluierung der Wettbewerbssituation, beispielsweise durch die Monopolkommission, oder eine laufende Beobachtung, wie sie etwa im Rahmen des Energie-Monitoring von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur erfolgt. Bei einem Verstoß gegen das Wettbewerbs- und Kartellrecht, wie dem Ausnutzen von Marktmacht, können dann verschiedene Instrumente, etwa Bußgelder, zum Einsatz kommen. Ebenso können von staatlicher Seite spezifische Anreize gesetzt werden, welche die Rolle die Verbraucherinnen und Verbraucher gezielt stärken, beispielsweise durch das gezielte Bereitstellen von Informationen.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, wie der Aufbau neuer Infrastrukturen gestaltet werden kann und welche Funktion dabei private und staatliche Akteure wahrnehmen können. Eine zentrale Rolle des Staates besteht hier in der Schaffung eines Level Playing Field zwischen klimaneutralen und fossilen Technologien. Der Einsatz entsprechender Politikinstrumente kann ebenso wie die Marktentwicklung in anderen Weltregionen zu einem starken Anstieg der Nachfrage nach emissionsarmen Energiedienstleistungen führen. Dies erhöht wiederum die Anreize von privaten Akteuren, schrittweise und bedarfsgerecht Infrastrukturen bereitzustellen. Aufgrund der Langlebigkeit von Infrastrukturen ist dafür aber eine vergleichsweise hohe Sicherheit der zu erwartenden zukünftigen Rahmenbedingungen erforderlich.

Ein Beispiel hierfür sind die aktuellen Entwicklungen im Markt für Elektrofahrzeuge. So kam es in den letzten Jahren in China zu einem stetigen Anstieg der Nachfrage, der sich im Jahr 2016 in über 500.000 umgesetzten Elektrofahrzeugen niederschlug.[252] Ebenso wurde 2016 in China ein Quotensystem für Elektroautos angekündigt, das Autohersteller ab dem Jahr 2018[253] dazu verpflichten könnte, einen Anteil ihrer Absätze aus Elektrofahrzeugen zu stellen. Ein Verfehlen dieser kontinuierlich steigenden Quote, die etwa im Jahr 2020 bei 12 Prozent liegen könnte, wird mit Strafzahlungen geahndet.[254] Dies ist bedeutsam, denn im Jahr 2015 lag der Anteil Chinas am Gesamtabsatz der deutschen Automobilkonzerne bei schätzungsweise 31 Prozent.[255] Gleichzeitig verbessert sich derzeit aufgrund fortschreitender technischer Entwicklungen und Kostensenkungen die Ladetechnik ebenso wie die Reichweiten von Elektroautos, die bald bei über 500 Kilometern liegen könnten.[256]

Eine solche Dynamik, welche die Anreize erhöht, Produktionsprozesse auf emissionsarme Technologien umzustellen, dürfte auch zunehmend verschiedene privatwirtschaftliche Initiativen für den Aufbau einer europäischen Ladeinfrastruktur befördern. Im Jahr 2016 hat sich bereits ein Konsortium führender Automobilkonzerne unter möglicher Beteiligung verschiedener Energieversorger gegründet mit dem Ziel, bis 2020 ein modernes Netz bestehend aus 400 Schnellladesäulen und mehreren Tausend Ladepunkten in Europa zunächst in

250 BKartA 2011.

251 Die Bundesnetzagentur ist nicht nur für die Überwachung des Wettbewerbs zuständig, sondern erstellt auch die Netzentwicklungspläne, mit denen quasi staatlich festgelegt wird, wie das Netz ausgebaut wird.

252 CAM 2016.

253 Handelsblatt 2017.

254 Der Gesetzentwurf befindet sich noch in Überarbeitung.

255 EY 2017.

256 CAM 2016.

Ballungsräumen und an Autobahnen zu etablieren.[257] Durch Ladeleistungen von bis zu 350 kW wäre dort eine Betankung von Elektroautos in vergleichsweise kurzen Zeiträumen von etwa 15 Minuten auf 80 Prozent des Akkustands möglich. Ein weiterer Marktteilnehmer ist die Firma Tesla, die über 700 Schnellladestationen mit rund 4.700 Ladeplätzen in Europa betreibt.[258] Dieser Wettbewerb stellt zudem ein Suchverfahren dar, das die besten technischen und wirtschaftlichen Lösungen identifizieren kann. In vielen Fällen setzt sich bei hinreichender Marktdurchdringung einer Technologie letztlich ein Standard durch. Derartige Entwicklungen dürften sich mit zunehmender, durch Klimapolitik getriebener Marktdurchdringung verstärken und sind grundsätzlich auch bei anderen Technologien, wie der Infrastruktur für Wasserstoffautos, denkbar. Wie in Kapitel 4.2 bereits beschrieben, existieren auch in diesem Bereich bereits privatwirtschaftliche Initiativen, wenngleich sich diese in einem früheren Stadium befinden.

Die Wettbewerbsbedingungen auf diesen sich noch entwickelnden Märkten für Infrastrukturen können sich somit laufend ändern. Einerseits könnten etwa im Bereich der Elektromobilität die vergleichsweise hohen Investitionskosten für Ladestationen eine hohe Marktkonzentration begünstigen. Andererseits könnte die sich abzeichnende Vielfalt an Marktteilnehmern aus Energieversorgern, Stadtwerken, Mineralölkonzernen und Automobilherstellern den Wettbewerb befördern. Ebenso könnten sich durch die technische Vielfalt an privaten und öffentlich zugänglichen Lademöglichkeiten im Zusammenspiel mit Informations- und Kommunikationstechnologien neue Geschäftsmodelle für das Laden von Strom, Wasserstoff oder synthetischen Kraftstoffen entwickeln, wie etwa die datenbasierte Identifikation besonders günstiger Anbieter. Dies würde wiederum den Marktzugang für Marktneulinge erleichtern.

Neben der Bereitstellung eines Level Playing Field besteht somit eine wichtige Funktion des Staates in der oben bereits diskutierten laufenden Überprüfung der neuen Märkte mit Blick auf Einschränkungen des Wettbewerbs unter Nutzung verschiedener wettbewerbspolitischer Instrumente. Werden zum Beispiel Standards der Ladeinfrastruktur verwendet, um Wettbewerbern gezielt den Marktzugang zu verwehren, ist der Nutzen für die Verbraucherinnen und Verbraucher aufgrund einer Vielzahl von Standards eingeschränkt, oder es bestehen geringe Anreize, kurzfristig teure, aber langfristig sinnvolle Standards zu etablieren. Deshalb kann eine staatlich koordinierte Harmonisierung, etwa für Tankstellen und Betankungssysteme am Fahrzeug, sinnvoll sein. Ein weiteres Handlungsfeld stellt die Unterstützung von Forschung und Entwicklung bei Infrastrukturen, die noch einen relativ frühen technischen Entwicklungsstand aufweisen, dar. Ein Beispiel hierfür ist die Einrichtung von Teststrecken durch das Bundesumweltministerium, auf denen elektrische Lkw mit Oberleitungen betrieben werden.[259]

Die staatliche Förderung von technisch und wirtschaftlich bereits prinzipiell umsetzbaren Infrastrukturen ist dagegen mit dem Risiko von Mitnahmeeffekten verbunden. Bei der vom Bundesverkehrsministerium angestreb-

257 Dazu zählen derzeit Daimler, BMW, Ford und der VW-Konzern. Interesse an der Teilnahme an einem entsprechenden Joint Venture haben zudem verschiedene Energieversorger, darunter innogy und E.ON, angekündigt. Dabei wird der auf- und abwärtskompatible CCS-Standard verwendet (vgl. BMW 2016). 400 weitere Schnellladestationen mit bis zu 50 kW sind vom Raststättenbetreiber Tank und Rast geplant. In Deutschland existierten im Jahr 2016 7.407 öffentlich zugängliche Ladepunkte, davon 292 für das Schnellladen mit Gleichstrom (vgl. BDEW 2017).

258 Tesla 2017.

259 BMUB 2016.

ten Förderung von 15.000 Ladestationen[260] besteht etwa die Möglichkeit, dass sich systematisch Unternehmen um eine Förderung bewerben, die diese Investitionen ohnehin getätigt hätten. Daher bietet sich eine laufende Evaluierung der politischen Instrumente und Monitoring-Mechanismen an, um so die effektivsten und effizientesten Vorgehensweisen zu identifizieren und Anpassungen vornehmen zu können.

Die Netze für leitungsgebundene Energieträger – Strom, Fernwärme und Gas – stellen dagegen natürliche Monopole[261] dar. Die Netzbetreiber werden sehr stark staatlich reguliert. So wird beim Strom- und beim Erdgasnetz der Ausbaubedarf unter Beteiligung der Netzbetreiber und der Bundesnetzagentur in einem Konsultationsverfahren ermittelt. Wettbewerb bei der Bereitstellung der entsprechenden Energieträger wird ermöglicht, indem ein diskriminierungsfreier Zugang zu den Netzen für alle Anbieter gesetzlich vorgeschrieben wird. Auf EU-Ebene ist die Öffnung der Strom- und Gasmärkte mit einem transparenten und diskriminierungsfreien Zugang zu den Netzen für Dritte sowie einer Trennung zwischen Vertrieb der entsprechenden Energieträger und Netzbetrieb bereits seit 1998 gesetzlich verankert. Fernwärme war von der Liberalisierung der Energiemärkte bisher nicht betroffen. So haben Wärmenetzbetreiber das Monopol, Kundeninnen und Kunden ausschließlich mit Wärme aus eigenen Anlagen zu beliefern.

Um eine klimafreundliche netzgebundene Wärmeversorgung in die Wege zu leiten, werden derzeit unterschiedliche rechtliche Ansätze verfolgt: So gestattet das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) den Gemeinden ausdrücklich, aus Gründen des Klima- und Ressourcenschutzes einen Anschlusszwang zur Nutzung von Wärmenetzen zu verfügen.[262] Der Entwurf der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie (23.02.2017) hingegen sieht vor, Hausbesitzerinnen und Hausbesitzer von einer Anschluss- und Benutzungspflicht zu befreien, sofern die Wärmeerzeugung im eigenen Haus effizienter ist als die über das Netz gelieferte Wärme.[263] Zudem sollen gemäß der EU-Richtlinie Erzeuger von Wärme aus Erneuerbare-Energie-Anlagen zukünftig diskriminierungsfreien Zugang zu Wärmenetzen erhalten.[264] Das Monopol der Wärmenetzbetreiber wäre also aufgebrochen. Dies würde zu mehr Wettbewerb bei der Wärmeerzeugung führen und könnte so Innovationen bei der klimafreundlichen Wärmeerzeugung begünstigen (inklusive strombasierter Verfahren und damit der Sektorkopplung) und niedrigere Wärmepreise für die Verbraucherinnen und Verbraucher bewirken. Der Zugang zu Wärmenetzen würde auch die Nutzung von Abwärme aus der Industrie für Heizzwecke erleichtern und könnte so zu einer effizienteren Nutzung ohnehin vorhandener Wärmequellen beitragen. Für die Wärmenetzbetreiber, meist kommunale Unternehmen, führt das allerdings zu höheren wirtschaftlichen Risiken, infolge derer Investitionen in Wärmenetze ausbleiben könnten.

6.7 Umgang mit Unsicherheiten und disruptiven Entwicklungen

Der Staat verfügt in der Regel nur über eingeschränkte Kenntnisse der Vermeidungskosten im Energiesystem. Abschätzungen für die einzelnen Energiesektoren sind mit Energiesys-

260 BMVI 2017.

261 Ein natürliches Monopol besteht, wenn ein einziges Unternehmen ein Gut kostengünstiger herstellen kann als mehrere konkurrierende Unternehmen (aufgrund hoher Fixkosten und niedriger Grenzkosten).

262 EEWärmeG § 16.

263 EU-Kommission 2017-2, Artikel 24.

264 Die konkrete Umsetzung der EU-Richtlinie auf nationaler Ebene ist noch nicht festgelegt.

temmodellen möglich, wie in Kapitel 5 dargestellt. Eine genaue Bestimmung der Vermeidungskosten von Subsektoren oder gar einzelnen Unternehmen und Haushalten und ihrer Entwicklung im Zeitverlauf bis 2050 ist dagegen kaum möglich. Wird der Entwicklungspfad für die Erreichung der Klimaschutzziele durch staatliche Regulierungen kleinteilig vorgegeben, ist daher das Risiko groß, weit vom kostenoptimalen Pfad abzuweichen.

Entscheidend ist, dass Instrumente zur Emissionsreduktion langfristig verlässlich transparente Anreize schaffen und dass es eine starke Selbstverpflichtung der Politik zum Klimaschutz gibt. Ein solcher Rahmen schafft Planungssicherheit und mindert die Investitionsrisiken für die verschiedenen Akteure des Energiesystems. So können beispielsweise Unternehmen entsprechend ihrer Kostenstruktur und ihren Emissionsvermeidungspotenzialen planen, wann und in welchem Maße es für sie wirtschaftlich ist, auf emissionsarme Technologien umzusteigen.

Insofern ist zu berücksichtigen, dass einmal eingeführte Regulierungen auch vonseiten des Staates veränderbar sind. Das ist grundsätzlich sinnvoll, wenn Neuausrichtungen zur Erreichung der Klimaschutzziele notwendig sind. Allerdings sollte dies nicht die Bindung der Politik an die Klimaziele unterminieren. Rechnen Unternehmen und Haushalte mit einem Ausstieg des Staates aus der Klimapolitik, dürften kaum Investitionen in emissionsarme Technologien stattfinden. Klimaschutzinstrumente sollten daher auch über eine hinreichend starke institutionelle Verankerung verfügen, um diese Unsicherheit abzufangen. Das 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.

Grundsätzlich kann aber auch ein positives Narrativ für die Transformation des Energiesystems und die Bedeutung der Sektorkopplung nicht nur dazu beitragen, den gesellschaftlichen Dialog zu gestalten, sondern auch Unsicherheiten über Investitionen in Sektorkopplungstechnologien zu reduzieren. Wichtig ist in diesem Zusammenhang insbesondere, transparent über kurz- und langfristige Nutzen (wie Klimaschutz, Abbau lokaler Luftverschmutzung) und Kosten zu informieren, die eingesetzten Politikinstrumente laufend auf ihre Wirkungen, gemessen an den eingesetzten Mitteln, empirisch zu evaluieren und bei Bedarf entsprechende Anpassungen vorzunehmen. Es bietet sich an, dass eine solche laufende Abwägung zwischen alternativen Vorgehensweisen und politischen Zielen im gesellschaftlichen Diskurs stattfindet.

Dass der regulatorische Rahmen hinreichend flexibel ist, ist nicht zuletzt im Hinblick auf potenzielle disruptive Entwicklungen von Bedeutung. Denn disruptive Entwicklungen, wie etwa technologische Durchbrüche oder massive Kostensenkungen durch Skaleneffekte, können dazu führen, dass sich die relativen Vermeidungskosten zwischen und innerhalb von Sektoren signifikant verschieben. Damit können sich die Reihenfolge und der Umfang, mit denen bis 2050 emissionsarme Technologien zur Anwendung kommen und zur Emissionsreduktion beitragen, ändern. Bei vielen Technologien der Sektorkopplung, beispielsweise bei Pkw, die mit Strom oder Wasserstoff betrieben werden, können noch erhebliche Kostensenkungspotenziale bestehen, die sich erst im Laufe der Zeit oder sehr plötzlich mit zunehmendem technologischem Fortschritt ergeben. Zum Beispiel zeichnet

sich in China derzeit eine stärkere Regulierung des Verkehrssektors ab, die zu erheblichen Nachfragesteigerungen von emissionsarmen Antrieben und damit zu deutlichen Kostendegressionen bei diesen Technologien führen könnte. Ein weiteres Beispiel ist der erhebliche Kostenverfall von Solarmodulen im Stromsektor, der in den letzten zehn Jahren dazu führte, dass PV-Anlagen global massiv ausgebaut wurden.

Die hier genannten Entwicklungen können die Relativpreise zwischen Technologien entscheidend verschieben und die technischen und ökonomischen Potenziale der Emissionsvermeidung für bestimmte Unternehmen und Sektoren erhöhen oder verringern. Langfristige Festlegungen von sektorspezifischen Vermeidungszielen müssen aus dieser Perspektive kritisch gesehen werden.

Technologieoffene Rahmenbedingungen ermöglichen es, flexibel auf solche Änderungen zu reagieren. Im Falle einer allgemeinen CO_2-Bepreisung würde beispielsweise ein Kostenverfall bei bestimmten Vermeidungs- oder Sektorkopplungstechnologien automatisch dazu führen, dass diese Technologien stärker genutzt würden, um Steuerzahlungen zu vermeiden. Frühe Festlegungen auf bestimmte Technologien sollten entsprechend nur dann erfolgen, wenn zum Beispiel prohibitiv hohe Kosten Pfadabhängigkeiten generieren und damit einem technologieoffenen Prozess im Wege stehen oder langwierige zeitkritische Prozesse über Anfangshürden gebracht werden müssen. Insofern gilt es auszuloten, in welchen Entscheidungsfeldern hohe Flexibilität oder aber Festlegungen erfolgsentscheidend sind.[265]

In dem Maße, in dem Preissignale keine Verhaltensänderungen bewirken, sollte geprüft werden, welche Ursachen dem zugrunde liegen. Ist die geringe Reagibilität auf Marktversagen zurückzuführen, können entsprechend flankierende Maßnahmen zum Einsatz kommen. Unternehmen haben zum Beispiel relativ geringe Anreize, Investitionen in Infrastrukturen oder Innovationen zu tätigen, wenn diese Merkmale öffentlicher Güter aufweisen[266]. Dann können zusätzliche staatliche Anreize (Forschung- und Entwicklungsprogramme, Finanzierung von Infrastrukturen) eine Rolle spielen.[267] Ebenso kann es dazu kommen, dass Haushalte oder kleinere Unternehmen zum Beispiel aufgrund von unvollständigen Informationen über technologische Alternativen vergleichsweise langsam auf Steigerungen der Energiekosten reagieren. In diesen Bereichen könnten gezielte Informationskampagnen oder verhaltensbasierte Interventionen unterstützend wirken.[268]

265 Fischedick/Grunwald 2017.

266 Öffentliche Güter zeichnen sich durch die charakteristischen Merkmale Nicht-Rivalität (gleichzeitiger Konsum verschiedener Individuen möglich) und Nicht-Ausschließbarkeit (Zuweisung oder Durchsetzung von Eigentumsrechten nicht möglich) aus.

267 Siehe auch Abschnitt 6.6.

268 Als Teil der Stellungnahme *Verbraucherpolitik für die Energiewende* wurde zudem eine Metastudie zu den empirischen Wirkungen verhaltensbasierter Instrumente in Deutschland durchgeführt (Andor/Fels 2017). Das zentrale Studienergebnis ist, dass alle untersuchten Interventionsarten potenziell den Energieverbrauch von privaten Haushalten reduzieren können. Die Effekte variierten jedoch stark. Mitunter konnten auch keine Wirkungen nachgewiesen werden oder sogar nachteilige Substitutionseffekte eintreten. Vor der flächendeckenden Einführung von Maßnahmen empfehlen die Akademien daher, Evaluierungen in Form randomisierter, kontrollierter Feldstudien umzusetzen (acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-2).

7 Fazit

Die Energiewende ist ein ambitioniertes gesellschaftliches – in seiner Dimension vielleicht mit der deutschen Wiedervereinigung vergleichbares – Großprojekt, das einen substanziellen Umbau des deutschen Energieversorgungssystems bedingt. Sie erstreckt sich über mehrere Generationen, geht weit über eine Änderung der Techniken zur Stromerzeugung hinaus und hat Einfluss auf viele Lebensbereiche. Die vorliegende Analyse des Energiesystems und seiner potenziellen zukünftigen Entwicklungen zu einem integrierten Gesamtsystem hat wichtige Erkenntnisse hervorgebracht, die nachfolgend in zwölf knapp gefassten Thesen zusammengefasst werden. Basierend auf den bisherigen Beschlüssen des Bundestags einschließlich des Ausstiegs aus der Kernenergie sowie der Ziele der Bundesregierung zur Minderung der Treibhausgasemissionen werden verschiedene Optionen für die Zukunft (Zeitraum: 2017 bis 2050) entwickelt. Dabei werden die drei Hauptziele der Energiewende – Klimaschutz, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit – im Gegensatz zur Realität klar priorisiert, weil man nur mit dieser Prämisse zu aussagekräftigen Ergebnissen kommt:

1. Vorrang hat die Erreichung der Klimaziele als Hauptmotivation für die Energiewende.

2. Die Versorgung muss wie bisher vollständig gesichert sein, da sonst die Akzeptanz der Energiewende infrage steht.

3. Alle möglichen Maßnahmen zur Erreichung dieser beiden Hauptziele werden hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit optimiert.

Unter diesen Voraussetzungen kommt die Analyse zu folgenden Schlussfolgerungen:

1. Trotz beeindruckender Fortschritte in den vergangenen Jahren lässt sich heute (Mitte 2017) durch Extrapolation der bisherigen Entwicklungen bereits klar absehen, dass die meisten **Einzelziele der Energiewende** teilweise sehr signifikant **verfehlt werden**, wenn keine substanziellen Veränderungen stattfinden.

2. Diese notwendigen Veränderungen erfordern eine **systemische Betrachtung** und **ganzheitliche Optimierung des Energiesystems** und darauf abgestimmt einen Umbau beziehungsweise eine Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen. Insbesondere müssen die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr gekoppelt und gemeinsam optimiert werden („**Sektorkopplung**“).

3. Wenn die ehrgeizigen, zuletzt in Paris international vereinbarten Klimaziele erreicht werden sollen, muss der Ausbau der erneuerbaren Energien **Windkraft und Photovoltaik stark erhöht** werden. Je nach Reduktionszielen ist eine bis zu siebenfache Steigerung erforderlich. Die damit und mit dem korrelierten Ausbau der Stromnetze verknüpften **Akzeptanzprobleme** stellen eine große Herausforderung an die Politik dar.

4. Lediglich eine drastische **Senkung des Energieverbrauchs** durch Erhöhung der Effizienz und durch Einsparungen, eine verstärkte Nutzung weiterer erneuerbarer Energien wie **Biomasse, Solarthermie und Geothermie** sowie der Import erneuerbarer, synthetischer Brenn- und Kraftstoffe kann den genannten Ausbaubedarf an Windkraft und Photovoltaik signifikant verringern helfen. Allerdings sind in den nächsten drei Jahrzehnten dazu wesentlich größere Fortschritte erforderlich als bisher.

5. Trotz des starken Ausbaus der fluktuierenden erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik werden auch in Zukunft **konventionelle thermische Kraftwerke** (Gas- sowie Gas-und-Dampf-Kraftwerke) mit insgesamt vergleichbarer Kapazität wie heute benötigt, um die **Versorgungssicherheit** auch in Zeiten sogenannter „kalter Dunkelflauten" zu gewährleisten. Allerdings erfordern Investitionen und Betrieb dieser Kraftwerke **neue Finanzierungsmodelle** und somit **neue Marktrahmenbedingungen**, da sie nur noch für vergleichsweise wenige Betriebsstunden pro Jahr benötigt werden und somit unter den gegenwärtigen Bedingungen nicht wirtschaftlich betrieben werden können.

6. Zusätzlich zu den Reservekraftwerken werden verschiedene Typen von **Energiespeichern** benötigt, um Systemdienstleistungen zu übernehmen, Spitzen von Verbrauch und Angebot abzufedern und die Gesamtkosten zu minimieren. Je nach CO_2-Einsparzielen (zwischen 60 und 90 Prozent Reduktion) bedarf es bis 2050 **Batterien** (insgesamt 20 bis 65 Gigawattstunden) und **thermischer Speicher** (1,2 bis 2,5 Terawattstunden) sowie **Elektrolyseure** zur Wasserstofferzeugung (Kapazität von 15 bis 30 Gigawatt) und **Syntheseanlagen** zur Umwandlung von Wasserstoff in synthetische Gase und Kraftstoffe (Kapazität von 15 bis 45 Gigawatt).

7. Die Entwicklung entsprechender Märkte sowie der Aufbau von Produktionsanlagen und Infrastrukturen im erforderlichen Umfang brauchen Jahrzehnte. Damit die verabschiedeten Klimaschutzziele erreicht werden können, muss deshalb **zügig mit diesem Aufbau begonnen** werden. Wird verzögert oder nicht mit hinreichender Intensität begonnen, drohen Kostensteigerungen und Kapazitätsengpässe in den nächsten Phasen der Energiewende, oder die Klimaschutzziele werden nicht erreicht.

8. Voraussetzung hierfür ist die Schaffung **geeigneter gesetzlicher** und zusätzlicher **regulatorischer Rahmenbedingungen** beziehungsweise der Umbau des bisherigen regulatorischen Rahmens. Da die dazu erforderlichen demokratischen Prozesse aufwendig und zeitintensiv sind und die Bürgerinnen und Bürger eingebunden und überzeugt werden sollten, müssten diese Prozesse zeitnah auf den Weg gebracht werden.

9. Die Umsetzung der erforderlichen ganzheitlichen Transformation des Energiesystems erscheint unwahrscheinlich, wenn es nicht gelingt, die Vielfalt der sektorspezifischen Regulierungen drastisch zu reduzieren und zu vereinheitlichen. Aus ökonomischen Gründen bietet sich als vernünftigste Lösung ein **einheitlicher Preis für CO_2-Emissionen** an, wobei ein deutlich verbessertes, alle Sektoren umfassendes Europäisches Emissionshandelssystem oder eine einheitliche CO_2-Steuer oder eine Mischform mit einem Preiskor-

ridor zur Auswahl stehen. Es ist wahrscheinlich, dass der einheitliche CO_2-Preis durch **Zusatzmaßnahmen** flankiert werden muss, um beispielsweise soziale oder wirtschaftspolitische Schieflagen zu vermeiden oder Marktversagen auszugleichen.

10. Natürlich ist die Energiewende mit großem Aufwand und **hohen Kosten** verbunden. Während bei einem eher bescheidenen CO_2-Einsparziel von 60 Prozent (2050 im Vergleich zu 1990) kaum höhere Gesamtkosten zu erwarten sind als bei Extrapolation der heute absehbaren Gesamtkosten bei konstanten Energiepreisen, steigen die Gesamtkosten mit zunehmendem CO_2-Reduktionsziel überproportional an. Falls beispielsweise 2050 ein CO_2-Reduktionsziel von 85 Prozent erreicht werden soll, sind Gesamtmehrkosten von gut 2 Billionen Euro über gut dreißig Jahre zu erwarten. Diese Kosten verringern sich deutlich, wenn der **Energieverbrauch** durch mehr Effizienz und Einsparungen **drastisch gesenkt** werden kann.

11. Die angegebenen Kosten sind makroökonomische systemische Mehrkosten, die keine externen Kosten enthalten. Außerdem sind volkswirtschaftliche Effekte wie die Schaffung lokaler **Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte** ebenso wenig berücksichtigt wie die technologischen Chancen, die das Großprojekt Energiewende eröffnet. Gerade ein Hochtechnologieland wie Deutschland, dessen Wirtschaft stark vom Technologieexport abhängt, sollte jedoch das Ziel verfolgen, führend in der **Entwicklung von Technologien** zu sein, denen aller Voraussicht nach weltweit eine wachsende Bedeutung zukommen wird.

12. Während die Klimaschutzziele als globale Herausforderung eigentlich alle Nationen adressieren, wird der Umbau des Energiesystems in den einzelnen Ländern und Regionen eher als lokale Aufgabe angesehen. Das trifft insbesondere auch auf die deutsche Energiewende zu. Dabei wäre ein sehr viel stärkeres **gemeinsames Vorgehen** zumindest **in Europa** höchst wünschenswert, weil dadurch Synergien entstehen könnten. Diese könnten durch Aufgabenteilung und Optimierung zu Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen führen und letztlich den Gemeinschaftsgedanken fördern.

Literatur

17. BImSchV
Siebzehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes: Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen vom 2. Mai 2013, BGBl. I S. 1021, 1044, 3754.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2015-1
acatech/Leopoldina/Akademienunion (Hrsg.): *Hydraulic Fracturing. Eine Technologie in der Diskussion* (acatech POSITION), 2015.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2015-2
acatech/Leopoldina/Akadamienunion (Hrsg.): *Die Energiewende europäisch integrieren. Neue Gestaltungsmöglichkeiten für die gemeinsame Energie- und Klimapolitik* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2015.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1
acatech/Leopoldina/Akademienunion (Hrsg.): *Rohstoffe für die Energiewende: Wege zu einer sicheren und nachhaltigen Versorgung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2017.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-2
acatech/Leopoldina/Akademienunion (Hrsg.): *Verbraucherpolitik für die Energiewende: Wege zu einer sicheren und nachhaltigen Versorgung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2017.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-3
acatech/Leopoldina/Akademienunion (Hrsg.): *Das Energiesystem resilient gestalten: Maßnahmen für eine gesicherte Versorgung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2017.

ADAC 2013-1
ADAC: Autotest. VW Golf 1.2 TSI BMT Comfortline, März 2013. URL: https://www.adac.de/_ext/itr/tests/Autotest/AT4916_VW_Golf_1_2_TSI_BMT_Comfortline/VW_Golf_1_2_TSI_BMT_Comfortline.pdf [Stand: 27.09.2017].

ADAC 2013-2
ADAC: Zu wenig für den Straßenbau (Info, Test & Rat / ADAC im Einsatz), 2013. URL: https://www.adac.de/infotestrat/adac-im-einsatz/motorwelt/strassenbau.aspx [Stand: 27.09.2017].

ADAC 2014-1
ADAC: Autotest. VW Golf 1.4 TGI BlueMotion Comfortline. Erdgasantrieb, April 2014. URL: https://www.adac.de/_ext/itr/tests/Autotest/AT5092_VW_Golf_1_4_TGI_BlueMotion_Comfortline_Erdgasbetrieb/VW_Golf_1_4_TGI_BlueMotion_Comfortline_Erdgasbetrieb.pdf [Stand: 27.09.2017].

ADAC 2014-2
ADAC: Autotest. VW e-Golf, Juni 2014. URL: https://www.adac.de/_ext/itr/tests/Autotest/AT5134_VW_e_Golf/VW_e_Golf.pdf [Stand: 27.09.2017].

ADAC 2017
ADAC: Autotest. Toyota Mirai, März 2017. URL: https://www.adac.de/_ext/itr/tests/Autotest/AT5568_Toyota_Mirai/Toyota_Mirai.pdf [Stand: 27.09.2017].

AEE 2016-1
Agentur für Erneuerbare Energien (AEE): Föderal Erneuerbar. Bundesländer mit neuer Energie. Deutschland, Stand 2016. URL: https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/kategorie/solar/auswahl/195-solarthermie_kollekt/bundesland/D [Stand: 27.09.2017].

AEE 2016-2
Agentur für Erneuerbare Energien (AEE): Metaanalyse Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr (Metaanalyse zur Flexibilität durch Sektorkopplung), April 2016. URL: http://www.forschungsradar.de/metaanalysen/einzelansicht/news/metaanalyse-zur-flexibilitaet-durch-sektorkopplung.html [Stand: 27.09.2017].

AEE 2016-3
Agentur für Erneuerbare Energien (AEE): Bioenergie: Fragen und Antworten – Faktencheck zu Biomasse und Co., Renews Kompakt, 33, 2016. URL: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/1091.33_Bioenergie_Fragen_Antworten.pdf [Stand: 27.09.2017].

AGEB 2016
AG Energiebilanzen e. V. (AGEB): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2014, Stand Mai 2016. URL: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=bilanz14d.xls [Stand: 27.09.2017].

AGEB 2017-1
AG Energiebilanzen e. V. (AGEB): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2016, Berlin/Köln Februar 2017. URL: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2016_20170301_interaktiv_dt.pdf [Stand: 27.09.2017].

AGEB 2017-2
AG Energiebilanzen e. V. (AGEB): Strommix. Stromerzeugung nach Energieträgern 1990–2016. Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern, Februar 2017. URL: http://www.ag-energiebilanzen.de/4-0-Arbeitsgemeinschaft.html [Stand: 27.09.2017].

AGEB 2017-3
AG Energiebilanzen e. V. (AGEB): Satellitenbilanz „Erneuerbare Energieträger“ zur Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland Jahr 2015. Stand Februar 2017. URL: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=sat15.xlsx [Stand: 27.09.2017].

AGEB 2017-4
AG Energiebilanzen e. V. (AGEB): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2015. Stand Februar 2017. URL: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=bilanz15d.xlsx [Stand: 27.09.2017].

Agora Energiewende 2016-1
Agora Energiewende: Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016. Berlin 2016. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung_2015_web.pdf [Stand: 27.09.2017].

Agora Energiewende 2016-2
Agora Energiewende: 2015 war Rekordjahr für Erneuerbare Energien, Stromerzeugung und Stromexport, Pressemitteilung 07.01.2016. URL: https://www.agora-energiewende.de/de/presse/agoranews/news-detail/news/2015-war-rekordjahr-fuer-erneuerbare-energien-stromerzeugung-und-stromexport/News/detail/ [Stand: 27.09.2017].

Agora Energiewende 2016-3
Agora Energiewende: Warum es am Pfingstsonntag doch keine 100 Prozent Stromverbrauch aus Erneuerbaren Energien waren, Pressemitteilung 17.05. 2016. URL: https://www.agora-energiewende.de/de/presse/agoranews/news-detail/news/warum-es-am-pfingstsonntag-doch-keine-100-prozent-stromverbrauch-aus-erneuerbaren-energien-waren/News/detail/ [Stand: 27.09.2017].

Agora Energiewende 2017
Agora Energiewende: *Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger*, Berlin 2017.

Anderson/Di Maria 2011
Anderson, B./Di Maria, C.: „Abatement and Allocation in the Pilot Phase of the EU ETS“. In: *Environmental and Resource Economics,* 48: 1, 2011. S. 83–103.

Andor/Fels 2017
Andor, M./Fels, K.: *Energiesparen durch verhaltens-ökonomisch motivierte Maßnahmen? Ein systematischer Literaturüberblick zur Stellungnahme „Verbraucherpolitik für die Energiewende“* (Materialien aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2017.

Ausfelder et al. 2015-1
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./Zieghahn, K.: „Energiespeicher als Element einer sicheren Energieversorgung“. In: *Chem. Ing. Tech.,* 87: 1-2, 2015, S. 17–89.

Ausfelder et al. 2015-2
Ausfelder, F./Drake, F./Paschke, M./Schüth, F./Themann, M./Wagemann, K./Wagner, H.: *Wechselwirkungen im Energiesystem. Mechanismen – Interaktionen – Beispiele* (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015.

Ausfelder et al. 2018
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 2018, i. E.

Bajohr et al. 2013
Bajohr, S./Graf, F./Götz, M.: „Bewertung der Kopplung von PtG-Konzepten mit einer Biomassevergasung“. In: *gfw-Gas*, 4, 2013. S. 222–226.

Bazzanella et al. 2017
Bazzanella, A./Ausfelder, F./DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V. (Hrsg.): *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry* (Technology Study commissioned by Cefic: The European Chemical Industry Council), Frankfurt am Main 2017.

BDEW 2013
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW): *Heizkostenvergleich Neubau*, Berlin 2013.

BDEW 2015
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW): Primärenergiefaktoren. Der Zusammenhang von Primärenergie und Endenergie in der energetischen Bewertung. Grundlagenpapier, Berlin 2015. URL: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/06FBC70ECF-24F3A7C1257E51003DA425/$file/705_2015-04-22_Grundlagenpapier-Primaerenergiefaktoren.pdf [Stand: 27.09.2017].

BDEW 2016
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW): *Heizkostenvergleich Neubau. Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme für Heizung und Warmwasserbereitung im Neubau,* Berlin 2016.

BDEW 2017
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW): BDEW-Erhebung Elektromobilität (Stand: Ende 2016), Berlin März 2017. URL: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-erhebung-elektromobilitaet-de [Stand: 19.10.2017].

BGR 2016
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Energiestudie 2016. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Hannover 2016. URL: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2016.pdf;jsessionid=77DAF3EAB-46FF8B64BB84F346DC6324A.1_cid292?__blob=publicationFile&v=3 [Stand: 27.09.2017].

BMUB 2016
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, Berlin 2016. URL: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf [Stand: 27.09.2017].

BMUB 2017
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB): Wie klimafreundlich sind Elektroautos?, Berlin 2015. URL: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/emob_klimabilanz_2017_bf.pdf [Stand: 03.01.2018].

BMVI 2014
Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): *Verkehr in Zahlen 2014/2015* (43. Jahrgang), Hamburg: DVV Media Group GmbH 2014.

BMVI 2017
Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): Startschuss für das Bundesprogramm Ladeinfrastruktur, Pressemeldung 15.02.2017. URL: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2017/019-dobrindt-e-ladesaeulenoffensive.html [Stand: 27.09.2017].

BMW 2016
BMW: BMW Group, Daimler AG, Ford Motor Company und der Volkswagen Konzern mit Porsche und Audi planen Joint Venture für ultraschnelles Hochleistungsladenetz an wichtigen Verkehrsachsen in Europa, Pressemeldung 29.11.2016. URL: https://www.press.bmwgroup.com/deutschland/article/detail/T0266311DE/bmw-group-daimler-ag-ford-motor-company-und-der-volkswagen-konzern-mit-porsche-und-audi-planen-joint-venture-fuer-ultraschnelles-hochleistungsladenetz-an-wichtigen-verkehrsachsen-in-europa?language=de [Stand: 27.09.2017].

BMWi 2015
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Energieeffizienzstrategie Gebäude. Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand, Berlin 2015. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-gebaeude.pdf?__blob=publicationFile&v=15 [Stand: 27.09.2017].

BMWi 2016-1
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Energiedaten Gesamtausgabe* (Stand Januar 2016), Berlin 2016.

BMWi 2016-2
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Impulspapier – Strom 2030. Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre*, Berlin 2016.

BMWi 2016-3
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Energiedaten Gesamtausgabe* (Stand November 2016), Berlin 2016.

BMWi 2016-4
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Die Energie der Zukunft. Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Berichtsjahr 2015 (Stand Dezember 2016), Berlin 2016 URL: https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf [Stand: 27.09.2017].

BMWi 2016-5
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. 1990–2016 (unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik* (AGEE-Stat, Stand Dezember 2016), Berlin 2016.

BMWi 2017-1
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Energiedaten Gesamtausgabe* (Stand Januar 2017), Berlin 2017.

BMWi 2017-2
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Energiedaten Gesamtausgabe* (Stand Februar 2017), Berlin 2017.

BMWi 2017-3
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Energiedaten Gesamtausgabe* (Stand Mai 2017), Berlin 2017.

BKartA 2011
Bundeskartellamt (BKartA): Sektoruntersuchung Kraftstoffe (Abschlussbericht), Mai 2011. URL: http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Kraftstoffe%20-%20Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [Stand: 27.09.2017].

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: 27.09.2017].

BNetzA 2017
Bundesnetzagentur (BNetzA): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Zweites und Drittes Quartal 2016 (Stand: Februar 2017), Bonn 2017. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2016/Quartalsbericht_Q2_Q3_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Stand: 27.09.2017].

BNetzA/BKartA 2016
Bundesnetzagentur (BNetA)/Bundeskartellamt (BKartA): Bericht. Monitoringbericht 2015, Bonn 2016. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [Stand: 27.09.2017].

BP 2016
BP Statistical Review of World Energy: „BP Statistical Review of World Energy 2016“, Juni 2016. URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf

Bobeth/Matthies 2016
Bobeth, S./Matthies, E.: Elektroautos: „Top in Norwegen, Flop in Deutschland? Empfehlungen aus Sicht der Umweltpsychologie". In: *GAIA,* 25: 1, 2016, S. 38–48.

Bolzau 2015
Bolzau, T.: „Neuerungen und Perspektiven für Biogas nach der EEG-Reform". In: *Energie | Wasser-Praxis,* 66: 1, 2015, S. 31–35.

Braess/Seiffert 2013
Braess, H.-H./Seiffert, U. (Hrsg.): *Vieweg Handbuch Kraftfahrzeugtechnik* (7. Auflage, ATZ/MTZ-Fachbuch), Wiesbaden 2013.

Bräuninger 2015
Bräuninger, M.: Der Einfluss monovalenter Strom-Wärmepumpen auf den Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung (ETR Economic Trends Research, Analyse Ökonomischer Trends, Ergebnisse, No. 5), Hamburg 2015. URL: http://economic-trends-research.de/wp-content/uploads/2015/10/ETR-Results-Ergebnisse-Nr5.pdf [Stand: 27.09.2017].

Broman et al. 2014
Broman Toft, M./Schuitema, G./Thogersen, J.: „The importance of framing for consumer acceptance of the Smart Grid: A comparative study of Denmark, Norway and Switzerland". In: *Energy Research and Social Science*, 3, 2014, S. 113–123.

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 for biomass potentials and its current utilisation – Status quo for 93 biogenic wastes and residues in Germany". In: *Biomass and Bioenergy,* 95, 2016, S. 257–272.

Bundesregierung 2014
Bundesregierung (Hrsg.): *Roadmap Bioraffinerien im Rahmen der Aktionspläne der Bundesregierung zur stofflichen und energetischen Nutzung nachwachsender Rohstoffe* (2. Auflage), Berlin 2014.

Busse 2016
Busse, H.: Evaluation der Energieeffizienz eines strombasierten Infrarot-Heizsystems (Bachelorarbeit), 2016. URL: https://eldorado.tu-dortmund.de/bitstream/2003/35153/1/ie3-16.042.pdf [Stand: 27.09.2017].

Calel/Dechezleprêtre 2016
Calel, R./Dechezleprêtre, A.: „Environmental Policy and Directed Technological Change. Evidence from the European Carbon Market". In: *The Review of Economics and Statistics*, 98: 1, 2016. S. 173–191.

CAM 2016
Center for Automative Management (CAM): AutomotiveINNOVATIONS 2015: Die Innovationen der globalen Automobilkonzerne (Studie) 2016. URL: http://auto-institut.de/innovations_studien.htm [Stand: 27.09.2017].

Corradini 2013
Corradini, R.: *Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit* (Dissertation) Ruhr-Universität Bochum 2013.

Dahmen et al. 2016
Dahmen, N./Abeln, J./Eberhard, M./Kolb, T./Leibold, H./Sauer, J./Stapf, D./Zimmerlin, B.: „The bioliq process for producing synthetic transportation fuels". In: *Energy and Environment*, 6, 2017.

Daimler 2017
Daimler: Mercedes-Benz Urban eTruck. Erster vollelektrischer Lkw. 2017. URL: https://www.daimler.com/produkte/Lkw/mercedes-benz/urban-etruck.html [Stand: 27.09.2017].

DBG 2013
Deutsche Bunsen-Gesellschaft für Physikalische Chemie e. V. (DBG): *Von Kohlehalden und Wasserstoff*, 25, Frankfurt am Main 2013.

dena 2010
Deutsche Energieagentur GmbH (dena): Elektrische Motoren in Industrie und Gewerbe: Energieeffizienz und Ökodesign-Richtlinie (Ratgeber), Juni 2010. URL: http://www.ihk-emden.de/blob/emdihk24/innovation/downloads/2351516/5d38c1fc3e1f0fd839c8780bcc86e848/dena_Ratgeber_Elektische_Motoren_in_Industrie_und_Gewerbe-data.pdf [Stand: 01.08.2017].

DEHSt 2016
Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt): Treibhausgasemissionen 2015 Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2015), Berlin 2016. URL: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [Stand: 27.09.2017].

DLR et al. 2015
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)/Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)/Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE/KBB Underground Technologies GmbH: *Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung zur Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck*, Stuttgart 2015.

Döbelt et al. 2015
Döbelt, S./Jung, M./Busch, M./Tscheligi, M.: „Consumers' privacy concerns and implications for a privacy preserving Smart Grid architecture-Results of an Austrian study". In: *Energy Research & Social Science,* 9, 2015, S. 137–145.

DVGW 2014
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW)/Graf, F./Götz, M./Henel, M./Schaaf, T./Tichler, R.: *Abschlussbericht Technoökonomische Studie von Power-to-Gas Konzepten*, Bonn 2014.

EEWärmeG
Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG) 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1722) geändert worden ist.

Elektroauto-News 2017
Elektroauto-News: Elektroauto-Preis, Januar 2017. URL: http://www.elektroauto-news.net/wiki/elektroauto-preise [Stand: 27.09.2017].

Ellerman/Buchner 2008

Ellerman, A./Buchner, B.: Over-Allocation or Abatement? „A Preliminary Analysis of the EU ETS Based on the 2005-06 Emissions Data". In: *Environmental and Resource Economics*, 41: 2, 2008. S. 267–287.

Ellerman/Feilhauer 2008

Ellerman, A./Feilhauer, S.: *A Top-down and Bottom-up look at Emissions Abatement in Germany in response to the EU ETS* (MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, Working Paper 08-017), 2008.

Ellerman et al. 2010

Ellerman, A./de Perthuis, C./Convery, F.: *Pricing Carbon. The European Union Emissions Trading Scheme*, Cambridge: Cambridge University Press 2010.

Elsner et al. 2015

Elsner, P./Fischedick, M./Sauer, D. (Hrsg.): *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge* (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015.

Elsner/Sauer 2015

Elsner, P./Sauer, D.-U. (Hrsg.): *Energiespeicher. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"* (Materialien aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), November 2015.

Energie-Experten 2017

Energie-Experten.org: Heizstab als Zusatzheizung in einer Wärmepumpe, Stand Februar 2017. URL: http://www.energie-experten.org/heizung/waermepumpe/technik/heizstab.html [Stand: 27.09.2017].

Erlach et al. 2018

Erlach, B./Henning, H.-M./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 2018, i. E.

EY 2017

Ernst and Young (EY): Der Pkw-Absatzmarkt China 2009 bis 2016. Analyse der Bedeutung Chinas für die deutsche Automobilindustrie, Januar 2017. URL: http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-auto-absatzmarkt-china-2017/$FILE/ey-auto-absatzmarkt-china-2017.pdf [Stand: 27.09.2017].

ESTEP 2014

European Steel Technology Platform (ESTEP): Steel production – energy efficiency working group. (Final report), 2014. URL: http://cordis.europa.eu/pub/estep/docs/wg7-final-report.pdf [Stand: 27.09.2017].

EU-Kommission 2017-1

Europäische Kommission: Climate strategies and targets, Brüssel 2017. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies_en [Stand: 27.09.2017].

EU-Kommission 2017-2

Europäische Kommission: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung, 2016/0382 (COD)), Brüssel 2017. URL: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0767R(01)&from=DE [Stand: 27.09.2017].

EU-Kommission 2017-3

Europäische Kommission: Market Stability Reserve, Brüssel 2017. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform_en [Stand: 27.09.2017].

Everding 2007

Everding, D. (Hrsg.): *Solarer Städtebau: Vom Pilotprojekt zum planerischen Leitbild,* Stuttgart: Kohlhammer 2007.

Fabra/Reguant 2014

Fabra, N./Reguant, M.: „Pass-Through of Emissions Costs in Electricity Markets". In: *American Economic Review*, 104: 9, 2014, S. 2.872–2.899.

Favennec 2001

Favennec, J.: „Refinery Operation and Management". In: *Petroleum Refining*, 5, Paris 2001.

Feist 2012

Feist, W.: EnerPHit und EnerPHit+i – Zertifizierungskriterien für die Modernisierung mit Passivhaus-Komponenten (Passivhaus Institut), Darmstadt 2012. URL: http://www.passiv.de/downloads/03_zertifizierungskriterien_enerphit_archiv_2012_de.pdf [Stand: 16.10.2017].

FEVE 2016

The European Container Glass Federation (FEVE): Glass Packaging Closed Loop Recycling Up to 74 % in the EU, Brüssel 2016. URL: http://feve.org/glass-packaging-closed-loop-recycling-74-eu/ [Stand: 07.06.2017].

Fetene et al. 2016

Fetene, G. M./Prato, C. G./Kaplan, S./Mabit, S. L./Jensen, A. F.: *Harnessing Big-Data for Estimating the Energy Consumption and Driving Range of Electric Vehicles* (Paper presented at Transportation Research Board (TRB), 95th Annual Meeting), Washington, D. C. 2016.

Fischedick/Grunwald 2017

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

FNB Gas 2012

Fernleitungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Gas 2012 der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, 2012. URL: www.fnb-gas.de/files/130310_netzentwicklungsplan_gas_2012.pdf [Stand: 27.09.2017].

Frankfurter Rundschau 2017

Frankfurter Rundschau: Startschuss für Feldversuche mit Elektro-Lkw, 02.02.2017. URL: http://www.fr.de/wirtschaft/startschuss-fuer-feldversuche-mit-elektro-Lkw-a-744310 [Stand: 27.09.2017].

Fraunhofer ISE 2016

Fraunhofer ISE: Energy Charts, 2016. URL: https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm [Stand: 02.02.2017].

Fraunhofer ISI 2016

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 mit Aktualisierungen der Anwendungsbilanzen der Jahre 2009 bis 2012 (Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.), Karlsruhe 2016. URL: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=isi_ageb_anwendungsbilanz_industrie_2016.pdf [Stand: 27.09.2017].

Fraunhofer IWES 2015
Fraunhofer IWES/Fraunhofer IBP/IFEU/Stiftung Umweltenergierecht Würzburg: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor (Endbericht), Kassel 2015. URL: https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf [Stand 19.10.2017].

FVEE 2015
ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE): *Erneuerbare Energien im Wärmesektor – Aufgaben, Empfehlungen und Perspektiven* (Positionspapier des ForschungsVerbunds Erneuerbare Energien), Berlin 2015.

GasNZV
Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV) V. v. 03.09.2010 | 1261: BGBI. I S. 1261; zuletzt geändert durch Art. 119 G v. 29.03.2017 | 626.

Gerike 2016
Gerike, R.: Pkw-Jahresfahrleistungen und -Wegelängen (Synthesebericht). Dresden: TU Dresden 2016. URL: https://www.forschungsinformationssystem.de/servlet/is/80865/ [Stand: 27.09.2017].

Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende
Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Vom 29. August 2016. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil I Nr. 43, ausgegeben zu Bonn am 1. September 2016. S. 2.034–2.064.

Göß 2017
Göß, S.: Weihnachten beschert Deutschland negative Strompreise (Artikel), Januar 2017. URL: https://blog.energybrainpool.com/weihnachten-beschert-deutschland-negative-strompreise/ [Stand: 27.09.2017].

Gruber et al. 2015
Gruber, A./Biedermann, F./von Roon, S./FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH: *Industrielles Power-to-Heat Potenzial* (9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, IEWT 2015, 11.–13. Februar 2015), München 2015.

H2Mobility 2017
H2Mobilitiy: H2-Stationen. Wasserstoff-Infrastruktur, Juni, 2017. URL: http://h2-mobility.de/h2-stationen/ [Stand: 05.08.2017].

Handelsblatt 2017
Handelsblatt: Elektroauto-Quote. China gibt Autobauern ein Jahr mehr Zeit, 2. Juni 2017. URL: http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/elektroauto-quote-china-gibt-autobauern-ein-jahr-mehr-zeit/19888480.html [Stand: 27.09.2017].

Haupt 2013
Haupt, C.: Ein multiphysikalisches Simulationsmodell zur Bewertung von Antriebs- und Wärmemanagementkonzepten im Kraftfahrzeug (Dissertation an der Technischen Universität München, Institut für Energietechnik, Lehrstuhl für Verbrennungskraftmaschinen), München 2013. URL: https://mediatum.ub.tum.de/doc/1114641/1114641.pdf [Stand: 27.09.2017].

Henning/Palzer 2015
Henning, H./Palzer, A.: Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050 (Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE), Freiburg 2015. URL: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Was-kostet-die-Energiewende.pdf [Stand: 27.09.2017].

Henning/Sauer 2015
Henning, H.-M./Sauer, D.-U. (Hrsg.): *Demand-Side-Management im Wärmemarkt. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* (Materialien aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), November 2015.

Hirth 2013
Hirth, L.: „The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price“. In: *Energy Economics*, 38, 2013, S. 218–236.

Hoenig et al. 2013
Hoenig, V./Koring, K./Fleiger, P./Müller, C./Palm, S.: „Energy Efficiency in Cement Production (Part 1)“. In: *Cement International*, 11: 3, 2016, S. 50–67.

ICE 2017
ICE Futures Europe (ICE): EUA Futures. ICE Futures Europe. 2017. URL: https://www.theice.com/products/197/EUA-Futures [Stand: 27.09.2017].

IEA/UNIDO 2011
IEA/UNIDO: Technology Roadmap Carbon Capture and Storage in Industrial Applications, Paris 2011. URL: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ccs_industry.pdf [Stand: 27.09.2017].

IEA 2015
International Energy Agency (IEA): Technology Roadmap. Hydrogen and Fuel Cells, Paris 2015. URL: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf [Stand: 27.09.2017].

IEA 2016
International Energy Agency (IEA): Key world energy statistic, Paris 2016. URL: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf [Stand: 27.09.2017].

INL 2016
Idaho National Laboratory (INL): 2014 Tesla Model S 85 kWh. Advanced Vehicle Testing – Baseline Vehicle Testing Results (Advanced Vehicle Testing Activity, INL/MIS-15-34211), Stand: Oktober 2016. URL: https://avt.inl.gov/sites/default/files/pdf/fsev/fact2014teslamodels.pdf [Stand: 27.09.2017].

IPCC 2014
Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): Climate Change 2014 – Synthesis Report (Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC), Genf 2014. URL: https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf [Stand: 27.09.2017].

IREES 2015
Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES): *Energieeffizienz in der Wärmenutzung und -erzeugung – ein profitables Langfristprogramm, Vortrag von Prof. Dr.-Ing. Jochem (IREES) im Zukunftsthema Energiewende Kongress der Energieagentur Rheinland-Pfalz,* Mainz 16. Juli 2015.

Jain 2012
Jain, C.: *Optimized Layout of Engineered Geothermal Systems and Potential in Germany* (Masterarbeit an der RWTH Aachen), Institut für Applied Geophysics and Geothermal Energy, E.ON Energy Research Center, Aachen 2012.

Jain et al. 2015
Jain, C./Vogt, C./Clauser, C.: „Maximum Potential for Geothermal Power in Germany based on Engineered Geothermal Systems". In: *Geothermal Energy*, 3: 15, 2015.

Jonuschat et al. 2012
Jonuschat, H./Wölk, M./Handke, V.: Untersuchung zur Akzeptanz von Elektromobilität als Stellglied im Stromnetz, Berlin 2012. URL: http://www.baumgroup.de/fileadmin/interface/files/JBRDNWQEPH-6122014151223-LWVDTSDSPN.pdf [Stand: 27.09.2017].

Kastner/Stern 2015
Kastner, I./Stern, P. C.: „Examining the decision-making processes behind household energy investments: A review". In: *Energy Research & Social Science*, 10, 2015, S. 72–89.

Kattenstein et al. 2002
Kattenstein, T./Drath, T./Ziolek, A./Wagner, H.-J. (Hrsg.): *Validierung und kommunale Disaggregierung des Expertensystems Herakles* (Abschlussbericht zum Vorhaben 258 114 98, Ruhr Universität Bochum), Bochum 2002.

Koch et al. 2014
Koch, N./Fuss, S./Grosjean, G./Edenhofer, O.: „Causes of the EU ETS price drop: Recession, CDM, renewable policies or a bit of everything? – New evidence". In: *Energy Policy*, 73, 2014, S. 676–685.

Kraftfahrt-Bundesamt 2016-1
Kraftfahrt-Bundesamt: Jahresbilanz des Fahrzeugbestandes am 1. Januar 2016, 2016.

Kraftfahrt-Bundesamt 2016-2
Kraftfahrt-Bundesamt: Bestand an Pkw am 1. Januar 2016 nach privaten und gewerblichen Haltern, 2016. URL: http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Halter/2016_b_halter_dusl.html?nn=658008 [Stand: 27.09.2017].

Kraftfahrt-Bundesamt 2017-1
Kraftfahrt-Bundesamt: Bestand an Pkw in den Jahren 2008 bis 2017 nach ausgewählten Kraftstoffarten, Januar 2017. URL: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/b_umwelt_z.html [Stand: 27.09.2017].

Kraftfahrt-Bundesamt 2017-02
Kraftfahrt-Bundesamt: Verkehr in Kilometern der deutschen Kraftfahrzeuge im Jahr 2016, Juni 2017. URL: http://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html [Stand: 27.09.2017].

Lackner 2016
Lackner, K.: „The promise of negative emissions". In: *Science,* 354: 6313, 2016, S. 714.

Lauterbach et al. 2011
Lauterbach, C./Schmitt, B./Vajen, K.: *Das Potential solarer Prozesswärme in Deutschland* (Teil 1 des Abschlussberichtes zum Forschungsvorhaben „SOPREN – Solare Prozesswärme und Energieeffizienz"), Kassel 2011.

LBEG 2015
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen: Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2015, Hannover 2016. URL: http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/108431/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2015.pdf [Stand: 27.09.2017].

Leopoldina 2012
Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina: Bioenergie – Möglichkeiten und Grenzen, Halle (Saale) 2012. URL: https://www.leopoldina.org/de/publikationen/detailansicht/?publication%5Bpublication%5D=433&cHash=85b62c7ab0fc52f395b84e738e8b1f42 [Stand: 27.09.2017].

Löschel et al. 2016
Löschel, A./Erdmann, G./Staiß, F./Ziesing, H.: Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015 (Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft"), Berlin/Münster/Stuttgart 2016. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [Stand: 27.09.2017].

Marin et al. 2017
Marin, G./Pellegrin, C./Marino, M.: „The impact of the European Emission Trading Scheme on multiple measures of economic performance". In: *Environmental and Resource Economics*, 2017, i. E.

Martin et al. 2014
Martin, R./Muuls, M./de Preux, L./Wagner, U.: „Industry Compensation under Relocation Risk: A Firm-Level Analysis of the EU Emissions Trading Scheme". In: *American Economic Review*, 104, 8, 2014, S. 2482–2508.

Martin et al. 2016
Martin, R./Muuls, M./Wagner, U.: „The Impact of the European Union Emissions Trading Scheme on Regulated Firms: What is the Evidence after Ten Years?" In: *Review of Environmental Economics and Policy*, 10, 2016, S. 129–148.

Matthies et al. 2017

Matthies, E./Bobeth, S./Klöckner, C. A./Schippl, J.: „Zur besseren Verbreitung von Elektroautos – Was können wir in Deutschland von Norwegen lernen?“ In: Schippl, J./Grunwald, A./Renn, O. (Hrsg.): *Die Energiewende verstehen – orientieren – gestalten* (Erkenntnisse aus der Helmholtz-Allianz ENERGY-TRANS.), Baden-Baden: Nomos 2017, S. 201–211.

McGuinness/Ellerman 2008

McGuinness, M./Ellerman, A.: *The Effects of Interactions between Federal and State Climate Policies* (MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, Working Papers 08-004), 2008.

MELUR 2016

Schleswig-Holstein Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume (MELUR): Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2015, Kiel 2016. URL: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Strom/pdf/abregelungStrom.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Stand: 27.09.2017].

Mitchell et al. 1990

Mitchell, C./Sweet, J./Jackson, T.: „A study of leakage from the UK natural gas distribution system“. In: *Energy Policy*, 18: 9, 1990, S. 809–818.

Moser 2017

Moser, C.: „The role of perceived control over appliances in the acceptance of electricity load-shifting programmes“. In: *Energy Efficiency,* 10: 5, 2017, S. 1115–1127.

Müller-Syring/Henel 2014

Müller-Syring, G./Henel, M.: Abschlussbericht Wasserstofftoleranz der Erdgasstruktur inklusive aller assoziierten Anlagen, Bonn 2014. URL: www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/forschung/berichte/g1_02_12.pdf [Stand: 27.09.2017].

MWV 2015

Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV): Jahresbericht 2015 Mineralölzahlen 2014 („Energie für die Zukunft“), 2015.

Nägler et al. 2015

Nägler, T./Simon, S./Klein, M./Gils, H. C.: „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: 27.09.2017].

Nast 2015

Nast, M.: Erneuerbare Energien im Wärmemarkt unter besonderer Berücksichtigung von Wärmenetzen nach dänischem Vorbild (Vortrag beim Workshop „Regenerative Wärme – wichtiger Baustein für die Energiewende im Gebäudesektor?“ der Deutschen Umwelthilfe am 22. Oktober 2015 in Berlin. URL: http://elib.dlr.de/107315/1/EE-W%C3%A4rme%20und%20W%C3%A4rmenetze%20nach%20d%C3%A4nischem%20Vorbild.pdf [Stand: 27.09.2017].

Nayoum et al. 2016

Nayoum, A./Klöckner, C./Mehmetogu, M.: „Comparison of socio-psychological characteristics of conventional and battery electric car Buyers“. In: *Travel Behavior and Society*, 3, 2016, S. 8–20.

Nitsch 2014

Nitsch, J.: GROKO – II. Szenarien der deutschen Energieversorgung auf Basis des EE-Gesetzentwurfs – insbesondere Auswirkungen auf den Wärmesektor (Kurzexpertise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e. V.), Stuttgart 2014. URL: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20140827_SzenarienderdeutschenEnergieversorgung_Waermesektor.pdf [Stand: 27.09.2017].

Öko-Institut 2015

Öko-Institut e. V.: Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035 (Studie im Auftrag von Agora Energiewende), Freiburg 2015. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/EEG-Kosten-bis-2035/Agora_EEG_Kosten_2035_web_05052015.pdf [Stand: 27.09.2017].

Öko-Institut/Fraunhofer ISI 2015

Öko-Institut e. V./Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI): Klimaschutzszenario 2050 (2. Endbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit), Berlin 2015. URL: https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf [Stand: 27.09.2017].

ÖVK/ÖAMTC 2012

Österreichischer Verein für Kraftfahrzeugtechnik (ÖVK)/Österreichischer Automobil-, Motorrad- und Touring-Club (ÖAMTC): Batterieelektrische Fahrzeuge in der Praxis. Kosten, Reichweite, Umwelt, Komfort (2., erweiterte und korrigierte Auflage), Wien 2012. URL: http://www.övk.at/aktuelles/2012/Batterieelektrische_Fahrzeuge_in_der_Praxis_2.pdf [Stand: 27.09.2017].

Paltsev et al. 2016

Paltsev, S./Chen, Y.-H./Karplus, V./Kishimoto, P./Reilly, J./Löschel, A./von Graevenitz, K./Koesler, S.: „Reducing CO_2 from cars in the European Union“. In: *Transportation*, 2016, S. 1–23.

Palzer et al. 2016

Palzer, A./Henning, H./Fichtner, W.: 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: 27.09.2017].

Paschen et al. 2012
Paschen, H./Oertel, D./Grünwald, R.: *Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland – Sachstandsbericht* (Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (TAB) – Arbeitsbericht Nr. 84, Ausschuss-Drucksache 15(17)70) Deutscher Bundestag), Berlin 2013.

Petrick/Wagner 2014
Petrick, S./Wagner, U.: *The Impact of Carbon Trading on Industry. Evidence from Germany Manufacturing Firms* (Working Papers No. 1912), Kiel Institute for the World Economy 2014.

Pitz-Paal/Elsner 2015
Pitz-Paal, R./Elsner, P.: *Solarthermische Kraftwerke. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"* (Materialien aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), November 2015.

Prognos AG 2011
Prognos AG: Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien (Studie im Auftrag der AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.), Basel 2011. URL: https://www.prognos.com/publikationen/alle-publikationen/285/show/4bffdca8dbfec079939a62645b45f011/ [Stand: 27.09.2017].

Prognos AG et al. 2014
Prognos AG/Energiewirtschaftliches Institut (EWI)/Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (GWS): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose (Endbericht, Projekt Nr. 57/12, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie), Basel/Köln/Osnabrück 2014. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [Stand: 27.09.2017].

Prognos AG et al. 2015
Prognos AG/Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu)/Institut für Wohnen und Umwelt (IWU): Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude (erstellt im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitforschung zur Erarbeitung einer Energieeffizienzstrategie Gebäude im Auftrag der Bundesstelle für Energieeffizienz), Berlin/Heidelberg/Darmstadt 2015. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energieeffizienzstrategie-hintergrundinformation-gebaeude.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [Stand: 27.09.2017].

Rave et al. 2013
Rave, T./Triebswetter, U./Wackerbauer, J.: *Koordination von Innovations-, Energie- und Umweltpolitik* (Expertenkommission Forschung und Innovation (EFI), Studien zum deutschen Innovationssystem Nr. 10-2013.), Berlin 2013.

Rehtanz et al. 2016
Rehtanz, C./Spieker, C./Klein, D./Liebenau, V./Schwippe, J./Teuwsen, J.: Begleitung Netzentwicklungsplan 2025 (NEMO V) (Gutachten, ef.Ruhr GmbH für Bundesnetzagentur), Dezember 2016. URL: https://data.netzausbau.de/2025/NEMO_V.pdf [Stand: 27.09.2017].

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.

Rostrup-Nielsen/Rostrup-Nielsen 2001
Rostrup-Nielsen, J./Rostrup-Nielsen, T.: Large-scale Hydrogen Production (Topsoe Technologies), 2001. URL: http://www.topsoe.com/sites/default/files/topsoe_large_scale_hydrogen_produc.pdf [Stand: 27.09.2017].

Sachverständigenrat 2016
Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung: *Zeit für Reformen* (Jahresgutachten 16/17), Paderborn 2016.

SAENA GmbH 2010
Sächsische Energieagentur – SAENA GmbH: *SO-PRO – Solare Prozesswärme. Planungshilfe zur Auslegung thermischer Solaranlagen für ausgewählte industrielle Prozesse*, Dresden 2010.

Schallaböck/Fischedick 2012
Schallaböck, K. O./Fischedick, M.: Strommix beim Betrieb von Elektrofahrzeugen (Teilbericht im Rahmen der Umweltbegleitforschung Elektromobilität im Förderschwerpunkt „Modellregionen Elektromobilität"), Wuppertal 2012. URL: https://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/Elektromobilitaet_TB_Strommix.pdf [Stand: 16.10.2017].

Scheftelowitz/Thrän 2016
Scheftelowitz, M./Thrän, D.: „Unlocking the Energy Potential of Manure – An Assessment of the Biogas Production Potential at the Farm Level in Germany". In: *Agriculture,* 20: 6, 2016, S. 1–13.

Schlagermann 2014
Schlagermann, P.: *Exergoökonomische Analyse geothermischer Strombereitstellung am Beispiel des Oberrheingrabens*, München: Technische Universität München 2014.

Shell 2016
Shell Deutschland Oil GmbH/Adolf, J./Balzer, C./Haase, F./Lenz, B./Lischke, A./Knitschky, G.: *SHELL Nutzfahrzeug-Studie „Diesel oder alternative Antriebe – Womit fahren LKW und Bus morgen? Fakten, Trends und Perspektiven bis 2040"*, Hamburg 2016.

Siemens 2014
Siemens: Siemens erreicht Weltrekorde in Düsseldorfer Kraftwerk „Fortuna" (Pressemitteilung vom 28.01.2016), München 2016. URL: https://www.siemens.com/press/de/feature/2014/corporate/2014-02-lausward.php [Stand: 27.09.2017].

Spieker et al. 2016-1
Spieker, C./Klein, D./Liebenau, V./Teuwsen, J./Rehtanz, C.: *European electricity market and network simulation for energy system analysis*, IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, Belgien, 04. bis 08. April 2016.

Spieker et al. 2016-2
Spieker, C./Schwippe, J./Klein, D./Rehtanz, C.: *Transmission system congestion analysis based on a European electricity market and network simulation framework*, 19th Power Systems Computation Conference (PSCC), Genua, Italien, 20. bis 24. Juni 2016.

Statista 2014
Statista: Typische Lebensdauer von Autos in Deutschland nach Automarken, Stand 2014. URL: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/316498/umfrage/lebensdauer-von-autos-deutschland/ [Stand: 27.09.2017].

Statista 2016
Statista: Installierte elektrische Leitung der Biogasanlagen in Deutschland in den Jahren 1999 bis 2016 (in Megawatt), 2016.

Statista 2017
Statista: Anzahl der Tankstellen in Deutschland von 1950–2016, Stand Anfang 2017. URL: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2621/umfrage/anzahl-der-tankstellen-in-deutschland-zeitreihe/ [Stand: 27.09.2017].

Statistisches Bundesamt 2013-1
Statistisches Bundesamt: Wirtschaftsrechnungen. Einkommens- und Verbrauchsstichprobe Wohnverhältnisse privater Haushalte (Fachserie 15, Sonderheft 1), 2013. URL: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/EinkommenKonsumLebensbedingungen/Wohnen/EVS_HausGrundbesitzWohnverhaeltnisHaushalte2152591139004.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 27.09.2017].

Statistisches Bundesamt 2013-2
Statistisches Bundesamt: Verkehr auf einen Blick, Wiesbaden 2013. URL: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/TransportVerkehr/Querschnitt/BroschuereVerkehrBlick0080006139004.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 27.09.2017].

Statistisches Bundesamt 2015
Statistisches Bundesamt: Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe 2015 (Tabellen), 2015. URL: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Verwendung/Tabellen/TabellenIndustriebranchen.html [Stand: 27.09.2017].

Statistisches Bundesamt 2016
Statistisches Bundesamt: Energieverbrauch in der Industrie im Jahr 2015 um 0,7 % gesunken (Pressemitteilung vom 4. November 2016 – 392/16), 2016. URL: https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2016/11/PD16_392_435pdf.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 27.09.2016].

Statistisches Bundesamt 2017
Statistisches Bundesamt: Erzeugung. Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung. Bilanz, 2017. URL: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/BilanzElektrizitaetsversorgung.html [Stand: 27.09.2017].

Strom-Report 2016
Strom-Report: Strompreise in Deutschland. Die Zusammensetzung des Strompreises 2016. Durchschnittlicher Strompreis für Haushaltskunden in Deutschland (Statistiken und Infografiken aus den Bereichen Energie und Umwelt), 2016. URL: https://1-stromvergleich.com/strom-report/strompreis/#strompreis-2016 [Stand: 27.09.2017].

Szarka 2015
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. 1.222–1.233.

Thrän et al. 2015
Thrän, D./Dotzauer, M./Lenz, V./Liebetrau, J./Ortwein, A.: „Flexible bioenergy supply for balancing fluctuating renewables in the heat and power sector – a review of technologies and concepts". In: *Energy, Sustainability and Society*, 5: 35, 2015, S. 1–15.

Tesla 2017
Tesla: Supercharger. The World's Fastest Charging Station. Stand 2017. URL: https://www.tesla.com/en_GB/supercharger?redirect=no [Stand: 27.09.2017].

Toyota 2016
Toyota: New 2.5-liter Direct-injection, Inline 4-cylinder Gasoline Engine (Global Newsroom), Dezember 2016. URL: http://newsroom.toyota.co.jp/en/powertrain/engine/ [Stand: 27.09.2017].

Trost et al. 2012
Trost, T./Horn, S./Jentsch, M./Sterner, M.: „Erneuerbares Methan: Analyse der CO_2-Potenziale für Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland". In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36: 3, 2012, S. 173–190.

UBA 2012
Umweltbundesamt (UBA): Klärschlammentsorgung in der Bundesrepublik Deutschland, Dessau-Roßlau 2012. URL: http://www.dwa.de/portale/bw/bw.nsf/C12572290037B981/810F55201A732EC9C1257A7100507870/$FILE/kl%C3%A4rschlammentsorgung%20uba.pdf [Stand: 27.09.2017].

UBA 2013
Umweltbundesamt (UBA): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 (Hintergrund), Dessau-Roßlau Oktober 2013. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf [Stand: 27.09.2017].

UBA 2015
Umweltbundesamt (UBA): Umwelt, Haushalte und Konsum. Daten zur Umwelt (Ausgabe 2015), Dessau-Roßlau 2015. URL: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/UmweltoekonomischeGesamtrechnungen/Broschuere_UBA_Daten_Zur_Umwelt.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 27.09.2017].

UBA 2016-1
Umweltbundesamt (UBA): Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990–2014 (Endstand Januar 2016), Dessau-Roßlau 2016. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/kohlendioxid-emissionsfaktoren_fuer_die_deutsche_berichterstattung_atmosphaerischer_emissionen_energie-_und_industrieprozesse.xlsx [Stand: 27.09.2017].

UBA 2016-2
Umweltbundesamt (UBA): Klimaneutraler Gebäudebestand 2050 (Climate Change 06/2016), Dessau-Roßlau Februar 2016. ULR: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_06_2016_klimaneutraler_gebaeudebestand_2050.pdf [Stand: 27.09.2017].

UBA 2016-3
Umweltbundesamt (UBA): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015 (Climate Change 26/2016), Dessau-Roßlau 2016. ULR: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_26_2016_entwicklung_der_spezifischen_kohlendioxid-emissionen_des_deutschen_strommix.pdf [Stand: 27.09.2017].

UBA 2016-4
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: 27.09.2017].

UBA 2017-1
Umweltbundesamt (UBA): Erneuerbare Energien in Zahlen, Dessau-Roßlau 2017. URL: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#statusquo [Stand: 27.09.2017].

UBA 2017-2
Umweltbundesamt (UBA): Endenergieverbrauch und Energieeffizienz des Verkehrs, Dessau-Roßlau 2017. URL: https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/endenergieverbrauch-energieeffizienz-des-verkehrs#textpart-1 [Stand: 27.09.2017].

UBA 2017-3
Umweltbundesamt (UBA): Strom- und Wärmeversorgung in Zahlen (Stand Mai 2017), Dessau-Roßlau 2017. URL: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen [Stand: 27.09.2017].

Vannoni et al. 2008
Vannoni, C./Battisti, R./Drigo, S.: *Potential for Solar Heat in Industrial Processes* (Report within IEA SHC Task 33/IV. Department of Mechanics and Aeronautics – University of Rome „La Sapienza"), Rom 2008.

VDI-Richtlinie 2578
Verein Deutscher Ingenieure (VDI): VDI-Richtlinie 2578 Emissionsminderung Glashütten der VDI/DIN-Kommission Reinhaltung der Luft (KRdL) – Normenausschuss vom Mai 2017, VDI/DIN-Handbuch Reinhaltung der Luft, Band 3: Emissionsminderung II (ICS 13.040.40), Berlin 2017.

VDZ 2015
Verein Deutscher Zementwerke (VDZ): *Umweltdaten der deutschen Zementindustrie*, Düsseldorf 2015.

VDZ 2016-1
Verein Deutscher Zementwerke (VDZ): *Umweltdaten der deutschen Zementindustrie*, Düsseldorf 2016.

VDZ 2016-2
Verein Deutscher Zementwerke (VDZ): *Zahlen und Daten – Zementindustrie in Deutschland* (Ausgabe 2016), Düsseldorf 2016.

VCI 2016
Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI): *Chemiewirtschaft in Zahlen 2016*, Coburg 2016.

Wagner 2014
Wagner, F.: „Electricity by Intermittent Sources. An Analysis Based on the German Situation 2012". In: *The European Physical Journal Plus (Eur. Phys. J. Plus)* 129: 20, 2014, S. 1–18.

Wagner et al. 2014
Wagner, U./Muuls, M./Martin, R./Colmer, J.: The Causal Effects of the European Union Emissions Trading Scheme: Evidence from French Manufacturing Plants, April 2014. URL: http://conference.iza.org/conference_files/EnvEmpl2014/martin_r7617.pdf [Stand: 27.09.2017].

Weidner/Elsner 2016
Weidner, E./Elsner, P.: *Bioenergie. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"* (Materialien aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), Mai 2016.

Zukunft ERDGAS 2015
Zukunft ERDGAS e. V.: Erdgastankstellen und -fahrzeuge. Eine Übersicht für Deutschland, 2015. URL: https://www.erdgas.info/fileadmin/Public/PDF/Service/Tankstellenkarte.pdf [Stand: 27.09.2017].

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. Anfang 2018 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
Prof. Dr.-Ing. Manfred Fischedick	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. Andreas Palzer	Fraunhofer ISE
Prof. Dr. Georg Schaub	KIT
Prof. Dr. Daniela Thrän	DBFZ
Patrick Wimmer	TU München

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
Franzjosef 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.

GEFÖRDERT VOM

Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Koordinierungsstelle:
Dr. Ulrich Glotzbach
Leiter der Geschäftsstelle Energiesysteme der Zukunft
Markgrafenstraße 22, 10117 Berlin
Tel.: +49 (0)30 206 79 57 - 0
E-Mail: glotzbach@acatech.de

Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft

ISBN: 978-3-9817048-9-1