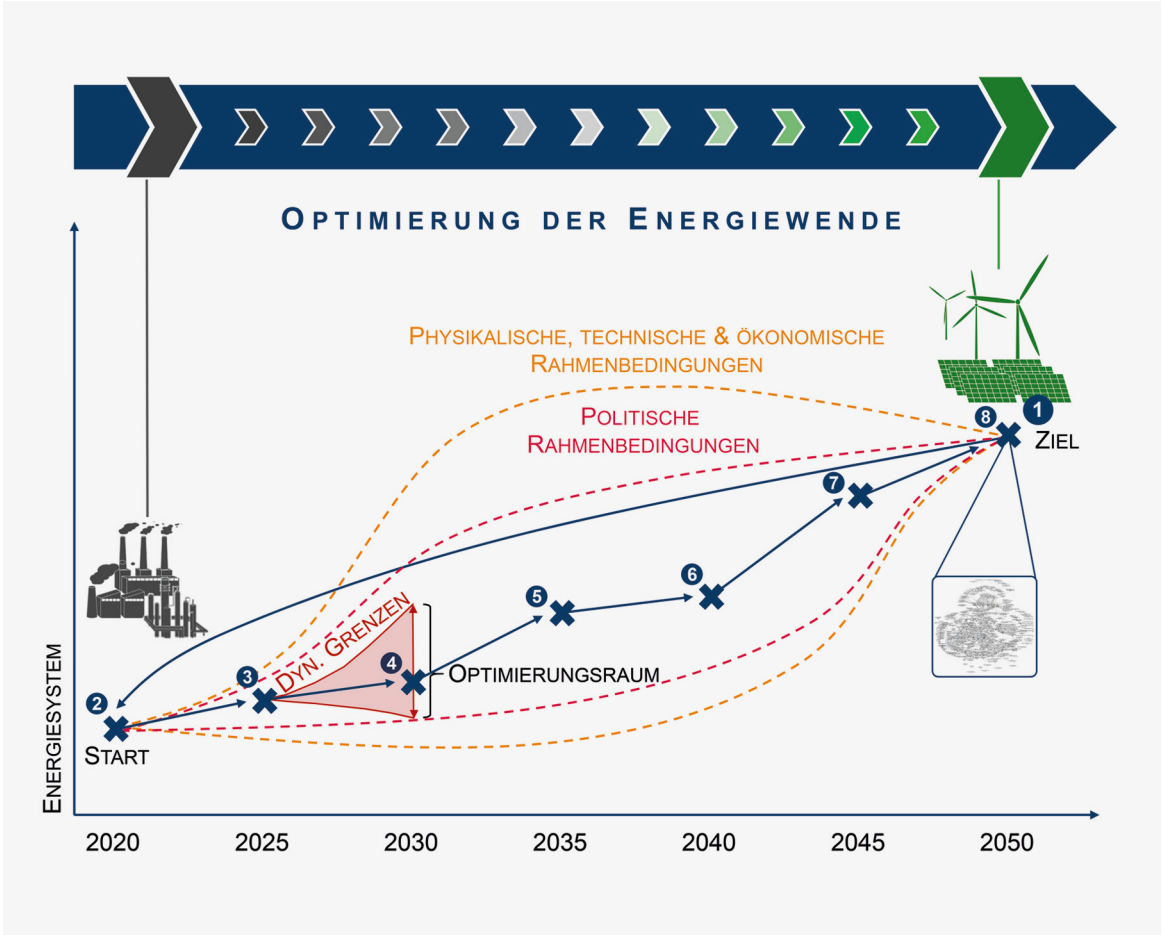


Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO_2-Reduktionsstrategien

Peter Marco Lopion

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 506
ISBN 978-3-95806-493-5

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

JÜLICH
Forschungszentrum

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 506

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung
Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3)

Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO_2-Reduktionsstrategien

Peter Marco Lopion

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 506

ISSN 1866-1793 ISBN 978-3-95806-493-5

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten
sind im Internet über http://dnb.d-nb.de abrufbar.

Herausgeber und Vertrieb:	Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag 52425 Jülich Tel.: +49 2461 61-5368 Fax: +49 2461 61-6103 zb-publikation@fz-juelich.de www.fz-juelich.de/zb
Umschlaggestaltung:	Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH
Druck:	Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH
Copyright:	Forschungszentrum Jülich 2020

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 506

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2020)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-493-5

Vollständig frei verfügbar über das Publikationsportal des Forschungszentrums Jülich (JuSER)
unter www.fz-juelich.de/zb/openaccess.

This is an Open Access publication distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Kurzfassung

Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO_2-Reduktionsstrategien

Die Klimaziele der Bundesregierung sehen eine Reduktion der Treibhausgasemissionen Deutschlands um 80-95% bis zum Jahr 2050, gegenüber 1990, vor. Wie diese Ziele allerdings erreicht werden sollen, ist Gegenstand der aktuellen öffentlichen Diskussion. Die potenziellen Maßnahmen zur Umsetzung dieses Vorhabens sind vielseitig und komplex. Neben einem massiven Ausbau erneuerbarer Energien stehen ebenfalls alternative Antriebstechnologien im Verkehrssektor und Energieeffizienzmaßnahmen im Industrie- und Gebäudesektor als Optionen zur Verfügung. Der Einsatz dieser Technologien steht jedoch für einen disruptiven Wandel des derzeitigen Energiesystems. Die Rückwirkungen auf andere Bereiche des Systems und die damit einhergehenden Kosten sind nur schwer abzuschätzen.

Aus diesem Grund verfolgt diese Arbeit das Ziel, ein Energiesystemmodell zu entwickeln, welches in der Lage ist, solche technischen Zusammenhänge und resultierenden Kosten zu ermitteln. Auf diese Weise bietet es eine Entscheidungsgrundlage zur Planung kosteneffizienter CO_2-Reduktionsstrategien. Bei dem entwickelten Modell handelt es sich um ein Optimierungsmodell zur Minimierung der Gesamtsystemkosten des Energiesystems unter Einbeziehung der CO_2-Emissionen aller Sektoren. Es zeichnet sich durch neuentwickelte methodische Ansätze zur Reduktion der Berechnungsdauer mittels Zeitreihenaggregation, der Erhöhung des erfassten Detailgrads und der Berücksichtigung von Kostenunsicherheiten aus. Somit kann ein konsistentes, sektorenübergreifendes, technologieoffenes, normatives Energieszenario für Deutschland generiert werden.

Die Ergebnisse weisen eine komplexe Transformation des Energiesystems in allen Sektoren auf. Insgesamt zeigt sich, dass die CO_2-Reduktion im Industriesektor mit den höchsten spezifischen Vermeidungskosten verbunden ist. Der Industriesektor ist entsprechend für 43-72% der verbleibenden CO_2-Emissionen im Jahr 2050 verantwortlich. Diese verbleibenden Emissionen sind, trotz weitreichender Energieeffizienzmaßnahmen in allen Sektoren und einer deutlichen Reduktion des Endenergieverbrauchs um 33-36%, zu erwarten. Systemübergreifend stellen sich zur Umsetzung des 80%-Reduktionsziels jährliche Mehrkosten von ca. 49 Mrd. €/a bzw. ca. 128 Mrd. €/a bei der Reduktion um 95% ein. Die kumulierten Gesamtkosten der geplanten Energiewende liegen bis zum Jahr 2050 bei 655 Mrd. € bzw. 1.850 Mrd. €.

Im Energiesektor zeigt sich die Bedeutung des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Zur Einhaltung der Klimaziele ist eine installierte Leistung von bis zu 296 GW im 80%-Reduktionsszenario und auf bis zu 471 GW im 95%-Reduktionsszenario erforderlich. Gleichzeitig ist mit einem Anstieg des Nettostromverbrauchs um bis zu 46-102% gegenüber heute zu rechnen, insbesondere aufgrund der Sektorenkopplung. Dies ist vor allem auf PtX-Maßnahmen (Power-to-Heat, Power-to-H_2 und E-Mobilität) mit einem zukünftigen Strombedarf von bis zu 307-538 TWh/a zurückzuführen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei einer Emissionsreduktion um 95% muss zudem mit internationalen Importen erneuerbarer Energieträger von bis zu 364 TWh/a geplant werden.

Schlagwörter: Systemanalyse, Energiesystemmodell, CO_2-Reduktionsstrategien, quadratische Optimierung, Kostenunsicherheiten

Abstract

Model-Based Analysis of Cost-Efficient CO_2 Reduction Strategies

The climate goals of the federal government of Germany provide for a reduction of greenhouse gas emissions by 80-95% by the year 2050, compared to 1990. However, it is part of the current public discussion how these targets could be achieved. The potential measures to implement this project are varied and complex. In addition to a massive expansion of renewable energies, alternative drive technologies in the transport sector and energy efficiency measures in the industrial and building sector represent potential measures. However, the use of these technologies represents a disruptive change in the current energy system, whose repercussions on other areas of the system and the associated costs are difficult to estimate.

For this reason, the aim of this work is to develop an energy system model that is capable of determining such technical correlations and resulting costs. In this way, it provides a basis for decision-making in the planning of cost-effective CO_2 reduction strategies. The developed model is an optimization model for minimizing the total costs of the energy system comprising the CO_2 emissions of all sectors. Based on newly developed methodical approaches, it is able to reduce the calculation time through time series aggregation, to increase the recorded level of detail and to consider cost uncertainties. Thus, this represents an approach on generating a consistent, cross-sectoral and technology-open energy scenario for Germany.

The results show a complex transformation of the energy system in all sectors. Overall, it reveals that CO_2 reduction in the industrial sector is associated with the highest specific abatement costs. The industrial sector is correspondingly responsible for 43-72% of the remaining CO_2 emissions in 2050. These emissions remain, despite far-reaching energy efficiency measures in all sectors and a significant reduction in final energy consumption by up to 33-36%. This will lead to an increase of annual costs by 49 bn €/a (for 80% CO_2 reduction) to 128 bn €/a (for 95% CO_2 reduction). The cumulative total costs of the planned energy system transformation are 655-1,850 bn € until 2050.

In the energy sector, the importance of expanding renewable energies is evident. In order to meet the climate goals, it is necessary to expand the installed capacity up to 296 GW in the 80% reduction scenario and up to 471 GW in the 95% reduction scenario. At the same time, an increase in net electricity consumption of up to 46-102% due to sector coupling is expected, compared to today. This is mainly due to PtX measures (Power-to-Heat, Power-to-H_2 and E-Mobility) with a future net electricity consumption of up to 307-538 TWh/a. In order to guarantee security of supply with a 95% reduction in emissions, international imports of renewable energy carriers of up to 364 TWh/a must also be planned.

Key words: **system analysis, energy system model, CO_2 reduction strategies, quadratic optimization, cost uncertainties**

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung I
Abstract III
Inhaltsverzeichnis V
Abkürzungsverzeichnis IX
Symbolverzeichnis XIII
1 Einleitung 1
1.1 Motivation 2
1.2 Zielsetzung und Gliederung der Arbeit 3
2 Stand der nationalen Energiesystemmodellierung 7
2.1 Nationale Energiesystemmodellierung 7
2.1.1 Charakterisierung von Energiesystemmodellen 7
2.1.2 Nationale Energiesystemmodelle 12
2.2 Energieszenarien für Deutschland 18
2.3 Zusammenfassung und Fazit 28
3 Grundlagen der Energieversorgung 31
3.1 Rahmenbedingungen 31
3.2 Energiesektor 39
3.2.1 Struktur des Energiesektors 39
3.2.2 Konventionelle Kraftwerke 43
3.2.3 Erneuerbarer Energien 45
3.2.4 Energiespeichertechnologien und Power-to-X 51
3.2.5 Modellimplementierung 53
3.3 Gebäudesektor 54
3.3.1 Struktur des Gebäudesektors 54
3.3.2 Aggregierte Nachfrageprofile 56
3.3.3 Dezentrale Strom- und Wärmeversorgung 60
3.3.4 Elektrogeräteausstattung und Sanierungsoptionen 62
3.3.5 Modellimplementierung 64
3.4 Industriesektor 65
3.4.1 Struktur des Industriesektors 66
3.4.2 Aggregierte Energienachfrage 68
3.4.3 Industrieprozesse und Prozessenergiebereitstellung 69
3.4.4 Modellimplementierung 71

3.5 Verkehrssektor 72
3.5.1 Struktur des Verkehrssektors 72
3.5.2 Aggregierte Nachfrageprofile 73
3.5.3 Alternative Antriebe und Kraftstoffe 75
3.5.4 Modellimplementierung 76
3.6 Zusammenfassung 77
4 Methodischer Modellierungsansatz 79
4.1 Modellbeschreibung 79
4.1.1 Mathematischer Ansatz und Systemgrenzen 79
4.1.2 Modellvalidierung 83
4.2 Kostenunsicherheiten 85
4.2.1 Investitionskostenanalyse 86
4.2.2 Analytischer und mathematischer Ansatz 87
4.2.3 Validierung des Ansatzes 89
4.2.4 Diskussion 92
4.3 Transformationspfadanalyse 93
4.3.1 Konzeptionierung 93
4.3.2 Bestandsentwicklung und Marktdurchdringungseffekte 98
4.3.3 Diskussion 101
4.4 Versorgungsinfrastrukturen 103
4.5 Synthetische kalte Dunkelflaute 108
4.6 Zusammenfassung 110
5 Auswertung der CO_2-Reduktionsstrategien 113
5.1 Referenzszenarien: 80% und 95% CO_2-Reduktion 113
5.1.1 Gesamtsystem 114
5.1.2 Energiesektor 120
5.1.3 Gebäudesektor 132
5.1.4 Industrie- und Gewerbesektor 137
5.1.5 Verkehrssektor 142
5.1.6 Einordnung in die Literatur 149
5.1.7 Zusammenfassung und Diskussion 155
5.2 Sensitivitätsanalyse 158
5.2.1 Zeitreihenaggregation 158
5.2.2 Investitionskostenabbildung 161
5.2.3 Infrastrukturaspekte 163
5.2.4 Energieimporte und -exporte 164

5.2.5 Synthetische Dunkelflaute ... 168
5.2.6 Sensitivitätsanalyse des CO_2-Reduktionsziels ... 169
5.2.7 Zusammenfassung und Diskussion ... 172
6 Zusammenfassung ... 175
Anhang ... 181
A Modellübersicht ... 181
B Modelleingangsdaten ... 189
C Techno-ökonomische Annahmen ... 197
D Zeitreihen ... 213
E Validierung der quadratischen Optimierung ... 219
F Detailergebnisse zu Kapitel 5.1 ... 221
G Sensitivitätsanalyse zu Eingangsparametern ... 225
Abbildungsverzeichnis ... 227
Tabellenverzeichnis ... 239
Literaturverzeichnis ... 243

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BAFA	Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BE-	Battery Electric (Batterieelektrisch)
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie
BESOM	Brookhaven Energy System Optimization Model
BEV	Battery Electric Vehicle (Batterieelektrisches Fahrzeug)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
BWS	Bruttowertschöpfung
CAPEX	CAPital EXpenditures (Investitionsausgaben)
CC	Carbon Capture (CO_2-Abscheidung)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO_2-Abscheidung und Speicherung)
CCU	Carbon Capture und Utilization (CO_2-Abscheidung und Nutzung)
CIE-	Compression Ignition Engine (Kompressionszündungsmotor)
CIMS	Canadian Integrated Modeling System
CNG	Compressed Natural Gas (Komprimiertes Erdgas)
dena	Deutsche Energie-Agentur
DF-	Dachflächen-
DLR	Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt
DSM	Demand-Side-Management (Laststeuerung)
DynEMo	Dynamic Energy Model
E5/E10/E85	Ottokraftstoff mit einem Ethanolanteil von 5/10/85 Prozent
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENPEP	Energy and Power Evaluation Program
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity

Abkürzung	Bedeutung
ESME	Energy System Modeling Environment
ewi	Energiewirtschaftliches Institut
EZFH	Ein- und Zweifamilienhaus
FC	Fuel Cell (Brennstoffzelle)
FCE-	Fuel Cell Electric (Brennstoffzellenelektrisch)
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenelektrisches Fahrzeug)
FF-	Freiflächen-
F-Gase	Fluorierte Treibhausgase
FORTRAN	FORmula TRANslation
FT	Fischer-Tropsch
GAMS	General Algebraic Modeling System
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GMFH	Großmehrfamilienhaus
H-	Hybrid-
HDV	Heavy-Duty-Vehicle (Schwere Lkw)
HTW	Hochschule für Technik und Wirtschaft
ICEV	Internal-Combustion-Engine-Vehicle (Verbrennugnsmotor-Fahrzeug)
IKARUS	Instrumente für Kilmagas-Reduktionsstrategien
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
ISE	Institut für Solare Energiesysteme
IWES	Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
lb	Lower bound (Unterer Grenzwert)
LDV	Light-Duty-Vehicle (Leichte Lkw)
LEAP	Long-range Energy Alternatives Planning
LED	Light-Emitting Diode (Leuchtdiode)
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas)
LP	Linear Programming (Lineare Programmierung)
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)

Abkürzung	Bedeutung
MARKAL	MARKet and Allocation
MATLAB	MATrix LABoratory.
MESSAGE	Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact
MFH	Mehrfamilienhaus
MILP	Mixed-Integer Linear Programming (Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programmierung)
NE-	Nicht-Eisen-
NEMS	National Energy Modeling System
NWG	Nichtwohngebäude
OEMOF	Open Energy Modeling Framework
OHW	Overhead-Wire (Oberleitung)
OPEX	OPerational EXpenditures (Betriebsausgaben)
OSeMOSYS	Open Source Energy Modeling System
PEM	Proton Exchange Membrane (Protonen-Austausch-Membran)
PEV	Primärenergieverbrauch
PIH-	Plug-In-Hybrid-
PIHV	Plug-In-Hybrid-Vehicle (Plug-In-Hybrid-Fahrzeug)
Pkw	Personenkraftwagen
PRIMES	Price-Induced Market Equilibrium System
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtH_2	Power-to-Hydrogen
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
QP	Quadratic Programming (Quadratische Programmierung)
REMIND-D	Refined Model of long-term Investment Decisions – Deutschland
REMix	Renewable Energy Mix for sustainable energy supply in Europe
REMod-D	Regenerative Energien Modell – Deutschland
rSOC	Reversible Solid Oxide Cell (Reversible Festoxid-Zelle)
SIE-	Spark Ignition Engine (Selbstzündungsmotor)

Abkürzung	Bedeutung
SNG	Synthetic Natural Gas (Synthetisches Erdgas)
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Festoxidbrennstoffzellen)
Temoa	Tools for Energy Model Optimization and Assessment
TESOM	Time-stepped Energy System Optimization Model
THG	Treibhausgase
TIMES	The Integrated MARKAL-EFOM System
TRL	Technology Readiness Level (Technologie-Reifegrad)
ub	Upper bound (Oberer Grenzwert)
UBA	Umweltbundesamt
VBA	Visual Basic for Applications
VLS	Volllaststunden
VÖ	Veröffentlichung
WG	Wohngebäude
WKA	Windkraftanlage

Symbolverzeichnis

Symbol	Einheit	Bedeutung
a	€/kW	Spezifische Investitionskosten
A_{fix}	€	Jährliche Gesamtfixkosten
C_0	€/kW	Durchschnittliche spezifische Investitionskosten
e	-	Energie-/Stoffströme-Index
E	-	Energie-/Stoffströme-Indexmenge
e_u	-	Bezugsgröße zur Dimensionierung (Umwandlungstechnologien)
h	-	Sammelknoten-Index
i	-	Zinssatz
k	-	Kanten-Index
K	-	Kanten-Indexmenge
$K_{h,aus}$	-	Kanten-Indexmenge (Sammelknoten; ausgehend)
$K_{h,ein}$	-	Kanten-Indexmenge (Sammelknoten; eingehend)
K_p	-	Kanten-Indexmenge (Nachfragen)
K_q	-	Kanten-Indexmenge (Quellen)
K_s	-	Kanten-Indexmenge (Speichertechnologien)
K_u	-	Kanten-Indexmenge (Umwandlungstechnologien)
L_s	-	Kapazitätsfaktor (Speichertechnologien)
m_{fix}	-	Betriebskosten (fix) als Anteil der Kapitalkosten
m_{var}	€/kWh	Betriebskosten (variabel)
n	a	Nutzungsdauer
p	-	Nachfragen-Index
q	-	Quellen-Index
r	-	Annuitätenfaktor
s	-	Speichertechnologien-Index
t	-	Zeitpunkte-Index
Δt	h	Zeitschritt
T	-	Zeitpunkte-Indexmenge
u	-	Umwandlungstechnologien-Index
v	-	Steigung der spezifischen Investitionskostenkurve

Symbol	Einheit	Bedeutung
x	kW	Installierte Leistung
$\dot{x}$	kWh/h	Energie-/Stoffstrom
x_{lb}	kW	Unterer Grenzwert der installierten Leistung
x_{ub}	kW	Oberer Grenzwert der installierten Leistung
x_s	kWh	Installierte Speicherkapazität
$\hat{x}_s$	kWh	Speicherstand
y	-	Knoten-Index
Y	-	Knoten-Indexmenge
α_{fix}	€/kW	Kapitalkosten
η	-	Wirkungsgrad
$\eta_{s,aus}$	-	Entladungswirkungsgrad (Speichertechnologien)
$\eta_{s,ein}$	-	Ladungswirkungsgrad (Speichertechnologien)
$\eta_{s,sel}$	-	Selbstentladung (Speichertechnologien)
τ	-	Zwischenjahr
ω	kg_{CO2}/kWh	Spezifische CO_2-Emissionen
Ω_{max}	kg_{CO2}	Maximale jährliche CO_2-Emissionen

1 Einleitung

Mit der Veröffentlichung des Abschlussberichts der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung im Januar 2019 werden wichtige Weichen zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland gestellt. Nach der Änderung des Atomgesetzes im Jahr 2011 [1], welche die geordnete Stilllegung aller Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022 vorsieht, leiten die Empfehlungen der Kommission die weitere fundamentale Umstrukturierung des deutschen Energiesektors ein. Die konkreten Umsetzungsschritte zum Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2038 repräsentieren ein entscheidendes Vorhaben zur Einhaltung nationaler Klimaziele [2]. Dabei ergänzen sie die sektoralen Ziele und Maßnahmen aus dem Klimaschutzplan 2050 [3] zur Reduktion der Treibhausgasemissionen Deutschlands um 80-95% (gegenüber 1990) bis zum Jahr 2050 (vergleiche Abbildung 1.1) [4].

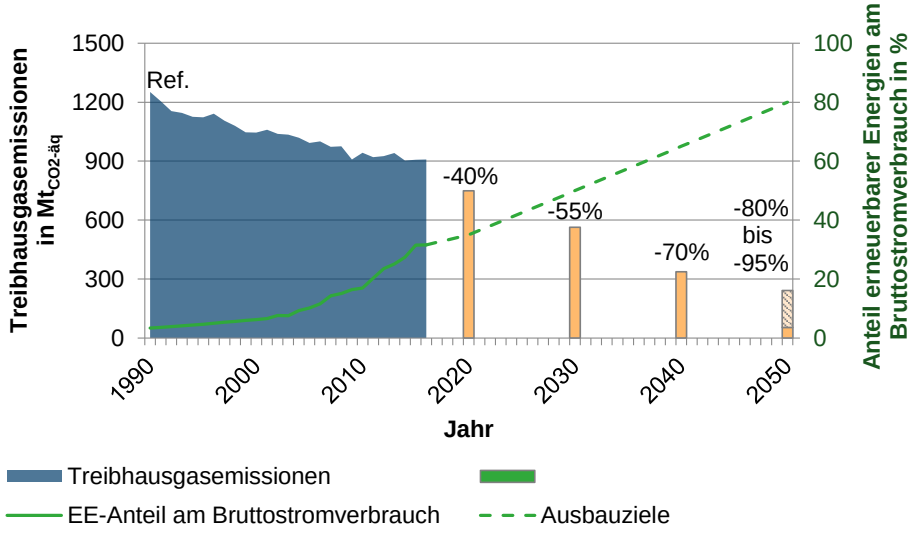


Abbildung 1.1: Treibhausgasemissionen und Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2016 sowie Emissions- und Ausbauziele bis 2050, basierend auf [5,6]

Aus dem Klimaschutzbericht 2017 [7] geht jedoch hervor, dass die Treibhausgasemissionen in Deutschland seit 2014 auf einem nahezu konstanten Niveau liegen. Um dennoch die ambitionierten Klimaziele der Bundesregierung einzuhalten, müssen bisherige vorgeschlagene Maßnahmen weiter konkretisiert und umgesetzt werden. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für das Erreichen der Ziele ist der Ausbau erneuerbarer Energien. Dies allein reicht allerdings nicht aus, um die Treibhausgasemissionen im geplanten Ausmaß zu verringern und muss durch weitere Maßnahmen zur Reduktion des Energiebedarfs in den Nachfragesektoren ergänzt werden [6]. Dies betrifft sowohl die Haushalte, Industrie und Gewerbe sowie den Verkehrsbereich. Die Bandbreite der zu ergreifenden Mittel reicht von Effizienzmaßnahmen in Gebäuden, über neue Verkehrskonzepte bis hin zu alternativen Industrieprozessen. Aufgrund der vielfältigen Verflechtungen und Wechselwirkungen zwischen diesen Sektoren ist eine belastbare Bewertung von CO_2-Reduktionsstrategien nur im Rah-

men des gesamten Energiesystems sinnvoll. Diese Komplexität erfordert techno-ökonomische Analysen solcher Strategien, unterstützt von Computermodellen. Die Entwicklung und Anwendung eines Energiesystemmodells zur Beurteilung kosteneffizienter CO_2-Reduktionsstrategien stellt den Kern der vorliegenden Arbeit dar.

1.1 Motivation

Zur Beantwortung nationaler energiewirtschaftlicher und klimapolitischer Fragestellungen liegt bereits eine Vielzahl von Modellen vor. Diese unterscheiden sich unter anderem in Bezug auf ihren Fokus, verwendete Eingangsdaten, die Modellstruktur, räumliche und zeitliche Auflösung sowie den Betrachtungshorizont. Bedingt durch die Vielschichtigkeit der Problematiken bei der Transformation des gesamten Energiesystems eines Landes werden zudem unterschiedliche Berechnungsansätze gewählt, getrieben von besseren computergestützten Berechnungskapazitäten und der höheren Detailtiefe verfügbarer Daten. [8]

Um die potenzielle zukünftige Energieversorgung und -nachfrage ganzheitlich unter Berücksichtigung technischer und ökonomischer Gesichtspunkte bewerten zu können, ist es notwendig, möglichst viele Aspekte eines solchen Energiesystems abzubilden. Eine fundamentale Eigenschaft eines entsprechenden Modells ist folglich die gemeinsame Betrachtung aller Energiesektoren. Nur wenn deren mögliche CO_2-Reduktionsmaßnahmen in Konkurrenz zueinanderstehen, können die aus volkswirtschaftlicher Perspektive minimalen CO_2-Vermeidungskosten ermittelt werden. Hierfür spielt der zugrundeliegende Betrachtungshorizont ebenso wie eine umfangreiche Bestandsaufnahme heutiger energietechnischer Anlagen eine entscheidende Rolle. Diese Faktoren gilt es bei der Betrachtung der möglichen Transformation des Energiesystems zu beachten. Während die aufgeführten Punkte obligatorisch für eine solche Untersuchung sind, gibt es viele weitere Aspekte, welche die Qualität und Aussagekraft eines modellbasierten Energieszenarios bestimmen.

Es hat sich gezeigt, dass bei der Berücksichtigung von sich heute noch in Entwicklung befindlicher Zukunftstechnologien ein Verbesserungsbedarf bei bestehenden Modellen vorliegt. Die Beurteilung der Zukunftsfähigkeit von technischen Anlagen unterliegt einem ständigen Wandel und dem Stand der Forschung. Dies umfasst insbesondere den Bereich der Sektorenkopplung. Technologien zur Elektrifizierung der Nachfragesektoren (Power-to-X) und vor allem zur Umsetzung von Wasserstoff sind oft nur unzureichend in die derzeitigen Analysen eingebunden. Neben der Einschätzung der technischen Entwicklung stellt hierbei zudem die Bewertung der Kostenentwicklung für solche Anlagen eine große Herausforderung dar. Diese sind mit Unsicherheiten verbunden, die aus Annahmen zu Lernkurven, Skaleneffekten, Marktdurchdringungen und technischen Entwicklungen hervorgehen. [9]

Ergänzend zur Kopplung verschiedener Sektoren, werden damit korrelierende Versorgungsinfrastrukturen an Bedeutung gewinnen. Vor allem im Verkehrsbereich stellen Betankungs- und Ladeinfrastrukturen einen zumeist vernachlässigten Aspekt mit großem Einfluss auf das Gesamtsystem dar. Ebenso starke Auswirkungen auf die zukünftige Energieversorgung wird der Umgang mit dem Energieträger Biomasse haben, der flexibel in allen Sektoren einsetzbar ist und folglich einer sinnvollen Allokation bedarf. Hiermit gehen ebenfalls Fragestellungen einher, wie sich Energie aus fluktuierenden, regenerativen Quellen saisonal speichern und nutzen lässt oder in welchen Bereichen Energie effizienter umgesetzt

werden kann. Aus diesen Gründen liegt die Motivation für die Entwicklung eines neuen Energiesystemmodells in der Kompensation der genannten Defizite existierender Modelle.

1.2 Zielsetzung und Gliederung der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines sektorenübergreifenden Energiesystemmodells für Deutschland sowie die anschließende Analyse kostenminimaler CO_2-Reduktionsstrategien bis zum Jahr 2050. Es sollen konsistente Strategien entstehen, die zur Einhaltung der Klimaziele führen. Mit Hilfe eines geschlossenen Modells sollen die Rückkopplungseffekte des Ausbaus bzw. Einsatzes alternativer, erneuerbarer und effizienter Technologien auf das Gesamtsystem untersucht werden. Durch neuentwickelte Methoden und deren Übertragung auf die vorliegende Problemstellung soll zudem die Ergebnisqualität im Vergleich zu existierenden Modellen verbessert und die nötige Berechnungsdauer reduziert werden. Hierbei kommt beispielsweise ein Ansatz zur Aggregation von Zeitreihen zur Anwendung. Dieser erlaubt es, die Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien sowie die Einbindung von Speichertechnologien unter hoher zeitlicher Auflösung zu berücksichtigen, bei gleichzeitiger Reduktion der Berechnungsdauer. Außerdem umfassen die entwickelten Methoden Ansätze zur Berücksichtigung von Kostenunsicherheiten mittels eines quadratischen Optimierungsansatzes und zu einer myopischen Transformationspfadanalyse. Des Weiteren wird eine Methode zur Erfassung von Infrastrukturen sowie von Energieimporten und -exporten entwickelt, aufbauend auf einer räumlichen Pseudo-Auflösung. Zusätzlich werden die Auswirkungen einer kalten Dunkelflaute auf das Energiesystem berücksichtigt. Basierend auf diesen Ansätzen sollen technologisch unvoreingenommene und konsistente, normative Energieszenarien für Deutschland erstellt werden. Dies soll neue Blickwinkel auf die Problematik eröffnen und Endscheidungsfindungsprozesse zur zukünftigen Energieversorgung Deutschland unterstützen.

Zur Einordnung des aktuellen Stands der Forschung wird in Kapitel 2 ein Überblick der Systemanalyse nationaler Energiesysteme gegeben. Dafür wird zunächst ein Schema zur Charakterisierung von Energiesystemmodellen vorgestellt. Unter Anwendung dieses Schemas ist es möglich, bisherige Modelle mit ähnlicher Zielsetzung zu identifizieren, welche anhand ihrer wichtigsten Eigenschaften im Folgenden vorgestellt werden. Nach der Vorstellung der Modellierungsansätze erfolgt ergänzend eine Kurzbeschreibung der Ergebnisse aktueller Energieszenarien für Deutschland. Eine abschließende Diskussion der Modelle und Szenarien gibt eine Übersicht zu Trends und Herausforderungen in der Energiesystemmodellierung und leitet den aktuellen Forschungsbedarf ab.

Die strukturellen Grundlagen der deutschen Energieversorgung und des Modells sowie dessen Eingangsdaten werden in Kapitel 3 präsentiert. Nach der Zusammenfassung der energieverbrauchsrelevanten Nachfragen sowie den technischen und ökonomischen Rahmendaten, werden die einzelnen Energiesektoren im Detail in den nachfolgenden Unterkapiteln vorgestellt. Als erstes wird der Energiesektor beschrieben, welcher die zentrale Energieversorgung repräsentiert. Hierbei wird auf konventionelle Kraftwerke, erneuerbare Energien, Speichertechnologien und die verwendeten Strom- bzw. Wärmeprofile eingegangen. Anschließend erfolgen Erläuterungen zu den Nachfragesektoren. Im Gebäudebereich werden, nach einer Strukturierung und Systematisierung des Sektors, Optionen zur thermi-

schen Gebäudesanierung sowie zur Steigerung der elektrischen Energieeffizienz im Rahmen der Elektrogeräteausstattung aufgezeigt. Die Darstellung des Industriesektors beginnt ebenfalls mit einer Skizzierung der vorliegenden Strukturen. Ergänzend werden die Stahl- und Zementherstellung aufgrund ihrer Relevanz auf Prozessebene analysiert und alternative Verfahren aufgezeigt. Für alle weiteren Industriezweige werden Optionen der Prozesswärmebereitstellung veranschaulicht. Bei dem letzten Nachfragesektor handelt es sich um den Verkehrsbereich, für welchen Struktur und alternative Antriebstechnologien untersucht werden. Die Beschreibung der modellseitigen Implementierung der Sektoren erfolgt jeweils am Ende der einzelnen Unterkapitel. Abschließend werden Stärken und Schwächen der gewählten Modellierungsansätze diskutiert.

Kapitel 4 umfasst die mathematische Modellbeschreibung und die Erläuterung der entwickelten und implementierten Methoden. Diese umfassen einen Ansatz zur Zeitreihenaggregation und zur Berücksichtigung von Kostenunsicherheiten, das Vorgehen bei der Transformationspfadanalyse, die Implementierung von Versorgungsinfrastrukturen sowie die Einbindung der Effekte einer kalten Dunkelflaute. Zunächst wird der analytische und mathematische Ansatz beschrieben sowie dessen Validierung und Verifizierung. Die Herangehensweise zur Einbindung von Kostenunsicherheiten in die Modellierung stützt sich auf die Ergebnisse einer Investitionskostenanalyse, welche im Anschluss vorgestellt wird. Zur Pfadanalyse der Energiesystemtransformation wird auf das zugrundeliegende Konzept sowie auf die Bestandsentwicklung und auf Marktdurchdringungseffekte eingegangen. Zur Darstellung der Infrastrukturaspekte wird zuerst das Prinzip der eingeführten räumlichen Pseudo-Auflösung eingegangen und nachfolgend auf die einzelnen Versorgungsnetze. Außerdem wird ein Ansatz zur Berücksichtigung einer kalten Dunkelflaute erläutert, um deren Effekte auf die Anlagenauslegung im System zu untersuchen. Eine Diskussion der jeweiligen Methoden wird am Ende der Unterkapitel durchgeführt und abschließend zusammengefasst.

In Kapitel 5 werden die Ergebnisse der Arbeit beschrieben und ausgewertet. Zunächst erfolgt die Vorstellung von zwei Referenzszenarien, welche eine Reduktion der CO_2-Emissionen Deutschlands um 80% bzw. 95% verfolgen. Dazu werden Ergebnisse und Konsequenzen in allen Energiesektoren präsentiert sowie anschließend mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen hinsichtlich der angewandten Methoden und den gesetzten CO_2-Reduktiosnzielen bewertet. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse stehen die Auswirkungen der Zeitreihenaggregation, unterschiedlicher Zielfunktionen, von Infrastrukturaspekten, von Energieimporten und -exporten sowie einer kalten Dunkelflaute im Fokus. Außerdem wird eine Analyse der CO_2-Vermeidungskosten in Deutschland durchgeführt und es werden Schlüsseltechnologien zur Erreichung der jeweiligen CO_2-Reduktiosnziele identifiziert. Die Diskussion der Ergebnisse erfolgt in den jeweiligen Unterkapiteln.

Im sechsten Kapitel werden das Vorgehen und die Ergebnisse aus den einzelnen Kapiteln im Kontext der gesamten Arbeit zusammengefasst. Die wichtigsten Kennzahlen der Ergebnisse sind noch einmal hervorgehoben.

Eine grafische Aufarbeitung der beschriebenen Struktur der Arbeit findet sich in Abbildung 1.2.

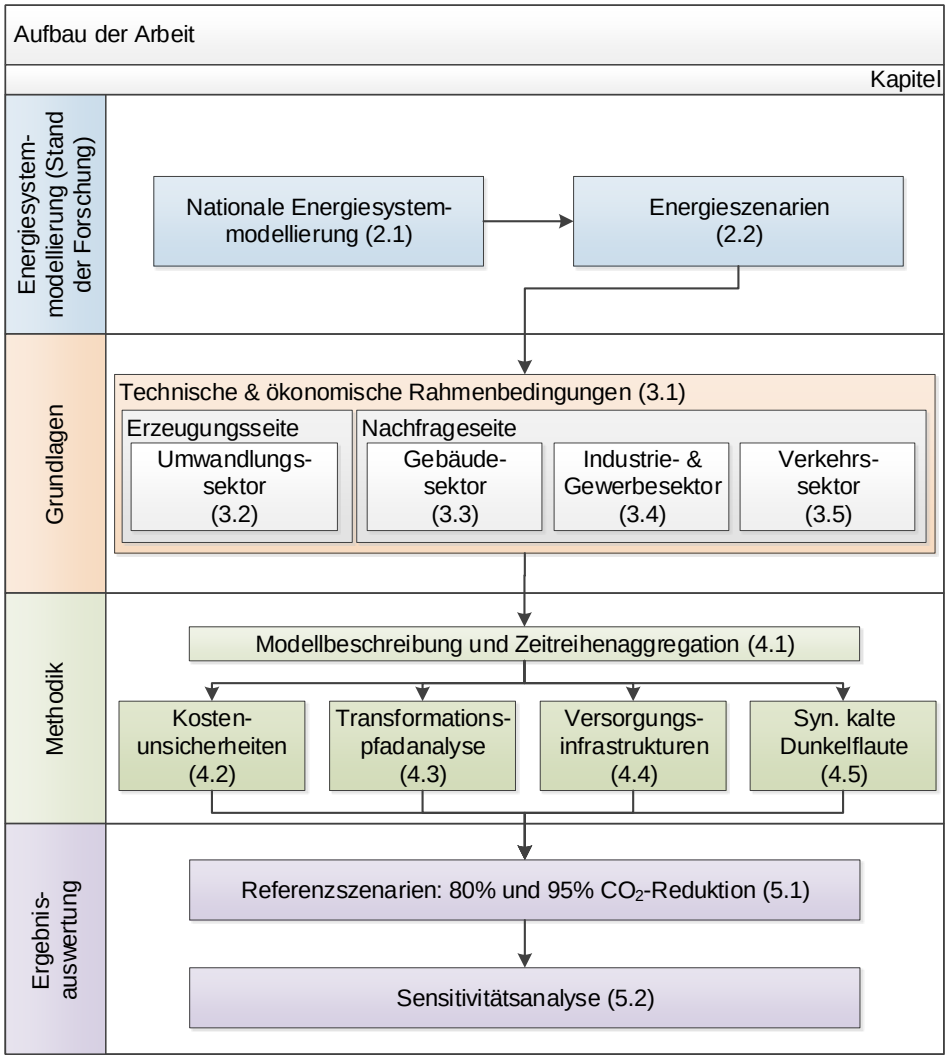


Abbildung 1.2: Aufbau der Arbeit (Kapitelnummer in Klammern)

2 Stand der nationalen Energiesystemmodellierung

Zur Einordnung des Stands der Forschung im Bereich der Energiesystemmodellierung wird im Folgenden auf die relevantesten existierenden Modelle der nationalen Energiesystemanalyse (Kapitel 2.1) und aktuelle Energieszenarien (Kapitel 2.2) für Deutschland eingegangen. Basierend auf diesen Untersuchungen werden im Anschluss die Zielsetzungen für die Modellbildung und die Szenarienentwicklung dieser Arbeit in Form einer Zusammenfassung und eines Fazits (Kapitel 2.3) abgeleitet.

Der Literaturüberblick aus Kapiteln 2.1 sowie Teile der Zusammenfassung und Diskussion (Kapitel 2.3) basieren auf der Vorveröffentlichung Lopion et al. (2018) [9]. Der vorliegende Text und die zugehörigen Abbildungen bzw. Tabellen wurden hieraus übersetzt und an gegebener Stelle angepasst oder ergänzt.

2.1 Nationale Energiesystemmodellierung

Im Rahmen dieses Kapitels wird ein Überblick zum Status Quo sowie zu Trends und Herausforderungen der Energiesystemmodellierung auf nationaler Ebene gegeben. Aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Energiesystemmodelle wird im Folgenden zunächst auf deren Charakterisierung eingegangen. Hierbei werden Modelleigenschaften definiert, anhand derer sich die Anwendbarkeit von Modellen auf die Fragestellungen dieser Arbeit bestimmen lässt. Die auf diese Weise identifizierten Modelle werden im Anschluss hinsichtlich ihrer Entwicklung und ihrer individuellen Eigenschaften untersucht. In Kombination mit den anschließend analysierten Anforderungen bei der Erstellung von Energieszenarien werden die Rückschlüsse für die eigene Modellentwicklung in Form eines Fazits in Kapitel 2.3 gezogen.

2.1.1 Charakterisierung von Energiesystemmodellen

Analysen des heutigen Energiesystems und die Erstellung von Energieszenarien stützen sich in der Regel auf Berechnungen von Energiesystemmodellen [10,11]. Die Notwendigkeit des Einsatzes von Modellen wird bedingt durch die zahlreichen Vernetzungen zwischen den Energiesektoren und individuellen Technologien, welche die Planung nationaler Dekarbonisierungsstrategien komplex gestalten [12]. Zudem ist die Projektion der zukünftigen Energienachfrage und -versorgung an den Einfluss von Klima und Wetter, sozio-ökonomischen Faktoren, technologischen Entwicklungen und Potenziale gekoppelt [13,14,15]. Aus diesem Grund sind die Ergebnisse solcher Modelle immer an definierte Szenarien sowie an die zugrundeliegenden Strukturen gebunden [14,16].

Zur Einordnung der Energiesystemmodelle ist es zunächst wichtig, deren historische Entwicklung zu betrachten. Erste dokumentierte, systematische Ansätze finden sich bereits in Barnett (1950) [11,17]. Einhergehend mit steigenden Rechenkapazitäten entstehen anschließend in den 1970er und 1980er Jahren erste computergestützte Modelle [18,19,20,21]. Bis zum Ende der 1970er Jahre unterliegt die nationale Stromversorgung meist einem Monopol der jeweiligen Regierungen oder wird zumindest stark von diesen reguliert [22]. Diese Situation spiegelt sich ebenfalls in den Zielsetzungen damaliger Energiesystemmodelle wider. Die Bedeutung der Versorgungssicherheit ist ein maßgeblicher Treiber für den steigenden Bedarf an strategischen Reserven bei den langfristigen Planungen im Energiesektor [22,23]. Als Konsequenz entstehen Modelle wie das

Brookhaven Energy System Optimization Model (*BESOM*), welches zur Bewertung von Energiepolitik und eingesetzten Technologien entwickelt wurde [19]. Abgeleitete Modelle, wie 'Market Allocation' (*MARKAL*) und 'Time-stepped Energy System Optimization Model' (*TESOM*), verfolgen das Ziel Langfristszenarien zu entwickeln, die neue Technologien im Energiesystem berücksichtigen [20,21]. Getrieben durch die Ölkrise im Jahr 1973 und die Liberalisierung der Energiemärkte in den 1980er und 1990er Jahren entsteht die Nachfrage nach einer neuen Generation von Modellen [24,25,26,27]. Diese Zeit steht ebenfalls für einen wechselnden Fokus in der globalen Energiesystemforschung von Umweltaspekten, wie der Versauerung, hin zum Klimaschutz und Treibhausgasemissionen [28,29]. Das Aufkommen der Treibhausgasreduktion als relevantes Thema der Energieforschung manifestiert sich später durch die Verabschiedung des Kyoto-Protokolls im Jahr 1997 [30,31,32]. Als Ergebnis entstehen erste Energiesystemmodelle mit einem Schwerpunkt auf Treibhausgasen [33,34]. Jedoch liegt die generelle Fragestellung hinter den meisten Modelle dieser Zeit weiterhin auf wirtschaftlichen Aspekten, Marktverhalten, technischen Problemen und dem Umweltschutz [29]. In den 2000er und 2010er Jahren rücken schließlich erneuerbare Energien und der zunehmende Flexibilitätsbedarf in den Vordergrund [29]. Dies führte zum endgültigen Aufstieg der Treibhausgasreduktion als zentrales Thema der Energiesystemforschung. Die Abhängigkeit der Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien von vorliegenden Wetterbedingungen bedingt jedoch auch eine zunehmende Nachfrage nach höherer räumlicher und zeitlicher Auflösung zur adäquaten Abbildung dieser Technologien in den Modellen [35,36,37,38]. Hierdurch entsteht wiederum der Bedarf der weiteren Steigerung von Rechenkapazitäten [39,40,41].

Um eine Zusammenstellung existierender Energiesystemmodelle zu erstellen sowie zu deren Charakterisierung eignen sich insbesondere Übersichtsartikel aus Fachzeitschriften. Bedingt durch die wenigen entwickelten Modelle in den 1970er und 1980er Jahren entstehen die ersten nennenswerten, veröffentlichten Rezensionen durch Beaver (1993) [42] und Grubb et al. (1993) [43]. Sie geben eine Zusammenfassung der wichtigsten Modelle dieser Zeit, mit dem vorherrschenden Fokus auf energiewirtschaftliche Aspekte. Einhergehend mit der Entwicklung weiterer Modelle entsteht ebenfalls der Bedarf nach einer systematischen Klassifizierung der einzelnen Modelle [43]. Der erste umfassende Ansatz hierfür wird von van Beeck (2000) [44] beschrieben. Im Artikel wird eine Systematik eingeführt, welche sich auf die meisten Modelle übertragen lässt. Jebaraj und Iniyan (2004) [45] geben ebenso einen Überblick zu aktuellen Modellen, jedoch liegt der Schwerpunkt der vorgenommenen Charakterisierung auf der Zielsetzung der Modelle. Ein weiterer anwendungsorientierter Übersichtsartikel wird von Sahir und Qureshi (2006) [46] veröffentlicht. Connolly et al. (2009) [47] untersuchen insgesamt 68 Energiemodelle bzw. -werkzeuge und geben eine detaillierte Beschreibung zu 37 dieser Modelle. Ein Jahr später veröffentlichen Bhattacharyya und Timilsina (2010) [48] eine Rezension mit dem Fokus auf den Einsatzgebieten der untersuchten Modelle. Diese bietet einen Einblick in die vorausgesetzten Rechenkapazitäten und Parameterdaten sowie eine qualitative Einschätzung zum erforderlichen Fachwissen zur Nutzung der Modelle. Im Gegensatz dazu, gliedern Nakata et al. (2011) [49] die betrachteten Modellierungsansätze anhand von deren spezifischem Einsatz bzw. von Fallbeispielen. Ein weiterer Artikel von Zeng et al. (2011) [50] analysiert explizit Optimierungsmodelle zur energiewirtschaftlichen Planung und Treibhausgasreduktion unter Unsicherheiten. Im Jahr 2012 veröffentlichen Weijermars et al. (2012) [51] ebenfalls einen

Artikel zu Optimierungsmodellen. Pfenninger et al. (2014) [29] erfassen diverse Energiemodelle und skizzieren zukünftige Herausforderungen der Systemanalyse. Eine sehr umfangreiche Übersicht bieten zudem Hall und Buckley (2016) [52], die anhand einer Meta-Analyse zu fast 100 Modellen für Großbritannien eine Kategorisierung durchführen. Collins et al. (2017) [53] stellen einen Modellvergleich basierend auf der zugrundeliegenden Methodik auf und Groissböck (2019) [54] gibt einen Überblick zu *open source*-Modellen sowie eine Bewertung ihrer Einsatzfähigkeit.

Die beschriebenen Übersichtsartikel dienen als Grundlagen zur Identifikation existierender Modelle. In einem zweiten Schritt gilt es diese zu charakterisieren. Dies dient der Identifikation geeigneter, existierender Modelle zur nationalen Energiesystemanalyse, um nachfolgend Anforderungen für die eigene Modellbildung zu definieren. Dabei ist das grundlegende Kriterium zur Auswahl der Modelle, deren Eigenschaft bei strategischen Planungsentscheidungen zur zukünftigen Energieversorgung eines Staates und der Umsetzung von Klimaschutzzielen unterstützen zu können. Hieraus leiten sich drei Mindestanforderungen für potenzielle Modelle ab:

- Auslegung des geografischen Horizonts auf eine nationale Ebene
- Berücksichtigung aller Energiesektoren
- Konzeptionierung für die Unterstützung politischer Entscheidungsfindungsprozesse

Die Art und Weise der Unterstützung ist dabei nicht weiter definiert und kann unterschiedlich ausgelegt sein. Die jeweilige Zielsetzung kann je nach Modellierungsansatz variieren [29,45,55]. Beispiele für aktuelle Untersuchungsgegenstände sind die Interaktionen zwischen Technologien verschiedener Sektoren, Dekarbonisierungspfade, die Auswirkungen von klimapolitischen Instrumenten sowie Kostenabschätzungen zu solchen Maßnahmen [56].

Unter Anwendung dieser Filterkriterien werden 24 Modelle und Modellgeneratoren zur weiteren Analyse herangezogen: *Balmorel, BESOM, Calliope, CIMS, DynEMo, E4Cast, EnergyPLAN, ENPEP-BALANCE, ESME, IKARUS, LEAP, MARKAL* (basierend auf *BESOM*), *MESSAGE, NEMS, OEMOF, OSeMOSYS, PRIMES, REMIND-D, REMix, REMod-D, SCOPE, Temoa, TIMES* (basierend auf *MARKAL* und *EFOM*), *TESOM* (basierend auf *BESOM*). Eine detaillierte Beschreibung der Modelle findet sich in Anhang A.

Zur weiteren Beschreibung der Modelle gibt es ebenfalls eine Vielzahl an möglichen Kriterien. Van Beeck (2000) [44] stellt einen Katalog aus neun Kriterien zur qualitativen Bewertung vor. Die meisten der Kriterien werden ebenfalls von Connolly et al. (2010) [47] aufgegriffen und hinsichtlich der Frage ergänzt, ob die Modelle in der Lage sind, Systeme basierend auf 100% erneuerbaren Energien abzubilden. Des Weiteren präsentieren Hall und Buckley (2016) [56] in ihrem Artikel 14 Bewertungskategorien sowie eine Auswahl an möglichen Attributen, die diesen zugeschrieben werden können. Sie ergänzen Aspekte zur Beurteilung, wie die generelle Einbindung von erneuerbaren Energien, Speichertechnologien, Nachfrageprofilen und die Berücksichtigung von Kosten [56]. Dies beantwortet jedoch nicht die Frage, auf welche Weise die Technologien implementiert sind, sondern nur welche Technologien überhaupt eingebunden sind [56]. Im Gegensatz zu Sahir und Qureshi (2006) [46], Connolly et al. (2010) [47], Bhattacharyya und Timilsina (2010) [48]

sowie Zeng et al. (2011) [50] werden hier somit quantitative Angaben aufgeführt. Ausgehend von diesen Kriterien wird im Folgenden ein eigener Ansatz zur Charakterisierung von Energiesystemmodellen vorgestellt.

Wie Tabelle 2.1 zu entnehmen ist, werden neun Kriterien zur Vorauswahl der Modelle herangezogen. Dabei werden qualitative, vergleichende Aspekte nicht für die Charakterisierung herangezogen. Dies betrifft beispielsweise die Einbindung von Techniken und deren Kosten sowie die zugehörigen Datenanforderungen. Bezüglich des mathematischen Ansatzes liegt ein breites Spektrum an Möglichkeiten vor, von denen viele Modelle gleich mehrere nutzen, weshalb dieses Kriterium ebenfalls nicht berücksichtigt wird [57]. Im Vergleich zu anderen Ansätzen, werden auch drei Kriterien ergänzt. Zum einen wird neben der zeitlichen Auflösung ebenso die räumliche Auflösung in Betracht gezogen. Zum anderen werden das Vorgehen bei der Transformationspfadanalyse und die Entwicklungsumgebung berücksichtigt. Ergänzt um die Information zu Ort und Zeitraum der Entwicklung des jeweiligen Modells, ist es zudem möglich, generelle Trends in der Entwicklung abzuleiten sowie Korrelationen zu den Forschungsfragen der jeweiligen Zeit zu untersuchen.

Sowohl zur Lösung heutiger Herausforderungen der Energiesystemanalyse als auch zur Bearbeitung zukünftiger Forschungsthemen ist es notwendig, Modelle, unter Zuhilfenahme der vorgestellten Merkmale, hinsichtlich ihres Potenzials zur Beantwortung spezifischer Forschungsfragen zu klassifizieren [58]. Pfenninger et al. (2014) definieren hierzu fünf zentrale Herausforderungen aktueller Energiesystemmodelle [29]. Die erste liegt in der Abbildung von Zeit und Raum sowie der Nachfrage nach deren höherer Auflösung zur Berücksichtigung der zunehmenden Trennung von Angebot und Nachfrage in der Energieversorgung. Die hohe räumliche Auflösung dient beispielsweise der besseren Einbindung von Infrastrukturen sowie dem internationalen Handel von Energieträgern [59]. In Abhängigkeit der zeitlichen Auflösung können Aspekte wie die Netzstabilität, Regelenergie oder Demand Side Management (DSM) untersucht werden [60,61]. Neben DSM sind Energiespeicher weitere hiervon betroffene Technologien, deren Systemrelevanz in Zukunft zunehmen wird [62]. Gleiches gilt für Sektorenkopplungstechnologien und die Interaktion zwischen den Energiesektoren im Allgemeinen, die als Schlüsselthema der zukünftigen Energieforschung angesehen werden [63]. Jedes der genannten Themenfelder geht dabei mit Anforderungen bezüglich der zeitlichen Auflösung einher, weshalb diese je nach Untersuchungsgegenstand individuell anzupassen ist. Neben der Erhöhung der räumlichen und zeitlichen Auflösung, liegt eine weitere Herausforderung im Umgang mit Unsicherheiten [64]. Diese hängen stark vom zugrundeliegenden analytischen Ansatz des Modells sowie dem Betrachtungshorizont ab. Des Weiteren sind die Themen Flexibilität und Transparenz zu nennen, wenn es um momentane Probleme der Modellierung geht [65]. Aus diesem Grund werden die Art der Lizensierung und die Programmierungsumgebung der Modelle zur deren Bewertung herangezogen. Dies führt zu einem weiteren limitierenden Faktor der Modellierung, bei dem es sich um die steigende Komplexität handelt [29,66]. Diese ist eng mit dem methodischen Vorgehen der Modellierung verbunden. Bei dem letzten Aspekt den Pfenninger et al. (2014) ebenso wie Mancarella et al. (2016) anführen, handelt es sich um die menschliche bzw. soziale Dimension in der energiewirtschaftlichen Zukunftsplanung [29,65]. Hilpert et al. (2017) [67,68] bezeichnen diesen Faktor ebenfalls als interdisziplinäre Modellierungsherausforderung. Außerdem nennen sie ebenfalls Kom-

plexität und Unsicherheiten sowie wissenschaftliche Standards und die Nutzungsmöglichkeiten der Modelle als große Herausforderungen [67,68]. Im Gegensatz zu den anderen Punkten, sind das menschliche Verhalten und soziale Aspekte nur schwer zu quantifizieren. Sie sind zudem nicht einem spezifischen Part der Modellierung zuzuweisen, sondern betreffen zahlreiche Parameter und Attribute. Infolgedessen werden sie bei der nachfolgenden Analyse ausgenommen.

Tabelle 2.1: Vergleich verschiedener Charakterisierungsansätze zur Einordnung von Energiesystemmodellen

Kriterium	van Beeck (2000) [44]	Connolly et al. (2010) [47]	Hall und Buckley (2016) [56]	Eigener Ansatz
Zielsetzung	x	x	x	*Vorauswahl*
Modellstruktur	x	x	x	*Vorauswahl*
Geografische Abdeckung	x	x	x	x
Sektorale Abdeckung	x	x	x	*Vorauswahl*
Zeithorizont	x	x	x	x
Zeitliche Auflösung		x	x	x
Räumliche Auflösung				x
Einbindung erneuerbarer Energien			x	
Einbindung von Speichertechnologien			x	
Einbindung von Nachfrageprofilen			x	
Kostenberücksichtigung			x	
Analytischer Ansatz	x	x	x	x
Zugrundeliegende Methodik	x	x	x	x
Mathematischer Ansatz	x		x	
Datenanforderungen	x		x	
Berücksichtigung von Systemen mit 100% erneuerbaren Energien		x		
Art der Transformationspfadanalyse				x
Art der Lizensierung		x		x
Programmierungsumgebung				x

2.1.2 Nationale Energiesystemmodelle

Die im Rahmen der Charakterisierung identifizierten Modelle werden nachfolgend hinsichtlich ihrer Eigenschaften untersucht. Dabei sollen allgemeine Trends und Herausforderungen der Modellierung festgestellt werden, um hieraus den aktuellen Forschungsbedarf oder gegebenenfalls Forschungslücken abzuleiten. Aufgrund der fortlaufenden Weiterentwicklung der Modelle unterliegen diese ständigen Modifikationen und Erweiterungen. Diese werden jedoch nicht immer ausreichend dokumentiert bzw. veröffentlicht. Aus diesem Grund stellen die nachfolgenden Auswertungen den aktuellen Stand des jeweiligen Modells zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der angegebenen Quelle wieder. Da viele Literaturquellen nur Teilaspekte der Modellarchitektur beschreiben, führt dies zudem unter Umständen zu einer zeitlichen Interferenz verschiedener Modelleigenschaften, die in der angegebenen Form gegebenenfalls nie zeitgleich vorlagen.

Zur Untersuchung der zuvor ausgewählten Modelle werden nachfolgend sechs Eigenschaften analysiert. Zunächst wird ein Überblick zur zeitlichen und geografischen Entstehung der Modelle gegeben, gefolgt von dem zugrundeliegenden methodischen und analytischen Ansatz. Außerdem wird der Zeit- bzw. Betrachtungshorizont zusammen mit dem Vorgehen bei der Transformationspfadanalyse vorgestellt. Anschließend erfolgt die Beschreibung der zeitlichen und räumlichen Auflösung. Abschließend wird die Art der Lizensierung sowie die Programmierungsumgebung veranschaulicht. Die 24 betrachteten Modelle werden dabei jeweils nach der Dekade ihrer anfänglichen Entwicklung bzw. ersten Publikation sortiert. Entsprechend dieses Ansatzes findet sich nur ein Modell in den 1970er Jahren (siehe Abbildung 2.1). Dem Zeitraum zwischen 1980 und 1989 werden sechs Energiesystemmodelle zugeordnet. Diese Entwicklung nimmt in den 1990er Jahren jedoch wieder ab. In dieser Zeitspanne werden zwei Modelle veröffentlicht. Ab dem Jahr 2000 steigt die Anzahl neuer Energiesystemmodelle wieder. Von 2000 bis 2010 wurden sechs der untersuchten Modelle entwickelt. Getrieben von steigenden Rechenkapazitäten und der Nachfrage nach Dekarbonisierungsstrategien sowie der vermehrten Einbindung erneuerbarer Energien entstehen seit 2010 acht weitere Modelle.

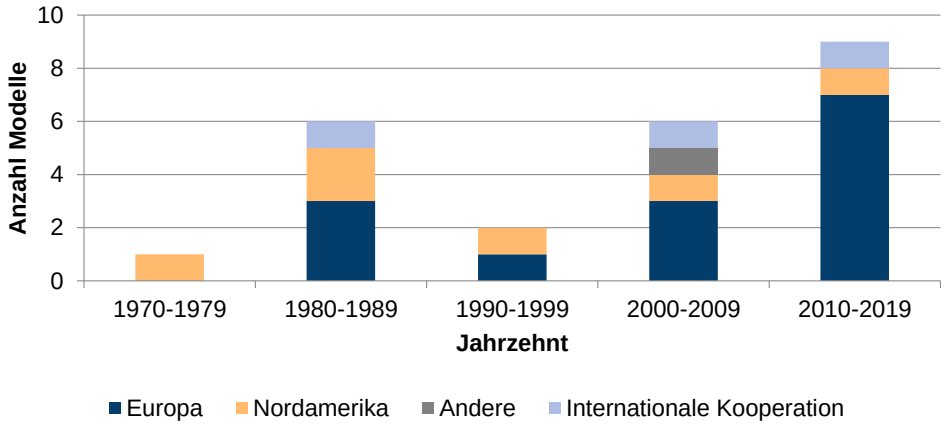


Abbildung 2.1: Region der Entwicklung untersuchter Modelle

In Bezug auf die regionale Entwicklung von Energiesystemmodellen erfolgt eine Zuordnung der Entwicklungsstandorte zu den entsprechenden Kontinenten. Hierbei fällt auf, dass Europa und Nordamerika den höchsten Anteil zu deren Entwicklung beitragen. Dies wird in Abbildung 2.1 veranschaulicht. Vor allem in Europa sind viele neue Modelle seit Anfang der 2000er Jahre entstanden. Gründe für deren Aufkommen sind unter anderem die verschiedenen Rahmenbedingungen und Klimaschutzstrategien der europäischen Staaten. Zudem wird dies von den beschriebenen Verbesserungen verfügbarer Rechenkapazitäten unterstützt.

Bei der Differenzierung verschiedener Methoden wird, im Gegensatz zu van Beeck (2000) [44], nur zwischen Optimierung, Simulation sowie Hybridlösungen unterschieden. Unter dem Begriff der Optimierung werden alle linearen, nicht-linearen, gemischt-ganzzahligen Programme sowie Gleichgewichtsmodelle zusammengefasst. Simulationen umfassen zudem auch dynamische und stochastische Ansätze. Bei hybriden Lösungen liegen beispielsweise nachgelagerte heuristische oder stochastische Optimierungen von Simulationsergebnissen vor. Die direkten Ergebnisse von Simulationen komplexer Systeme hängen maßgeblich von den Eingangsparametern ab und dienen nicht der Bestimmung optimaler Lösungen. Optimierungsmodelle hingegen sind dahingehend konzipiert, die minimale oder maximale Lösung in einem endlichen Lösungsraum zu finden. Bedingt durch die zur Verfügung stehenden Rechenkapazitäten sind Optimierungssysteme daher in der Regel weniger komplex [56]. Ein weiterer Unterschied besteht in den Forschungsfragen, für die sich die jeweiligen Ansätze eignen. Simulationen sind zum Beispiel in der Lage den Betrieb von Energiesystemen direkt zu analysieren, weshalb sie meist für kurzfristige Planungsentscheidung vorzuziehen sind [69]. Mit Hilfe von Optimierungsansätzen können dagegen langfristige Planungen unterstützt werden, wie beispielsweise durch Kostenanalysen [12]. Diese Aspekte spiegeln sich ebenfalls in Abbildung 2.2 wider, in der ein klarer Trend zu Optimierungsmodellen ab dem Jahr 2010 zu erkennen ist.

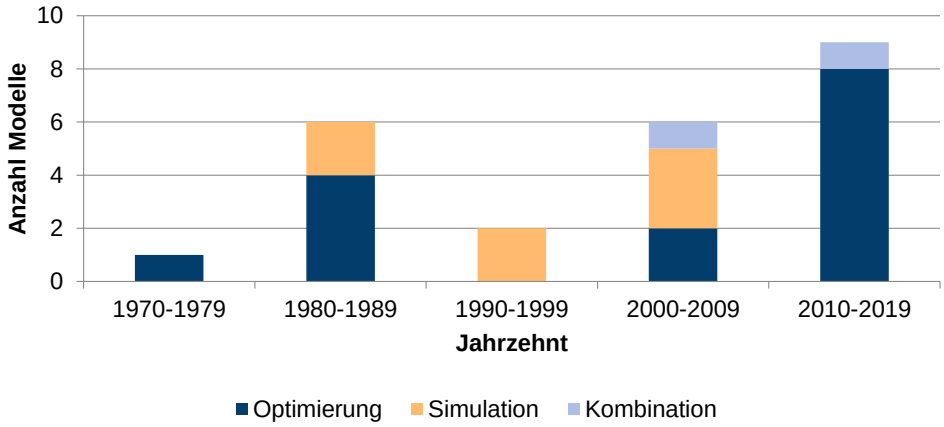


Abbildung 2.2: Zugrundeliegende Methodik untersuchter Modelle

Der analytische Ansatz bei integrierten Energiesystemmodellen kann in *bottom-up*, *top-down* sowie hybride Herangehensweisen eingeteilt werden. Während *bottom-u*p-Ansätze tendenziell von der technischen Seite ausgehen, repräsentieren top-down Modelle ökonomische Blickwinkel. Folglich zeichnen sich *bottom-up*-Modelle durch die individuelle oder aggregierte Abbildung einzelner Technologien bzw. Komponenten des Energiesystems aus. Die Interaktionen zwischen diesen Komponenten basieren auf physikalischen Energie- und Stoffströmen. Daher konzentrieren sich die Forschungsfragen zu diesen Modellen hauptsächlich auf die technische und ökonomische Umsetzbarkeit, beispielsweise der Einbindung neuer Technologien. Somit unterstützen sie bei Entscheidungsfindungsprozessen zum energieeffizienten oder kostengünstigen Technologiemix der Zukunft. Die nötigen Eingangsparameter für diese Art von Modellen stammen meist aus großen Datenbanken technischer und ökonomischer Daten sowie zu technischen Potenzialen individueller Technologien. Der hohe Datenaufwand geht generell mit einem hohen Rechenaufwand einher. Dafür besitzen diese Modelle die Möglichkeit auch Sektorenkopplungstechnologien zu untersuchen. Im Gegensatz dazu fokussieren *top-down*-Ansätze ökonomische Aspekte. Folglich liegen zugehörige Daten meist stärker aggregiert vor und beschreiben vor allem ökonomische Beziehungen. Dementsprechend sind sie in der Lage, ein realitätsnäheres Marktverhalten zu analysieren und entsprechende Fragestellungen zu beantworten. Jedoch werden seit dem Jahr 2000 vornehmlich *bottom-up*-Modelle aus den genannten Gründen entwickelt (siehe Abbildung 2.3).

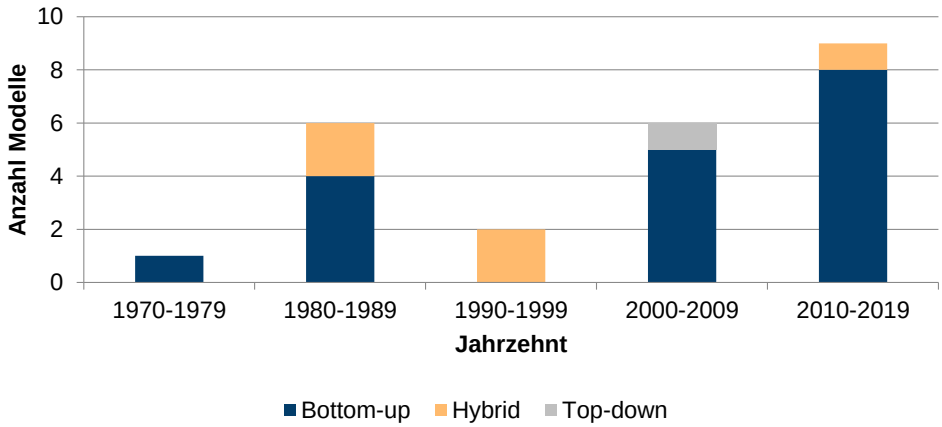


Abbildung 2.3: Analytischer Ansatz untersuchter Modelle

Ein weiterer Kernaspekt zur Bewertung der Modelle ist deren Betrachtungshorizont. Dieser kann flexibel oder vorgegeben sein. Bei einem fixen Betrachtungshorizont ist zudem zwischen Modellen zu unterscheiden, die sich auf ein individuelles Jahr oder eine Zeitspanne von mehreren Jahren beziehen. Bedingt durch nationale und internationale Klimaziele, beispielsweise durch das Abkommen von Paris (2015) [70], ist der Betrachtungszeitraum häufig bis zum Jahr 2050 angesetzt. Daher wird diese Option ebenso wie die Betrachtung eines einzelnen Jahres gesondert in Abbildung 2.4 hervorgehoben. Es zeigt sich eine allgemeine Entwicklung hin zu flexibleren Modellen.

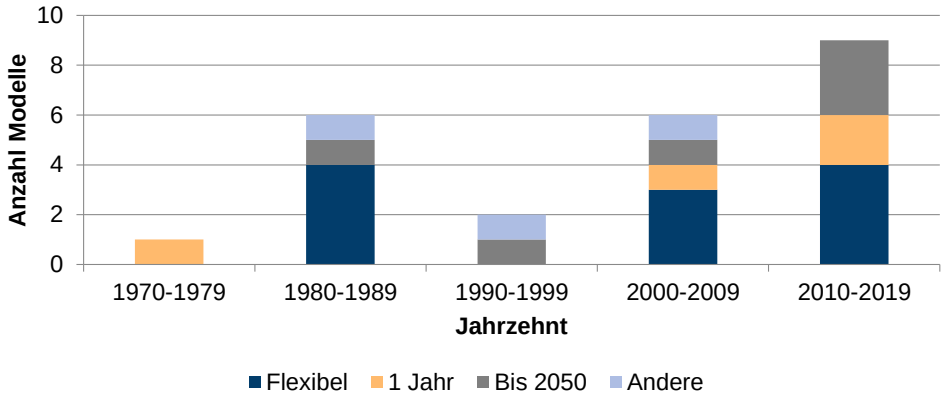


Abbildung 2.4: Betrachtungshorizont untersuchter Modelle

Bei der Auswahl eines mehrjährigen Betrachtungshorizontes ist zudem ein Ansatz zur Analyse der Transformationspfade des Energiesystems auszuwählen. Hierfür wird zwischen zwei generellen Herangehensweisen unterschieden [71]. Auf der einen Seite kann dies im Rahmen einer perfekten Voraussicht (*perfect foresight*) geschehen. In diesem Fall liegen in der Modellrechnung sämtliche Informationen und Nebenbedingungen zu jedem Zeitpunkt vor. Folglich ist es möglich den kostenminimalen Transformationspfad über den gesamten Betrachtungszeitraum zu ermitteln. Auf der anderen Seite steht das Konzept der myopischen Voraussicht (*myopic foresight*). Hierbei liegen für jeden Simulations- oder Optimierungsschritt nur die Informationen aus vorangegangen Schritten vor. Somit wird intervallweise simuliert bzw. optimiert, wodurch die entstehenden Lösungen näher an realwirtschaftlichen Entscheidungen liegen [72]. Modelle mit einem Zeithorizont von einem Jahr werden in Abbildung 2.5 gesondert aufgeführt. In der Grafik ist ein zunehmender Trend zu myopischen Modellen zu erkennen, jedoch werden auch acht Modelle mit *perfect foresight*-Ansatz identifiziert.

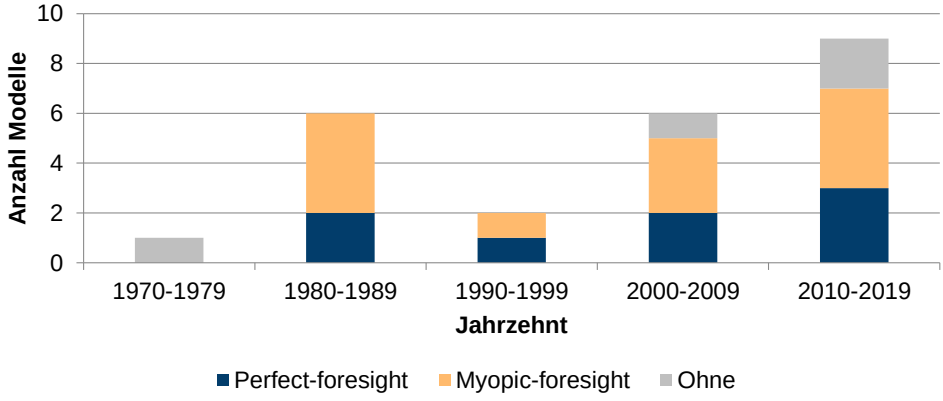


Abbildung 2.5: Vorgehen bei der Transformationspfadanalyse untersuchter Modelle

Während die Auswahl des Betrachtungshorizontes und des Vorgehens bei der Transformationspfadanalyse der Untersuchung von langfristigen Veränderungen im Energiesystem dienen, ist die zeitliche Auflösung ausschlaggebend für die Bewertung des Systemverhaltens in kurzfristigen Zeiträumen. Zudem ist sie ein Indikator für Forschungsfragen, die mit Hilfe des Modells beantwortet werden können. Je höher die Auflösung angesetzt ist, desto mehr Details der energetischen Nachfrage sowie der Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien können abgebildet werden. Dies ist jedoch mit einem erhöhten Rechenaufwand verbunden, weswegen Modelle mit stündlicher oder feinerer Auflösung hauptsächlich ab dem Jahr 2000 entwickelt werden. Zuvor basieren die meisten Ansätze auf Typtagen oder wenigen Zeitschritten pro Jahr. Außerdem existiert eine Entwicklung hin zu Modellen mit flexibler Auflösung (vergleiche Abbildung 2.6).

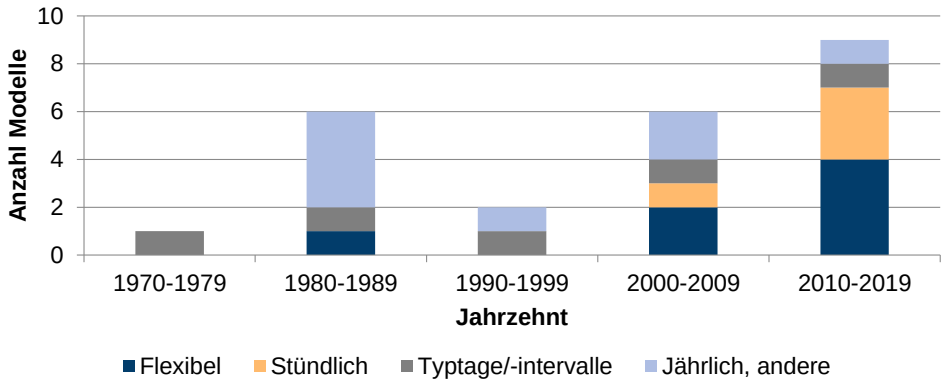


Abbildung 2.6: Zeitliche Auflösung untersuchter Modelle

Ebenso wie die zeitliche Auflösung ist auch die räumliche Auflösung an Limitierungen durch den entstehenden Rechenaufwand gebunden. Folglich gilt es bei Berechnungen zwischen räumlicher und zeitlicher Auflösung abzuwägen. Abbildung 2.7 ist zu entnehmen, dass auch bei der räumlichen Betrachtung ein Trend zu flexiblen Modellen vorliegt.

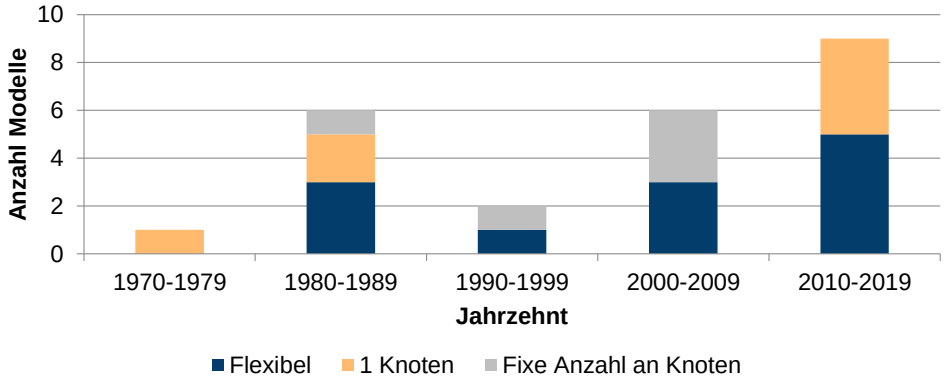


Abbildung 2.7: Räumliche Auflösung untersuchter Modelle

In Bezug auf die öffentliche Verfügbarkeit der untersuchten Modelle gibt es unterschiedliche Lizensierungsoptionen. Diese reichen von proprietärer Software einzelner Unternehmen bzw. Institute, über kommerziell vertriebenen bis hin zu frei zugänglichen Programmen. Im Fall von proprietären Lösungen unterliegen die Nutzung und Modifikation allein den Urhebern. In Folge kann eine vollständige Transparenz der Modellstrukturen sowie des Zustandekommens der Ergebnisse nicht immer gewährleistet werden. Im Gegensatz dazu, können solche Aspekte bei öffentlich verfügbaren Modellen durch Dritte überprüft werden. Bei frei verfügbaren Modellen kann zudem zwischen dem ausschließlichen Zugang zur Nutzung des Programms (*open access*) sowie dem Zugang zum Quellcode (*open source*) unterschieden werden. Abbildung 2.8 zeigt eine zunehmende Entwicklung hin zu diesen Lizensierungslösungen, jedoch handelt es sich bei den veröffentlichen Modellen ab 2010 überwiegend um proprietäre Programme.

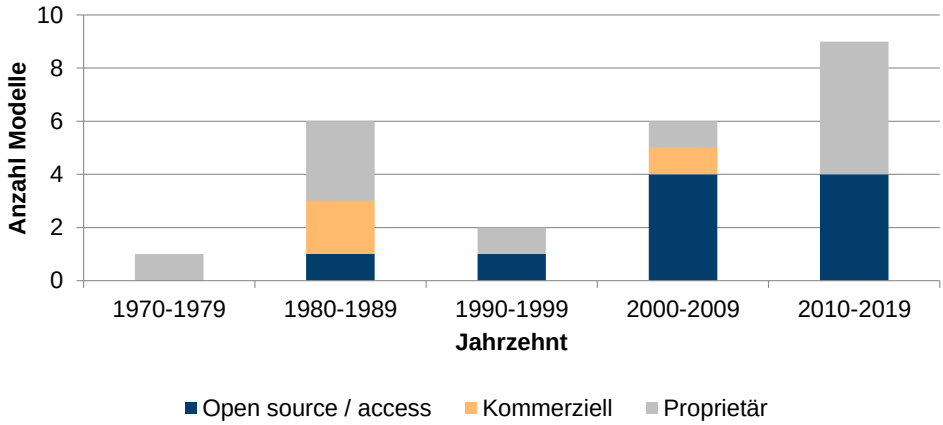


Abbildung 2.8: Lizensierung untersuchter Modelle

Ein weiterer wichtiger Punkt bei dem Aufbau und der Nutzung der Modelle ist die zugrundeliegende Programmier- bzw. Modellierungssprache. Bei der Untersuchung wird zwischen den drei häufigsten genutzten Sprachen sowie der Zusammenfassung aller anderen unterschieden. Diese Kategorie fasst zudem Modelle ohne explizite Nennung der Programmiersprache zusammen, sowie solche, die auf einem Konstrukt aus mehreren Programmiersprachen aufbauen. Bei den drei relevantesten Sprachen handelt es sich um Python, General Algebraic Modeling System (GAMS) und Visual Basic for Applications (VBA). Weitere identifizierte Programmiersprachen sind beispielsweise C, FORTRAN und Pascal. Die Vielzahl an unterschiedlichen Ansätzen gestaltet eine Kooperation zwischen verschiedenen Institutionen meist schwierig. Dies kann einer der Gründe für die Bedeutung der Programmiersprache Python sein, die sich seit dem Jahr 2010 zunehmend als Standard etabliert (siehe Abbildung 2.9).

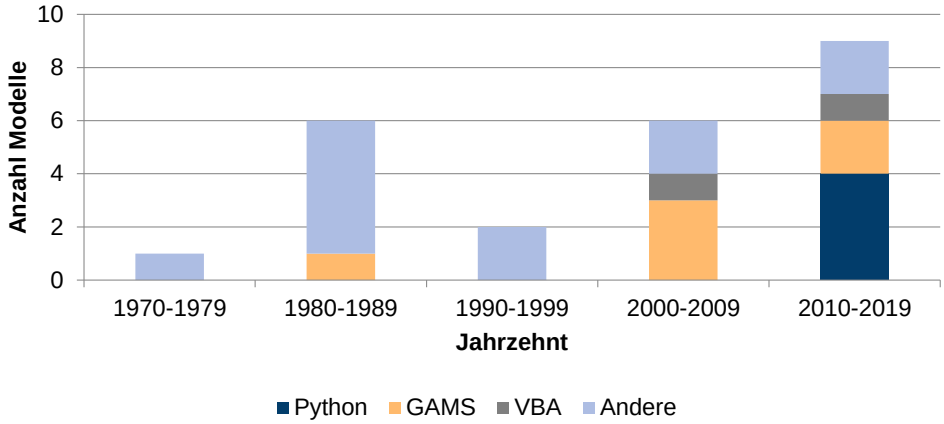


Abbildung 2.9: Programmierungsumgebung untersuchter Modelle

Die Untersuchung der unterschiedlichen Modelleigenschaften zeigt, dass die Entwicklung der eingesetzten Modelle mit der historischen Veränderung der Forschungsfragen und Zielsetzungen korreliert. Dabei rückt die Reduktion von Treibhausgasemissionen erst in den 1990er Jahren in den Fokus der energiewirtschaftlichen Systemanalyse. In Kombination mit sinkenden Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien erhöht sich zudem die zeitliche und räumliche Auflösung der Modelle, um deren standortspezifische und fluktuierende Einspeisung abzubilden. Diese Erhöhung des Detailgrads der Modellierung spiegelt sich ebenfalls in den Modellergebnissen wider, wie die nachfolgende Beschreibung aktueller Energieszenarien für Deutschland zeigt.

2.2 Energieszenarien für Deutschland

Mit Hilfe der vorgestellten Modelle ist es möglich, konsistente nationale Energieszenarien zu erstellen. Wie sich die Szenarien für Deutschland zusammensetzen und inwieweit integrierte Modellansätze Verwendung finden, wird nachfolgend erläutert. Außerdem werden die Kernergebnisse dieser Szenarien vorgestellt, um eine Vergleichsbasis für die Ergebnisse dieser Arbeit (siehe Kapitel 5.1.6) zu schaffen. Hierfür werden, wie bei der Vorstellung der Modelle, nur sektorenübergreifende Ansätze betrachtet. Des Weiteren beschränkt sich die Auswahl der Szenarien auf diejenigen, welche die Umsetzung der Klimaziele aus dem Klimaschutzplan 2050 [3] und des Pariser Klimaschutzabkommens [70] bzw. der Europäischen Union [73] nachkommen. Aus diesem Grund werden die relevantesten Studien der letzten zehn Jahre zunächst beschrieben und anschließend miteinander verglichen.

Leitszenario (2009), BMU

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gibt im Jahr 2009 die „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland“ [74] heraus. Mit dem hierin präsentierten „Leitszenario 2009“ wird eine Reduktion der CO_2-Emissionen um 80% bis 2050 verfolgt. Dabei liegt den Berechnungen ein Verbund aus unterschiedlichen Modellen zugrunde. Die beschriebene CO_2-Reduktionsstrategie beruht auf dem Ausbau erneuerbarer Energien sowie der Steigerung

der Energie- bzw. Nutzungseffizienz und der Umwandlungseffizienz in Kraftwerken. Im Rahmen der europäischen Entwicklung wird die Entstehung eines Verbundes „zur Nutzung kostengünstiger EE-Potenziale“ [74, S. 47] angenommen. Dieser trägt durch einen Stromimport in Höhe von 123 TWh im Jahr 2050 zur Energieversorgung Deutschlands bei. Für den Primärenergiebedarf wird eine Reduktion auf 2.261 TWh im Jahr 2050 unterstellt sowie ein Anteil erneuerbarer Energien von 49,4%. Die installierte Leistung an Photovoltaik (PV) entspricht hierbei 34 GW, ergänzt durch 39 GW Windkraft an Land (onshore) und 37 GW auf See (offshore). Zudem wird ein Ausbau an geothermischen Anlagen unterstellt, aus welcher 37,1 TWh elektrischer sowie 97,6 TWh thermischer Energie hervorgehen. Der Endenergiebedarf geht auf 1.651 TWh/a zurück. Durch den Ausbau von Schlüsseltechnologien wird eine zusätzliche Stromnachfrage in Höhe von 6 TWh durch Wärmepumpen, 11 TWh durch Elektromobilität und 75 TWh aufgrund der Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse unterstellt. [74]

Energieziel 2050 (2010), UBA

Mit der Studie „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Energien“ [75] veröffentlichte das Umweltbundesamt (UBA) 2009 ein Szenario mit der Zielsetzung der vollständigen Umstellung der Stromversorgung Deutschlands auf erneuerbare Energien. Insgesamt werden drei Szenarien analysiert, wobei das Szenario „Regionenverbund“ den Kern der Untersuchung darstellt und nachfolgend weiter betrachtet wird. Aufgrund der Fokussierung auf die Stromerzeugung stehen die CO_2-Emissionen des Gesamtsystems nicht im Vordergrund. Je nach angenommener Entwicklung in den Endenergiesektoren ist laut Studie jedoch eine Reduktion der Emissionen „auf nahezu Null“ [75, S. 4] möglich. Die Berechnungen basieren auf einem Simulationsmodell, welches sich wiederum aus diversen Submodellen zusammensetzt. Zur Simulation der Einspeisung aus Photovoltaik und Windkraft werden eine zeitliche Auflösung von einer Stunde und eine räumliche Auflösung von 14x14 km angegeben. Hieraus resultiert für Photovoltaik eine installierte Leistung von 120 GW im Jahr 2050 sowie 60 GW für Onshore- und 45 GW für Offshore-Windkraftanlagen. Zudem werden 6,4 GW_{el} (50 TWh_{el}) für geothermische Anlagen angenommen. Im Rahmen der Langzeitspeicherung werden zwei Optionen berechnet. Es wird alternativ von einem Wasserstoff- oder Methanspeicher ausgegangen, wodurch die eingesetzten Technologien sowie Stromimporte beeinflusst werden. Der Endenergieverbrauch der Sektoren Industrie, Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) liegt 2050 in Summe bei 774 TWh. Im Verkehrssektor wird nur der Strombedarf in Höhe von 71,7 TWh ausgewiesen. Für die Elektrolyse wird bei beiden Speicheroptionen von 44 GW_{el} Leistung und einem Strombedarf von etwa 90,5 TWh/a ausgegangen. Der Strombedarf von Wärmepumpen wird auf 39,9 TWh/a beziffert. Angaben zum Primärenergieverbrauch werden nicht gemacht. [75]

Szenario A (2012), DLR

Im Rahmen der Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ [76], federführend 2012 vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) veröffentlicht, werden fünf Energieszenarien vorgestellt. Nachfolgend wird das Szenario A analysiert, bei welchem es sich um das mittlere Szenario in Bezug auf den Ausbau erneu-

erbarer Energien handelt. Das normative Szenario zielt dabei auf eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 80% bis 2050 ab. Die zugrundeliegenden Berechnungen basieren auf einem Modellverbund. Zur Berücksichtigung der europäischen Entwicklung wird ein Optimierungsmodell zur Bestimmung eines Netzausbauszenarios eingesetzt. Dies führt zu einem Nettoimport elektrischer Energie in Höhe von 62 TWh für das Jahr 2050. Der Primärenergieverbrauch wird mit 2.019 TWh und der Endenergieverbrauch mit 1.454 TWh angegeben. Dazu tragen Wärmepumpen und Geothermie mit 189 TWh bei. Die installierten Leistungen erneuerbarer Energien liegen im Fall der Photovoltaik bei 67,2 GW sowie bei 50,8 GW für Onshore- und 32,0 GW für Offshore-Windenergie. In Summe tragen die erneuerbaren Energien zu 52,8% am Primärenergiebedarf bei und zu 85,8% an der Stromerzeugung. [76]

Zielszenario (2014), Prognos AG

Die Studie „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“ [77] stellt ebenfalls unterschiedliche Energieszenarien vor. Das Zielszenario zeigt Maßnahmen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80% auf. Hierbei kommt ein Verbund aus verschiedenen Modellen zum Einsatz. Unter anderem wird ein makroökonomisches Modell eingebunden. Für 2050 werden ein Primärenergieverbrauch von 1.914 TWh sowie ein Endenergieverbrauch von 1.485 TWh berechnet. Der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieaufkommen liegt bei 51%. Dies wird mit installierten Leistungen von 78 GW Photovoltaik, 70 GW Onshore- und 18 GW Offshore-Windkraft bewerkstelligt. Dem stehen 56 GW Leistung fossiler Kraftwerke entgegen. Der Beitrag der Geothermie liegt lediglich bei 6,7 TWh. Die Nettostromimporte betragen 16 TWh. Bei der Betrachtung der Schlüsseltechnologien, sind Wärmepumpen mit einem Marktanteil von 33% im Wohngebäudebereich aufzuführen sowie batterieelektrische Pkw (BEV) mit einem Marktanteil von ca. 53% zu nennen. [77]

Geschäftsmodell Energiewende (2014), Fraunhofer IWES

Das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) stellt 2014 die Studie „Geschäftsmodell Energiewende“ [78] vor. Ziel ist die vollständige Umstellung auf erneuerbare Energien bei der Versorgung des Strom-, Wärme- und Verkehrsbedarfs. Zudem soll eine autarke Energieversorgung für Deutschland gewährleistet werden. Zur Umsetzung dieses Vorhabens wird von einer massiven Elektrifizierung in den Nachfragesektoren ausgegangen. Für batterieelektrische Pkw wird ein Marktanteil von 100% und für Wärmepumpen von 75% angenommen. Die resultierende Gesamtstromnachfrage Deutschlands entspricht ca. 1.000 TWh/a. Diese wird über eine installierte Leistung von 200 GW Photovoltaik, 180 GW Onshore- sowie 50 GW Offshore-Windkraftanalgen gedeckt. [78]

Klimaschutzszenario 2050 (2015), Öko-Institut

Stellvertretend für die Studie „Klimaschutzszenario 2050“ [79] wird nachfolgend das Klimaschutzszenario 95 mit dem Ziel der Treibhausgasreduktion um 95% vorgestellt. Insgesamt wurden drei Szenarien berechnet, basierend auf dem Einsatz verschiedener Simulations- und Optimierungsmodelle. Dies betrifft insbesondere die Modellierung des Endenergiebedarfs, welche auf unterschiedlichen Ansätzen für die individuellen Nachfragesektoren beruht. Der resultierende Primärenergiebedarf sinkt dabei auf insgesamt

1.649 TWh/a. Der Ausbau erneuerbarer Energien steigt hingegen auf bis zu 130 GW Photovoltaik, 150 GW Windenergie an Land und 45 GW auf See an. In Summe werden im Jahr 2050 734 TWh elektrische Energie aus regenerativen Quellen bereitgestellt. Der Nettostromimport liegt 2050 bei 9 TWh. Es wird zudem eine Backup-Kraftwerkskapazität von 70 GW unterstellt. Für private Haushalte wird von einem Endenergiebedarf in Höhe von 311 TWh/a, für den GHD-Sektor von 172 TWh/a, für die Industrie von 400 TWh/a und für den Verkehrsbereich von 328 TWh/a ausgegangen. Dieser Rückgang des Energiebedarfs wird vor allem durch eine Elektrifizierung und die Sanierung von Gebäuden erreicht. Der elektrische Energiebedarf von Wärmepumpen entfällt dabei auf 62 TWh/a. Im Verkehrsbereich werden 125 TWh/a Strom benötigt. Des Weiteren wird der Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) mit 41 Mt_{CO2}/a angenommen. [79]

SZEN-16 KLIMA 2050 (2016), BEE eV.

In einer Kurzstudie für den Bundesverband erneuerbare Energien (BEE) e.V. mit dem Titel „Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung“ [80] werden drei Szenarien untersucht. Neben einem Trendszenario wird zum einen ein ambitioniertes Szenario präsentiert, welches auf die vollständigen Dekarbonisierung der Energieversorgung bis 2040 sowie den Einsatz von CCS-Maßnahmen zur Reduktion des CO2-Anteils in der Atmosphäre abzielt. Zum anderen wird mit dem „SZEN-16 ‚KLIMA 2050‘“ ein Szenario zur Reduktion der Treibhausgasemissionen um 95% vorgestellt. Für 2050 werden demnach ein Primärenergieverbrauch von 1.993 TWh und ein Endenergieverbrauch von 1.377 TWh angenommen. Der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch beträgt 93,2%, sowie 98,7% an der Bruttostromerzeugung. Folglich müssen 178 GW Photovoltaik, 136 GW Onshore-Windkraft und 70 GW Offshore-Windkraft installiert werden. Der Elektrifizierungsgrad im Wärmeversorgungsbereich beträgt 27% sowie 18% im Verkehrsbereich. Im Verkehrssektor kommen zudem 20% Biokraftstoffe und 45% regenerativ erzeugter Wasserstoff zum Einsatz. [80]

Sektorkopplung (2016), HTW Berlin

Mit der Studie „Sektorkopplung durch die Energiewende“ [81] stellte die Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin im Jahr 2016 ebenfalls ein Energieszenario vor, das auf eine Reduktion des energiebedingten CO_2-Ausstoßes auf Null bis 2040 ausgelegt ist. Hierfür wird eine nahezu vollständige Elektrifizierung in Kombination mit Effizienzsteigerungsmaßnahmen vorausgesetzt. Infolgedessen wird für die Wärmeversorgung ein zusätzlicher Strombedarf von 400 TWh/a zur vollständigen Deckung der Raumwärme- und Prozesswärme- sowie der Warmwassernachfrage angenommen. Dem kommen weitere 337 TWh/a elektrischer Energie im Verkehrssektor hinzu. Diese teilen sich in einen Anteil von 163 TWh/a für elektrisch angetriebene Transportmittel und einen Anteil zur Erzeugung von synthetischem Methan oder synthetischen Kraftstoffen. Für Power-to-Gas (PtG) Verfahren werden 62 TWh/a benötigt und für Power-to-Liquid (PtL) Verfahren 112 TWh. An dieser Stelle wird von einem Import von PtG- und PtL-Kraftstoffen ausgegangen, weshalb der zusätzliche Strombedarf durch den Transportsektor bei 200 TWh/a liegt. Der Strombedarf sonstiger Verbraucher wird auf 500 TWh/a quantifiziert. Zuzüglich abgeschätzter Speicher- und Transportverluste in Höhe von 220 TWh ergibt sich ein kumulierter Strombedarf von 1.320 TWh für 2040. Zur Bereitstellung müssten 415 GW Photovoltaik, 199 GW Windenergie an Land und 76 GW auf See installiert werden. [81]

Energiesystem 2050 (2016), Fraunhofer ISE

Am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) entstand 2016 die Dissertation „Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor“ [82]. Mit Henning und Palzer (2012, 2013) [83,84] gehen dieser zwei Studien voraus, anhand derer die Entwicklung des zugrundeliegenden Energiesystemmodells abzulesen ist. Hierbei handelt es sich um ein sektorenübergreifendes integriertes Modell, welches Teil der Auswertung in Kapitel 2.1.2 ist. Dieses dient der Optimierung eines Zieljahres sowie der Untersuchung der Transformation des Energiesystems mittels eines metaheuristischen Verfahrens. Aus den berechneten Szenarien wird nachfolgend das 80%-Referenzszenario analysiert. Für das Jahr 2050 liegen hierbei ein Primärenergieverbrauch von 1.865 TWh und ein Endenergieverbrauch von 1.859 TWh vor. Die resultierenden installierten Leistungen für Photovoltaik liegen bei 200 GW, für Onshore-Windkraft bei 140 GW und für Offshore-Windkraft bei 37 GW. Außerdem wird ein Beitrag zur Wärmeversorgung in Höhe von 63 TWh durch Solarthermie, 5 TWh durch Geothermie sowie etwa 194 TWh mittels Wärmepumpen angenommen. Im Transportbereich entfallen 11% des Endenergiebedarfs auf elektrische Energie und 13% auf Wasserstoff. [82]

Langfristszenarien (2017), BMWi

Die Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ [85] im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) präsentiert mit dem vorgestellten Basisszenario ebenfalls eine Strategie zur Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80%. Mit Hilfe eines Verbunds aus Simulations- und Optimierungsmodellen wird hierbei iterativ eine Kostenoptimierung des Energiesystems durchgeführt [86]. Der Primärenergieverbrauch sinkt bis 2050 auf 1.923 TWh/a und der Endenergieverbrauch auf 1.507 TWh/a. Der Beitrag der Biomasse liegt bei 371 TWh im Jahr 2050. Die installierte PV-Leistung liegt bei 69,3 GW, die Leistung der Onshore-Windkraftanlagen bei 75,4 GW und die der Offshore-Anlagen bei 15 GW. Die vergleichsweise niedrigen installierten Leistungen werden durch Effizienzmaßnahmen und einen Stromimport in Höhe von 105 TWh/a gestützt. Jedoch wird auch mit einer Stromnachfrage aufgrund von Elektromobilität in Höhe von 68,3 TWh/a sowie 18,6 TWh/a durch Oberleitungs-Lkw gerechnet. Dem kommen weitere 60,8 TWh/a durch Power-to-Heat (PtH) Anwendungen, wie Wärmepumpen, hinzu. PtG-Verfahren und somit die großtechnische Nutzung von Wasserstoff als Energieträger kommen ausdrücklich nicht in im Szenario vor. [85]

Treibhausneutrales Deutschland (2018), UBA

In der Studie „Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten“ (UBA, 2018) [87] wurde ein Szenario zur Reduktion der Treibhausgasemissionen um 95% analysiert. Entgegen den Annahmen der meisten Studien wird in diesem Szenario von einer Änderung der menschlichen Verhaltensweisen ausgegangen. Dies macht sich beispielsweise durch eine Ressourcenschonung im Gebäude- und Transportbereich bemerkbar. Der Endenergiebedarf liegt 2050 bei insgesamt 1.693 TWh. Bei der Biomassenutzung wird die energetische Verwertung von Anbaubiomasse und Waldrestholz bis 2050 sukzessive auf null reduziert. Im Gebäudebereich wird von einer deutlichen Reduktion des jährlichen Raumwärme- und Warmwasserbedarfs auf 52 kWh/m^2 für Wohngebäude und

34 kWh/m^2 für Nichtwohngebäude in Kombination mit dem Ausbau von Wärmepumpensystemen ausgegangen. Der Verkehrssektor profitiert von einer Reduktion des Endenergiebedarfs durch Elektrifizierung der Antriebe, auch mit Hilfe von Oberleitungen auf Autobahnen. In den unterschiedlichen Industriebranchen werden neue Verfahren eingesetzt, die zu einer Steigerung der Energieeffizienz führen sowie einer zunehmenden Elektrifizierung und einer erhöhten Nachfrage nach Wasserstoff. [87]

Klimapfade (2018), BDI

Im Rahmen der Studie „Klimapfade für Deutschland“ [88], welche im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI) 2018 erstellt wurde, erfolgte die Untersuchung unterschiedlicher Klimapfade. Im Folgenden werden die Pfade zum Erreichen einer Treibhausgasreduktion um 80% und 95% vorgestellt. Die Ermittlung dieser Entwicklungspfade basiert auf einem komplexen Verbund unterschiedlicher Modelle. Im 80%-Szenario wird ein Endenergieverbrauch von 1.617 TWh im Jahr 2050 angenommen. Dies wird unter anderem mittels Effizienzsteigerungsmaßnahmen, dem Ausbau der Nutzung von Biomasse in der Industrie, der Installation von ca. 14 Mio. Wärmepumpen und dem Einsatz von etwa 26 Mio. batterieelektrischen Pkw erreicht. Im 95%-Szenario steigt der Ausbau auf 16 Mio. Wärmepumpen und 33 Mio. batterieelektrische Pkw. Zudem kommen PtG und PtL Technologien zum Tragen. Die installierten Kraftwerksleistungen liegen im 80%-Szenario (95%-Szenario) für Photovoltaik bei 105 GW (130 GW), für Onshore-Windkraft bei 97 GW (102 GW) und für Offshore-Windkraft bei 47 GW (60 GW). [88]

Sektorenkopplung (2018), ewi

Das Energiewirtschaftliche Institut (ewi) der Universität zu Köln veröffentlichte 2018 die Studie „Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung“ [89]. Unter anderem wird das Szenario „Technologieoffen“ (TO) vorgestellt, welches nachfolgend analysiert wird. Abgesehen von einer Sensitivitätsanalyse verfolgt das Szenario die Reduktion der THG-Emissionen um 80%. Hierbei kommt ein integriertes Energiesystemmodell zur Kostenoptimierung der Strom-, Wärme- und Brennstoffbereitstellung. Die zugehörigen Nachfragen werden dabei exogen bestimmt. Der resultierende Endenergiebedarf liegt im Jahr 2050 bei ca. 1.733 TWh. Dahinter verbirgt sich unter anderem die zunehmende Nachfrage nach synthetischen Brennstoffen durch PtG- und PtL-Prozesse. Die installierten Leistungen liegen für Photovoltaik bei 144 GW, für die Windenergie an Land bei 169 GW und für Windenergie auf See bei 15 GW. Im Bereich der Wärmeversorgung erfolgt die Installation von 6,9 Mio. Wärmepumpen. Für den Verkehrssektor wird ein Mix aus Hybridantriebssystemen, Brennstoffzellenantrieben und batterieelektrischen Antrieben unterstellt. [89]

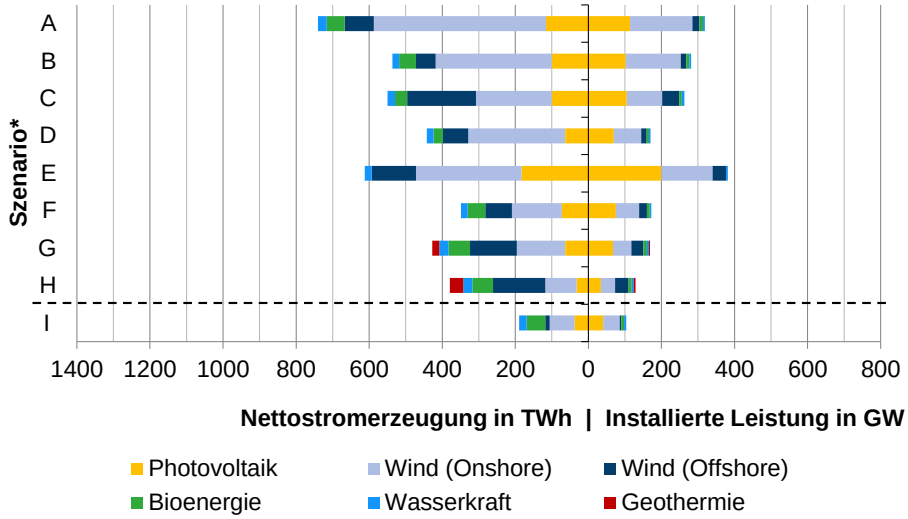
Leitstudie (2018), dena

Mit der Studie „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“ [90] im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur (dena) wurden 2018 weitere Energieszenarien für Deutschland vorgestellt. Neben einem Referenzszenario entstehen weitere Szenarien mit dem Fokus auf der Elektrifizierung oder einem breiten Technologiemix (TM). Für diese beiden Szenarien werden zudem unterschiedliche Treibhausgasreduktionsziele angesetzt. Somit werden insgesamt fünf verschiedene Szenarien untersucht, von denen nachfolgend das TM80- und TM95-Szenario vorgestellt werden. Bei den zugrundeliegenden Berechnungen kommt das zuvor beschriebene Gesamtenergiesystemmodell aus Lorenczik et al. (2018) [89] zum Einsatz.

Der Endenergiebedarf wird folglich ebenfalls als Eingangsgröße exogen bestimmt. Die Ergebnisse der Szenarien TM80 bzw. TM95 zeigen einen Primärenergiebedarf für das Jahr 2050 von 2.069 bzw. 2.007 TWh/a sowie einen Endenergieverbrauch von 1.674 bzw. 1.597 TWh/a. Hierbei kommen mit 294 bzw. 908 TWh/a verstärkt synthetische Energieträger aus Power-to-X (PtX) Verfahren zum Tragen, welche insbesondere im TM95-Szenario überwiegend importiert werden. Die installierten Leistungen in Deutschland liegen in beiden Szenarien für Photovoltaik bei 114 GW und für Onshore-Windenergie bei 171 GW. Lediglich bei der Offshore-Windenergie unterscheiden sich beide Szenarien mit 19 bzw. 26 GW installierter Leistung. Außerdem wird von 6,5 bzw. 7,4 Mio. Wärmepumpen sowie jeweils 28,1 Mio. elektrisch oder teilelektrisch angetriebenen Pkw ausgegangen. [90]

Vergleich der Szenarien

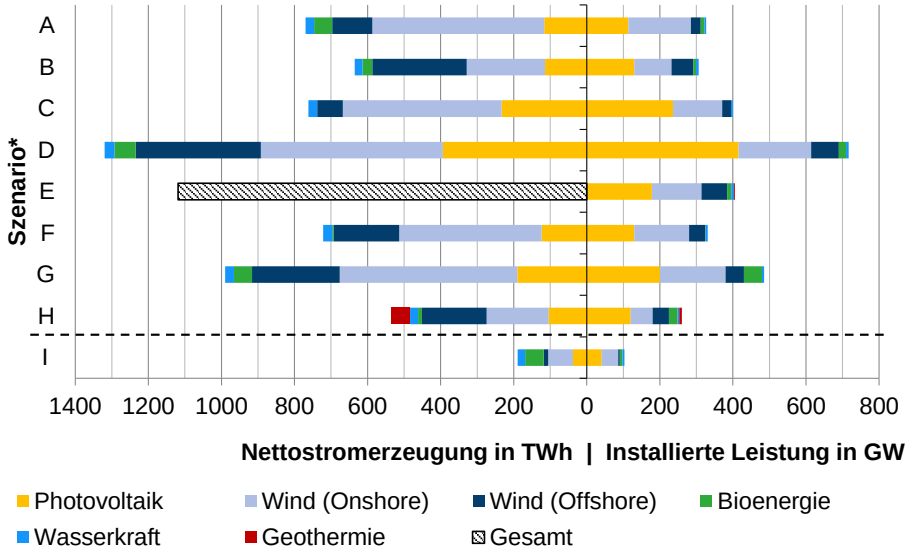
Eine Zusammenfassung der installierten Leistungen erneuerbarer Energien (rechts) sowie die bereitgestellte elektrische Energie (links) aus den vorgestellten 80%-Szenarien findet sich in Abbildung 2.10. Die Szenarien sind dabei nach dem Jahr ihrer Veröffentlichung sortiert. Als Referenz dienen die historischen Werte aus dem Jahr 2016. Generell ist bei den dargestellten Szenarien ein Trend zu einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien zu erkennen. Insbesondere die Windenergie an Land gewinnt zunehmend an Bedeutung. Entsprechend steigt die angenommene installierte Leistung von 39 GW im Leitszenario (2009) auf bis zu 171 GW in der Leitstudie (2018). Dahingegen divergiert die Relevanz von Offshore-Windkraftanlagen deutlich in den Untersuchungen und reicht von 15 GW (54 TWh/a) bis zu 47 GW (188 TWh/a). Die Bandbreite der PV-Leistung reicht von 34 GW im Leitszenario (2009) bis zu 200 GW im Energiesystem 2050 (2016). Der Beitrag von Wasser- und Biomassekraftwerken liegt in den Szenarien auf einem ähnlichen Niveau wie im Jahr 2016. Einzige Ausnahme bildet Szenario E, bei dem Biomasse nicht mehr zur Generierung elektrischer Energie genutzt wird. Außerdem ist auffällig, dass der Nutzung von Geothermie zur Strombereitstellung in aktuellen Szenarien keine Bedeutung mehr zukommt.



*	Studien-/Szenarioname (Veröffentlichungsjahr), Herausgeber/Auftragnehmer
A	Leitstudie (2018), dena
B	Sektorenkopplung (2018), ewi
C	Klimapfade (2018), BDI
D	Langfristszenarien (2017), BMWi
E	Energiesystem 2050 (2016), Fraunhofer ISE
F	Zielszenario (2014), Prognos AG
G	Szenario A (2012), DLR
H	Leitszenario (2009), BMU
I	*Status Quo 2016*

Abbildung 2.10: Vergleich der bereitgestellten elektrischen Energie und der installierten Leistungen im Jahr 2050 ausgewählter 80%-Szenarien [5,74,77,78,82,85,88,89,90]

Die bereitgestellte elektrische Energie sowie die zugehörigen installierten Leistungen aus den Szenarien mit THG-Emissionsreduktion von 95-100% sind in Abbildung 2.11 aufgeführt. Das Jahr 2016 dient hierbei ebenfalls als Referenz. Im Kontrast zu den 80%-Szenarien liegen die nötigen Leistungen regenerativer Energiequellen in der Regel höher. Während die gesamte installierte Leistung der erneuerbaren Energien in den 80%-Szenarien zwischen 129 und 382 GW liegt, steigt sie in den ambitionierteren Szenarien auf 260 bis 717 GW an. Außerdem liegt in diesen Szenarien kein Trend zu einem stärkeren Ausbau vor. Stattdessen wird bereits in frühen Studien von einem hohen Leistungs- und Energiebedarf ausgegangen. Dieser variiert im Fall der Photovoltaik von 102 GW und 100 TWh/a bis zu 415 GW und 394 TWh/a. Für Onshore-Windenergie liegt die Spanne zwischen 60 GW (170 TWh/a) und 199 GW (498 TWh/a). Bei der Offshore-Windenergie liegen die Annahmen zwischen 15 GW (54 TWh/a) und 76 GW (343 TWh/a). Der Beitrag aus Wasserkraft wird wiederum auf gleichbleibendem Niveau erwartet. Im Fall der Bioenergie liegen die Angaben in den Szenarien jedoch stärker auseinander und reichen von 0-50 GW und 0-58 TWh/a. Die Angabe zu Szenario E inkludiert die Bereitstellung aus fossilen Kraftwerken.



*	Studien-/Szenarioname (Jahr), Reduktionsziel, Herausgeber/Auftragnehmer
A	Leitstudie (2018), 95%, dena
B	Klimapfade (2018), 95%, BDI
C	Treibhausneutrales Deutschland (2018), 95%, UBA
D	Sektorkopplung (2016), 100% in 2040, HTW Berlin
E	SZEN-16 KLIMA 2050 (2016), 95%, BEE eV.
F	Klimaschutzszenario 2050 (2015), 95%, Öko-Institut
G	Geschäftsmodell Energiewende (2014), Fraunhofer IWES
H	Energieziel 2050 (2010), ~100%, UBA
I	*Status Quo 2016*

Abbildung 2.11: Vergleich der bereitgestellten elektrischen Energie und der installierten Leistungen im Jahr 2050 ausgewählter 95%- bis 100%-Szenarien [5,75,78,79,80,81,87,88,90]

Neben der zukünftigen Energiebereitstellung stellt der Endenergieverbrauch eine charakteristische Kenngröße in den Modellrechnungen dar. Abbildung 2.12 bietet eine Übersicht des Endenergiebedarfs 2050 in den vier aktuellsten, vorgestellten 80%-Szenarien sowie den Status Quo aus dem Jahr 2016. Alle Szenarien haben dabei eine Reduktion des Endenergieverbrauchs gemeinsam. Dieser sinkt auf 1.507 bis 1.733 TWh/a ab. Die größten Differenzen liegen dabei in den Ergebnissen zur Entwicklung im Industriesektor vor. Der Endenergiebedarf dieses Sektors wird im Bereich von 559 bis 814 TWh/a angegeben. Im Gebäudesektor liegt eine Bandbreite von 512 bis 654 TWh/a vor. Dagegen gehen die Ergebnisse im Transportsektor nur geringfügig auseinander mit 400 bis 407 TWh/a.

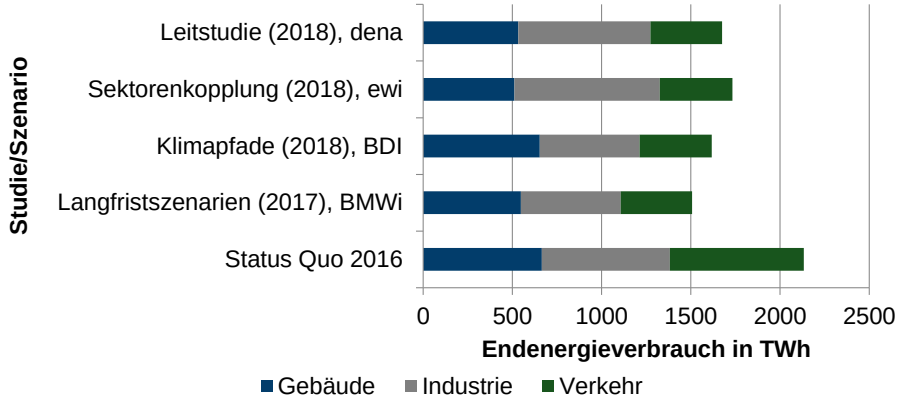


Abbildung 2.12: Vergleich des Endenergieverbrauchs im Jahr 2050 ausgewählter 80%-Szenarien [85,88,89,90,91]

Ähnlich zum Endenergieverbrauch verhalten sich auch die verbleibenden CO_2- bzw. THG-Emissionen im Jahr 2050 in den ausgewählten Studien. Wie in Abbildung 2.13 zu erkennen ist, liegen deutliche Unterschiede in der sektoralen Verteilung der Emissionen vor. Dies beruht insbesondere auf der abweichenden Bilanzierung und der sektoralen Zuordnung der Emissionen. Folglich ergeben sich in 2050 für den Energiesektor THG-Emissionen zwischen 4 und 45 $Mt_{CO2\text{-}äq}$, für den Gebäudesektor zwischen 16 und 35 $Mt_{CO2\text{-}äq}$, für den Industriesektor zwischen 52 und 126 $Mt_{CO2\text{-}äq}$, für den Transportsektor zwischen 22 und 45 $Mt_{CO2\text{-}äq}$ sowie sonstige Emissionen in Höhe von 50 bis 67 $Mt_{CO2\text{-}äq}$. Letztere entfallen vor allem auf den Landwirtschaftssektor. Absolut ergibt sich hieraus eine Reduktion der Emissionen im Energiesektor von 87-99%, im Gebäudesektor von 73-88%, im Industriesektor von 33-72%, im Transportsektor von 73-87% und im Bereich der sonstigen Emissionen von 18-39% gegenüber 2016. Entsprechend der Untersuchung des Endenergieverbrauchs liegen ebenfalls im Industriebereich die größten Abweichungen in den Ergebnissen vor. Die größten Emissionseinsparungen entfallen hingegen auf den Energiesektor, der von einer Umstellung auf regenerative Energiequellen profitiert. Im Gebäude- und Transportbereich liegen ähnliche Reduktionsziele vor. Die geringste Emissionsreduktion wird in den sonstigen Sektoren erzielt. An der relativen sektoralen Verteilung der Emission nehmen diese somit zusammen mit den Industrieemissionen einen erhöhten Anteil ein. Die Anteile des Gebäude- und Transportsektors bleiben hingegen zumeist auf einem ähnlichen Niveau wie im Jahr 2016.

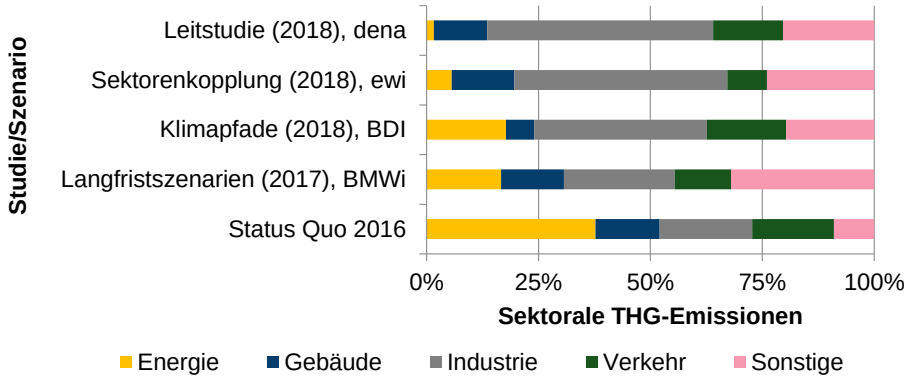


Abbildung 2.13: Vergleich der energie- und prozessbedingten CO_2-/Treibhausgas-Emissionen im Jahr 2050 ausgewählter 80%-Szenarien [85,88,89,90,91]

2.3 Zusammenfassung und Fazit

Ziel dieses Kapitels ist es, eine Methodik zur Charakterisierung von Energiesystemmodellen einzuführen, einen Überblick über den Stand der Forschung im Bereich der nationalen Energiesystemmodellierung zu geben und aktuelle Energieszenarien für Deutschland vorzustellen. Die zentralen Ergebnisse werden nachfolgend zusammengefasst und diskutiert, um somit den derzeitigen Forschungsbedarf sowie Forschungslücken zu identifizieren.

Im Kontext der Charakterisierung von Energiesystemmodellen werden zahlreiche Modelle analysiert und deren Eigenschaften untersucht. Das Spektrum an unterschiedlichen Ansätzen reicht dabei von individuellen Prozessmodellen bis hin zu Modellen mit globalem Modellierungshorizont. Diese unterscheiden sich wiederum in ihrer Struktur und ihrem Schwerpunkt, der auf ökonomischen oder technischen Aspekten liegen kann. Aufbauend auf den analysierten Eigenschaften wird eine Methodik entwickelt, um die Modelle zu beschreiben und zu kategorisieren. Mit diesem Verfahren werden anschließend Modelle bestimmt, die in der Lage sind, nationale Treibhausgasreduktionsstrategien in einem konsistenten Rahmen zu berechnen. Auf diese Weise wurden 24 Modelle identifiziert und im nachfolgenden Unterkapitel detailliert untersucht. Die Untersuchung zeigt verschiedene Ansätze und Trends in der Modellierung, wie beispielsweise eine steigende räumliche und zeitliche Auflösung. Anschließend an die Vorstellung der Modelle erfolgt die Beschreibung der relevantesten, aktuellen Energieszenarien. Insgesamt werden 14 Studien vorgestellt, die im Zeitraum von 2009 bis 2018 veröffentlicht wurden.

Die Analyse der Energiesystemmodelle zeigt an vielen Stellen die zunehmende Komplexität auf, die durch die Einbindung erneuerbarer Energien entsteht. Aufgrund des damit einhergehenden Rechenaufwands steigt folglich auch die Nachfrage nach Methoden zur Komplexitätsreduktion. Diese betreffen vor allem die zeitliche und räumliche Auflösung, können aber auch die Abbildung von Technologien umfassen. Außerdem entsteht vermehrt ein Bedarf nach Flexibilität und Transparenz der Modelle und ihrer Strukturen. Dementsprechend gilt es, diesen Aspekten in zukünftigen Modellierungsansätzen mit geeigneten Methoden gerecht zu werden.

Rückblickend auf die Ergebnisse der Analyse aktueller Energieszenarien zeigt sich, dass viele Szenarien auf einem Verbund diverser Modelle basieren. Dies ist insbesondere der zunehmenden Komplexität der Untersuchungen geschuldet. Nur eines der Szenarien (Fraunhofer ISE: Energiesystem 2050) wird mit einem konsistenten Gesamtmodell berechnet. Infolgedessen kann zumeist keine volkswirtschaftlich kostenoptimale Konfiguration des zukünftigen Energiesystems präsentiert werden. Allerdings ist eine solche konsistente Betrachtungsweise essentiell, um ein normatives Szenario zu entwickeln. Nur auf diese Weise sind alle Rückwirkungen innerhalb eines komplexen Energiesystems zu erfassen, um den Planungsprozess zur Transformation der Energieversorgung Deutschlands zu unterstützen.

Bei der Untersuchung der Energieszenarien fallen zudem weitere aktuelle Herausforderungen in der Modellierung auf. Die Berücksichtigung von Technologien zur Sektorenkopplung, wie PtX-Verfahren, spielt zwar eine wichtige Rolle in den meisten Szenarien, jedoch werden diese häufig nur unzureichend abgebildet. Dies führt zur Unterschätzung der Relevanz einiger Technologien. Basierend auf der verstärkten Einbindung fluktuierender erneuerbarer Energien betrifft dies insbesondere saisonale Speicheroptionen sowie Versorgungsinfrastrukturen für alternative Energieträger. Des Weiteren ist hiervon die Berücksichtigung von Importen und Exporten in den Modellen betroffen. Dies umfasst sowohl den internationalen Handel mit Strom als auch mit regenerativ erzeugten Energieträgern, wie Wasserstoff oder PtL-Kraftstoffen. Außerdem werden Biomass-to-X-Verfahren und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz häufig nur unzureichend in den Energieszenarien berücksichtigt.

Der Umgang mit Unsicherheiten stellt eine weitere Herausforderung der Modellierung dar. Diese betreffen soziokulturelle, klimatische, ökonomische und technische Entwicklungen. Vor allem die Unsicherheiten durch die letzten beiden Punkte können jedoch mit geeigneten Methoden berücksichtigt werden.

Entsprechend der vorangegangenen Untersuchung der nationalen Energiesystemmodellierung sowie der Erstellung der Energieszenarien für Deutschland lassen sich die folgenden Modelldefizite und Forschungslücken zusammenfassen.

- **Problemstellung:**
  Um die zunehmende Komplexität und Berechnungsdauer zu kompensieren, die mit steigender räumlicher und zeitlicher Auflösung sowie des zeitlichen Betrachtungshorizonts einhergeht, sind neue methodische Ansätze erforderlich.

➔ **Lösungsansätze:**

  - Einbindung eines Ansatzes zur Aggregation von Zeitreihen
  - Entwicklung einer Methode zur Komplexitätsreduktion mittels einer räumlichen Pseudo-Auflösung
  - Auslagerung der Analyse von Infrastrukturaspekten sowie deren vereinfachte technische und ökonomische Berücksichtigung im Modell zur Reduktion der Berechnungszeit
  - Entwicklung eines dynamischen, myopischen Ansatzes zur Transformationspfadanalyse

- **Problemstellung:**
  Die Berücksichtigung von PtX-Verfahren, Biomass-to-X-Verfahren, saisonalen Langzeitspeichertechnologien, Infrastrukturen, Importen erneuerbarer Energieträger und Energieeffizienzmaßnahmen in existierenden Modellen ist unzureichend.

➔ **Lösungsansätze:**
  - Detaillierte Einbindung der genannten Technologien und Maßnahmen in das entwickelte Modell
  - Zusätzliche Berücksichtigung der Auswirkungen einer kalten Dunkelflaute auf den Ausbau erneuerbarer Energien sowie die genannten Technologien und Maßnahmen

- **Problemstellung:**
  Bei den eingesetzten Modellen zur Erstellung der Energieszenarien handelt es sich in der Regel um einen Modellverbund. Bei den resultierenden Szenarien handelt es sich folglich um inkonsistente Lösungen. Alternativ wird ebenfalls ein geschlossenes Gesamtmodell zur Szenarienerstellung eingesetzt, welches jedoch mit zusätzlichen technischen Limitierungen und Restriktionen einhergeht. Beispielsweise werden Quoten oder Grenzwerte für den Ausbau bestimmter Technologien festgelegt.

➔ **Lösungsansätze:**
  - Entwicklung eines konsistenten und vollkommen technologieoffenen Gesamtmodells, welches ohne die Limitierungen und Quoten für einzelne Technologien auskommt
  - Generierung realitätsnaher Lösungen mittels eines neuentwickelten, quadratischen Optimierungsansatzes

- **Problemstellung:**
  Existierende Modelle haben Probleme bei dem Umgang mit Unsicherheiten, insbesondere Kostenunsicherheiten. Infolgedessen sind die Ergebnisse oft wenig robust und machen umfangreiche Sensitivitätsanalysen erforderlich, die mit erheblicher Berechnungszeit verbunden sind.

➔ **Lösungsansätze:**
  - Detaillierte Analyse von Kostenunsicherheiten basierend auf historischen Daten
  - Berücksichtigung von Kostenunsicherheiten im Modell mittels eines quadratischen Optimierungsansatzes, um somit die Robustheit, Vielseitigkeit und Realitätsnähe der Ergebnisse zu verbessern

Um die beschriebenen Lösungsansätze im Rahmen dieser Arbeit umzusetzen, steht die Entwicklung geeigneter Modellstrukturen (siehe Kapitel 3) und neuer Methoden (siehe Kapitel 4) im Vordergrund. Diese werden im Folgenden detailliert beschrieben.

3 Grundlagen der Energieversorgung

Die Strukturen der Energienachfrage in Deutschland sowie die Optionen zu deren Versorgung stellen die Grundlage zur Erstellung eines Energiesystemmodells dar. Aus diesem Grund erfolgt zunächst eine Erläuterung der Rahmenbedingungen der Modellbildung. Diese umreißen sowohl die gesellschaftlichen, politischen und ökonomischen Einwirkungen auf die Energieversorgung als auch die Bilanz- und Systemgrenzen der Modellierung. Anschließend werden die Strukturen und techno-ökonomischen Aspekte des Energiesektors bzw. der Versorgungsseite erläutert. Nachfolgend wird die Energienachfrage in den Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr charakterisiert. Abschließend erfolgt eine Zusammenfassung der Parameter für die Modellierung. Die zugehörigen Modelleingangsdaten der dargestellten Diagramme finden sich in Anhang B.

3.1 Rahmenbedingungen

Zur Festlegung der relevanten Rahmenbedingungen bei der Erstellung eines Energiesystemmodells für Deutschland gilt es als erstes die Grenzen der Modellierung festzulegen. Die Bestimmung dieser Grenzen hängt wiederum von der Zielsetzung der Untersuchung ab, bei welcher es sich um die Evaluierung von CO_2-Reduktionsstrategien unter Berücksichtigung technischer und ökonomischer Aspekte handelt. Aus diesem Grund müssen zunächst die grundlegenden Treiber für die Energienachfrage identifiziert werden, welche wiederum für die Emissionen von CO_2 bei deren Versorgung verantwortlich sind. Angelehnt an Hall (2011) [92] stellt Abbildung 3.1 die fundamentalen Bedürfnisse des Menschen dar. Deren Befriedigung ist in aktuellen gesellschaftlichen Strukturen bis auf wenige Ausnahmen auf Energie in elektrischer, thermischer, mechanischer oder chemisch-gebundener Form angewiesen. Im Zentrum stehen dabei die physiologischen Bedürfnisse nach Mobilität und Gütern, welche beispielsweise auch Nahrungsmittel und Trinkwasser umfassen. Das Grundbedürfnis nach Mobilität resultiert einerseits aus dem Erfordernis, räumlich getrennt vorliegende Güter zugänglich zu machen, andererseits macht es heute technisch komplexe Güter wie Transportmittel erforderlich. Gleiches gilt für Sicherheits- und Sozialbedürfnisse, welche auf technische Güter aus energieintensiven Fertigungsprozessen angewiesen sind. Diese lassen sich zudem in einen Bedarf nach Information und sozialer Interaktion, nach Licht und Wohnraum sowie nach Schutz und Gesundheit einteilen. Aufbauend auf diesen Bedürfnissen ist Abbildung 3.1 ebenfalls die resultierende energetische Nachfrage zu entnehmen, welche angelehnt an das Vorgehen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) in Primär- und Endenergiebedarf aufgeteilt ist [93]. Hierbei erfolgt ebenso eine Aufteilung in den Energiesektor sowie in die Nachfragesektoren. Letztere orientieren sich wiederum an den beschriebenen Bedürfnissen. Die Bereitstellung von Gütern und Dienstleistungen sowie der Energie für deren Fertigung bzw. Angebot erfolgt im Industrie- und Gewerbesektor. Dem Bedürfnis nach Mobilität wird im Transportsektor in Form des Personen- und des Gütertransports nachgekommen. Der Befriedigung von Sicherheits- und Sozialbedürfnissen wird in erster Linie im Gebäudebereich nachgegangen.

Die generelle Art und Weise sowie die nötigen technischen Mittel um diesen Bedürfnissen nachzukommen, unterliegen einem ständigen gesellschaftlichen Wandel. Die damit einhergehende Veränderung des Nutzungs- und Konsumverhaltens ist zudem schwer vorhersehbar. Aufgrund der Abhängigkeit vom menschlichen Verhalten und den massiven

Auswirkungen auf den Energiebedarf wird nachfolgend von gleichbleibenden Strukturen und Verhaltensweisen ausgegangen. Diese sind daher nicht Teil des Untersuchungsrahmens und werden nicht bei der Optimierung des Energiesystems abgebildet.

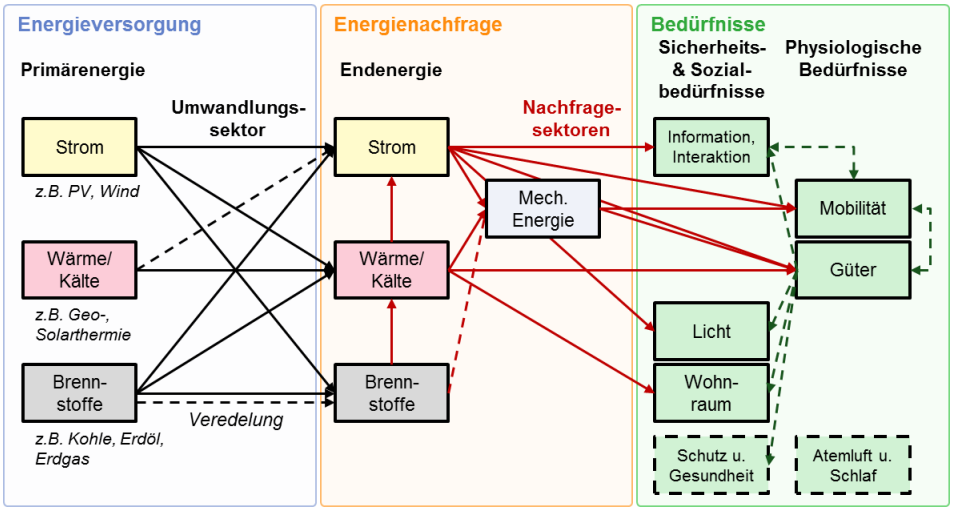


Abbildung 3.1: Schematische Darstellung der Energieversorgung und -nachfrage sowie der zugrundeliegenden Bedürfnisse; eigene Darstellung

Gemäß dem Vorgehen der AGEB wird die letztliche, energetische Umwandlung von Endenergie in Nutzenergie zur Befriedigung der menschlichen Bedürfnisse den Nachfragesektoren zugeordnet [93]. Dies umfasst ebenso Prozessketten, bei denen zunächst Brennstoffe in thermische Energie und gegebenenfalls in elektrische oder mechanische Energie umgewandelt werden. Hierbei wird die Zielsetzung zur direkten Überführung in Nutzenergie unterstellt. Eventuell anfallende Überschüsse an elektrischer Energie werden in den Energiebilanzen der AGEB jedoch nicht der Allgemeinheit bzw. anderen Sektoren zur Verfügung gestellt. Dies beruht auf dem historisch bedingten Ansatz, die Nachfragesektoren als reine Konsumenten anzusehen. Der Ausbau dezentraler Energieerzeugung sowie -speicherung, beispielsweise durch Photovoltaikanlagen oder batterieelektrische Fahrzeuge, führt jedoch zunehmend zur Rückspeisung ungenutzter Energie. Dieses Prosumentenverhalten wird derzeit nur unzureichend in den Energiebilanzen abgebildet. Außerdem führt diese Entwicklung zu einer zusätzlichen Unschärfe in der Trennung von Energiesektor und Nachfragesektoren. Entsprechend Abbildung 3.1 werden daher im Energiesektor nachfolgend unterschiedliche Konversionspfade betrachtet. Neben der thermischen Umsetzung von fossilen und biogenen Brennstoffen werden direkte thermische und elektrische Energienutzungspfade analysiert. Im Rahmen der erneuerbaren thermischen Energiequellen ist hierbei die Dachflächen-Solarthermie zu nennen. Auf die Betrachtung solarthermischer und geothermischer Kraftwerke wird aufgrund der geringen Relevanz dieser Technologien in Deutschland verzichtet (vergleiche Kapitel 2.2). In Bezug auf die erneuerbaren elektrischen Energiequellen werden Wasser- und Biomassekraftwerke, Windkraft- und Photovoltaikanlagen berücksichtigt. Diese liegen in den Bilanzen der AGEB aktuell zusammengefasst vor und werden nicht nach Energiequelle differenziert, wobei so-

wohl die Windenergie als auch die Photovoltaik bereits einen signifikanten Beitrag zur Energieversorgung Deutschlands leisten. Ein weiterer Fokus liegt auf Power-to-X (PtX)-Technologien, welche in einem zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil volatiler erneuerbarer Energien an Bedeutung gewinnen. Dies umfasst sowohl die Umwandlung in thermische Energie als auch in chemisch-gebundene Energie in Form synthetischer Energieträger, welche ebenfalls bislang noch nicht in den Energiebilanzen ausgewiesen werden.

Ergänzend zur Abgrenzung des generellen Untersuchungsrahmens müssen die Rahmenbedingungen zur Betrachtung von Treibhausgasen (THG) festgelegt werden. Dabei werden nur die Emissionen innerhalb der deutschen Staatsgrenzen berücksichtigt (Inlandskonzept). Wie Abbildung 3.2 zu entnehmen ist, liegen die gesamten Treibhausgasemissionen Deutschland im Jahr 2016 bei 909,3 $Mt_{CO2\text{-}äq}$ [94]. Die energiebedingten Emissionen beruhen dabei zu 99% auf dem Treibhausgas CO_2. Diese teilen sich auf die einzelnen Sektoren auf, wobei 43% der Emissionen auf die Energiewirtschaft entfallen sowie 21% auf den Verkehr, 17% auf Gebäude und 16% auf die Industrie. Auf der Seite der prozessbedingten Treibhausgasemissionen besitzt CO_2 lediglich einen Anteil von 34%. Insgesamt entfallen jedoch 51% der gesamten Prozessemissionen auf die Landwirtschaft und sonstige Bereiche. Diese setzen sich wiederum zu 96% aus anderen Treibhausgasen zusammen, wie CH_4 und N_2O. Auf den Energiewirtschaftsbereich lassen sich 7% der prozessbedingten THG-Emissionen zurückführen. Es handelt sich dabei um diffuse Emissionen aus Brennstoffen, welche zu 75% aus CH_4 und zu 25% CO_2 bestehen. Im Industriebereich entstehen 41% der Prozessemissionen. Diese basieren zu 73% auf CO_2 und zu 25% auf fluorierten Gasen (F-Gase) sowie geringen Mengen an CH_4 und N_2O. Eine detaillierte Übersicht zu den sektoralen THG-Emissionen findet sich in Anhang B, Tabelle B.1 bis Tabelle B.3. [94]

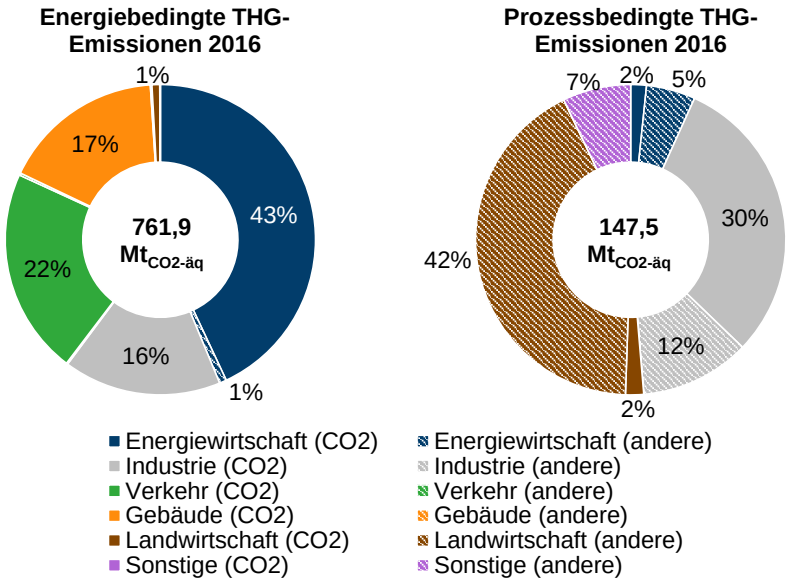


Abbildung 3.2: Energiebedingte und prozessbedingte Treibhausgasemissionen 2016 nach Sektor und Treibhausgasart (CO_2 und andere THG); angelehnt an: [94]

Begründet durch die Relevanz, den Energiebezug, die Verfügbarkeit alternativer Maßnahmen und die Heterogenität der anderen Treibhausgase werden nachfolgend nur die energie- und prozessbedingten Emissionen von CO_2 modelliert. Diese liegen im Jahr 2016 in Summe bei 801,8 Mt_{CO2} und machen etwa 88% der gesamten Treibhausgasemissionen aus [94]. Die Klimaziele der Bundesregierung beziehen sich jedoch auf die gesamten Treibhausgasemissionen (siehe Abbildung 1.1, Seite 1). Aus diesem Grund ist es notwendig, die Emission sonstiger Treibhausgase bilanziell zu erfassen und Annahmen zu zukünftigen Entwicklungen zu treffen. Bezogen auf den gesamten Treibhausgasausstoß im Jahr 1990 in Höhe von 1.251,6 $Mt_{CO2\text{-äq}}$ liegt der Zielwert der Emissionen im Jahr 2050 für eine Reduktion um 80 bis 95 Prozent bei nur noch 250,3 bis 62,6 $Mt_{CO2\text{-äq}}$. Die Emissionen sonstiger Treibhausgase in 2016 betragen etwa 107,5 $Mt_{CO2\text{-äq}}$, weshalb auch sie, zumindest zur Erreichung des 95%-Zieles, gesenkt werden müssen. Im Zeitraum von 1990 bis 2016 ist bereits eine Emissionsreduktion um 46% zu verzeichnen. Jedoch stagniert diese Entwicklung seit dem Jahr 2009 leicht. Dennoch liegt die Reduktionsrate im Gesamtzeitraum deutlich über der, der CO_2-Emissionen. Der energie- und prozessbedingte CO_2-Ausstoß sinkt im gleichen Zeitraum um lediglich 24%. [94]

Annahmen zur weiteren Entwicklung der Emission sonstiger Treibhausgase (CH_4, N_2O und F-Gase) gestaltet sich insbesondere aufgrund ihrer heterogenen Verteilung über Sektoren und Prozesse schwierig. Infolgedessen gehen Annahmen und Prognosen hierzu in Energieszenarien weit auseinander (vergleiche Abbildung 2.13, Seite 28). Als Grundlage für die nachfolgende Untersuchung werden daher eigene Annahmen getroffen. Diese basieren zunächst auf einer Extrapolation der historischen Entwicklung zwischen 1990 und 2016 über eine Exponentialfunktion der dargestellten Form in Gleichung 3.1.

$$f(x) = ae^{bx} \qquad \text{Gl.3.1}$$

Mit Hilfe der eingesetzten Werte für die Parameter *a* und *b* aus Abbildung 3.3 ergibt sich die in blau dargestellte Kurve. Der resultierende Zielwert für das Jahr 2050 liegt demnach bei 42.5 $Mt_{CO2\text{-äq}}$ und entspricht einer Reduktion gegenüber dem Referenzjahr 1990 um 79%. Diese Entwicklung wird nachfolgend für Berechnungen mit dem THG-Reduktionsziel von 80% angenommen. Für 95%-Reduktionsszenarien wird von einer ambitionierteren Senkung des Ausstoßes sonstiger Treibhausgase um ebenfalls 95% auf 9,9 $Mt_{CO2\text{-äq}}$/a bis 2050 ausgegangen. Für die Jahre zwischen 2016 und 2050 wird ein linearer Verlauf der Emissionsreduktion unterstellt (siehe Abbildung 3.3).

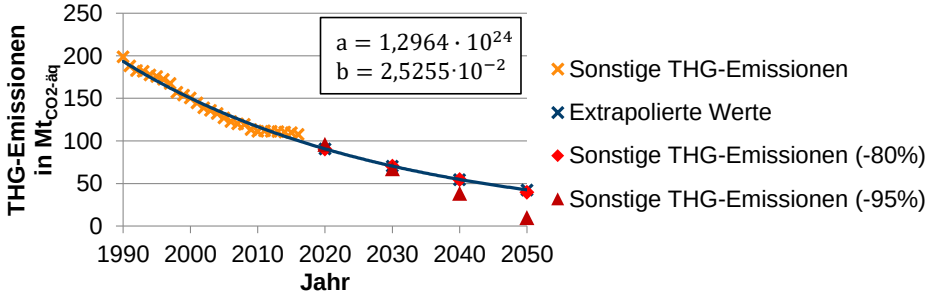


Abbildung 3.3: Energie- und prozessbedingte Emission sonstiger Treibhausgase (ausgenommen CO_2) von 1990-2016 sowie potenzielle zukünftige Entwicklungen; angelehnt an: [94]

Weiterhin müssen gesellschaftliche und volkswirtschaftliche Entwicklungen als Rahmenbedingungen bestimmt werden. Da diese einen wesentlichen Einfluss auf die Energienachfrage besitzen, gelten für deren Auswahl diverse Bedingungen. Um aktuelle gesellschaftliche und wirtschaftliche Trends in den nachfolgenden Untersuchungen zu berücksichtigen, muss ebenfalls das gewählte Entwicklungsszenario möglichst aktuell sein. Bedingt durch die komplexen Wechselwirkungen makroökonomischer Prozesse besitzen die zugrundeliegenden Annahmen weitreichende Folgen in Bezug auf sektorale Entwicklungen und die Energienachfrage. Aus diesem Grund muss das gewählte Rahmenszenario konsistent sein und sämtliche modellrelevanten Entwicklungen in den Nachfragesektoren umfassen. Basierend auf diesen Anforderungen, der detaillierten Ausarbeitung und der guten Datenlage werden die Annahmen zur gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Entwicklung an die Studie „Klimapfade für Deutschland“, Gerbert et al. (2018) [88], angelehnt. Die entsprechenden Angaben zur historischen und zukünftigen Entwicklung der Bruttowertschöpfung, der Bevölkerungsanzahl sowie der Anzahl an Haushalten und Arbeitnehmern sind Abbildung 3.4 zu entnehmen. Resultierende Effekte auf die Nachfragesektoren werden in den Folgekapiteln beschrieben.

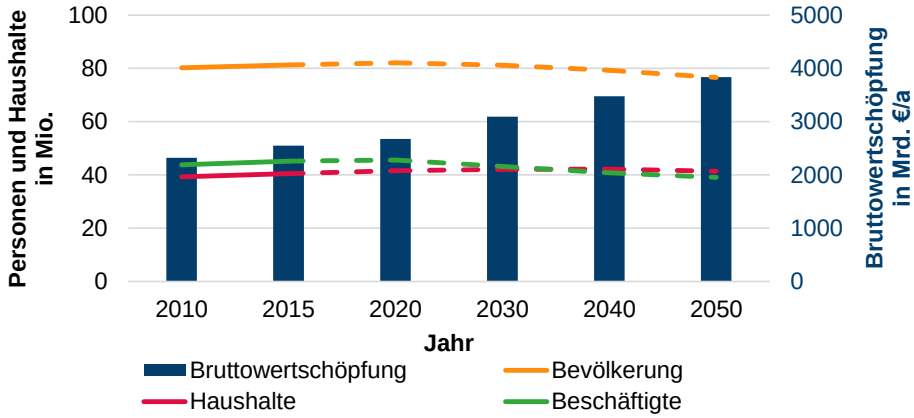


Abbildung 3.4: Annahmen zur gesellschaftlichen und volkswirtschaftlichen Entwicklung 2010-2050; angelehnt an: [88]

Neben der gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Entwicklung spielt ebenfalls die Brennstoffpreisentwicklung eine entscheidende Rolle, wenn es um die Bewertung zukünftiger Technologien geht. Die historische Entwicklung der Import- bzw. Grenzübergangspreise der wichtigsten Brennstoffe sowie die Annahmen zu deren zukünftiger Entwicklung sind in Abbildung 3.5 zusammengefasst. Die Jahresmittelwerte der Preise von 2000 bis 2018 beruhen auf Angaben des Bundesamts für Wirtschaft und Ausführkontrolle (BAFA) [95,96,97]. Annahmen für die Jahre 2020-2050 sind angelehnt an Pfluger et al. (2017) [85] und Gerbert et al. (2018) [88]. Die angenommenen Preisentwicklungen entsprechen in ihrem qualitativen Verlauf den Annahmen im World Energy Outlook (2018) [98, S. 602], welche allerdings nur bis zum Jahr 2040 angegeben werden. Sie liegen dabei zwischen den Preisentwicklungen in den beschriebenen Szenarien *New Policies* und *Sustainable Development*. Eine Übersicht der zugehörigen, spezifischen Heizwerte und Emissionsfaktoren findet sich in Anhang C, Tabelle C.1.

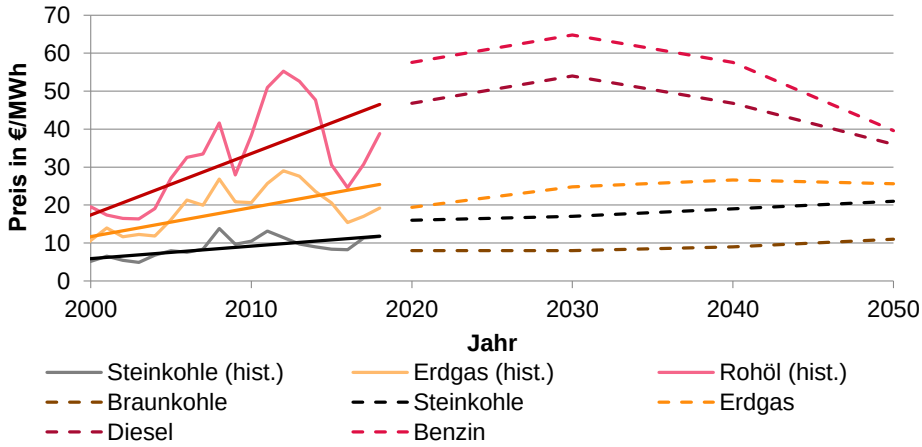


Abbildung 3.5: Historische Entwicklung von Brennstoffimportpreisen (Grenzübergangspreise) sowie Annahmen zur zukünftigen Entwicklung bis 2050; angelehnt an: [85,88,95,96,97]

Ergänzend zu den konventionellen Energieträgern ist der potenzielle Import von Wasserstoff sowie von synthetischen Energieträgern basierend auf erneuerbaren Energien zu berücksichtigen. Hierfür angenommene Importpotenziale und -preise sind in Abbildung 3.6 dargestellt und angelehnt an Heuser (2019) [99,100]. Neben dem direkten Import von Wasserstoff, aus der Elektrolyse in Kombination mit erneuerbaren Energien, wird ebenso die Weiterverarbeitung zu synthetischem Methan und Power-to-Liquid (PtL)-Kraftstoffen betrachtet. Die energetischen Importpotenziale für Wasserstoff liegen bei ca. 443 TWh/a sowie bei jeweils ca. 357 TWh/a für synthetisches Methan und PtL-Kraftstoffe. Diese Importmengen basieren auf der Analyse ausgewählter Exportländer mit hohen Potenzialen für den Ausbau erneuerbarer Energien. Die korrespondierenden Importpreise liegen in Abhängigkeit der Importmenge für Wasserstoff bei 101-126 €/MWh$_{H2}$, für synthetisches Methan bei 174-205 €/MWh$_{CH4}$ und bei PtL-Kraftstoffen bei 169-202 €/MWh$_{Kraftstoff}$.

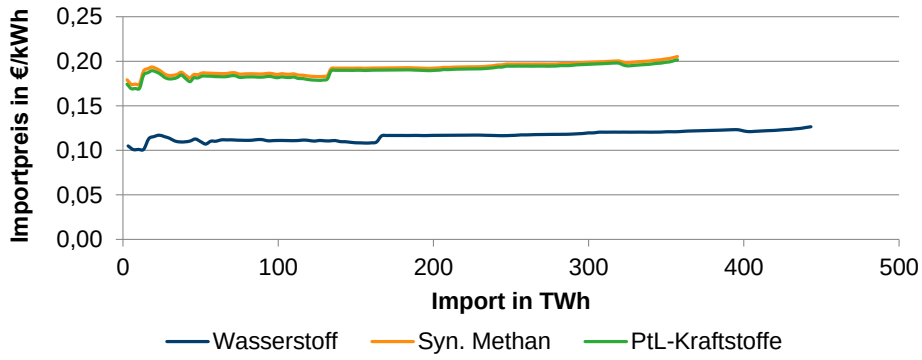


Abbildung 3.6: Importpreise (Grenzübergangspreise) für Wasserstoff und synthetische Energieträger in Abhängigkeit der importierten Energiemenge; angelehnt an: [99]

Komplementär zum Brennstoffimport besteht ebenfalls die Option des Imports elektrischer Energie aus dem europäischen Verbundsystem. Zur Vermeidung eines iterativen Berechnungsverfahrens mit einem europäischen Stromnetzmodell, aufgrund unbestimmter Strompreise und verbundener Emissionen, muss alternativ ein fixes Import- und Exportprofil definiert werden. Um dem nationalen Energiesystemmodell für Deutschland dennoch die Optimierung der Stromimporte und -exporte zu ermöglichen, müssen folglich zeitlich und räumlich aufgelöste Import- und Exportpotenziale für die Nachbarstaaten Deutschlands ermittelt werden. Zusätzlich bedarf es der Bestimmung der Import- und Exportpreise zu jedem Zeitpunkt sowie der jeweiligen spezifischen CO_2-Emissionen aus dem vorliegenden Strommix der Importländer. Im Detail können diese Angaben nur mit Hilfe eines iterativen Verfahrens ermittelt werden. Um dennoch Stromimporte und -exporte zu berücksichtigen, wird eine Vereinfachung vorgenommen, welche sich auf das Szenario *Large Scale RES* aus Sanchis et al. (2015) [101,102] sowie den Zehnjahresplan der ENTSO-E *Vision 4 – European Green Energy Revolution* (2015) [103] stützen. Mittels Daten aus Syranidis (2019) [104] werden für die Nachbarstaaten Deutschlands stündliche Residuallasten berechnet, unter entsprechenden Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Stromnachfrage und des Ausbaus erneuerbarer Energien in den jeweiligen Ländern. Die Verwendung von Residuallasten hat zur Folge, dass ausschließlich Strom aus regenerativen Energiequellen importiert wird, wenn ein Grenzkostenmodell zur Ermittlung des Strompreises unterstellt wird. Folglich wird für den Stromimport ein marginaler Strompreis von 0,001 €/kWh angenommen, um inländisch generiertem Strom aus erneuerbaren Energien den Vorzug zu lassen. Die korrespondierenden CO_2-Emissionen liegen entsprechend bei 0 g_{CO2}/kWh. Begrenzt wird der Import durch die Annahmen zur Entwicklung der Kuppelkapazitäten zwischen Deutschland und den individuellen Nachbarländern aus Sanchis et al. (2015) [101,102]. Somit kann eine Annäherung des Stromimport- und -exportpotenzials für ein europäisches Verbundsystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien erzielt werden (vergleiche Abbildung 3.7 und Abbildung 3.8). Es ist zu erkennen, dass vor allem Österreich und Schweiz in den Sommermonaten sowie Dänemark in den Wintermonaten potenzielle Stromimportländer für Deutschland darstellen.

Die Wetterabhängigkeit der Residuallasten macht es zudem erforderlich, Annahmen zu Wetter- und Witterungsbedingungen zu treffen. Für die Berechnung der Residuallasten wird ein historisches Wetterjahr gewählt, welches für die Bestimmung der Einspeiseprofile erneuerbarer Energien, der Nachfrageprofile und sonstiger zeitabhängiger Profile genutzt wird. Dies gewährleistet die nötigte Konsistenz in den Eingangsdaten. Neben der konsistenten Anwendung des Wetterjahres, gelten weitere Anforderungen bei der Auswahl des Jahres. Da dieses zur späteren Modellvalidierung anhand von Anlagenbeständen und Erzeugungsdaten genutzt werden soll, muss ein vollständiger Datensatz zu den energietechnischen Anlagen vorliegen. Aufgrund der Datenlage und der Aktualität wird deshalb das Wetterjahr 2013 ausgewählt. Außerdem repräsentiert der thermische Energiebedarf des Jahres mit einem Klimakorrekturfaktor von 0,99 den langjährigen Durchschnitt [105]. Weitere Eigenschaften und Auswirkungen des Wetterjahres werden an entsprechender Stelle in Kapitel 4 diskutiert.

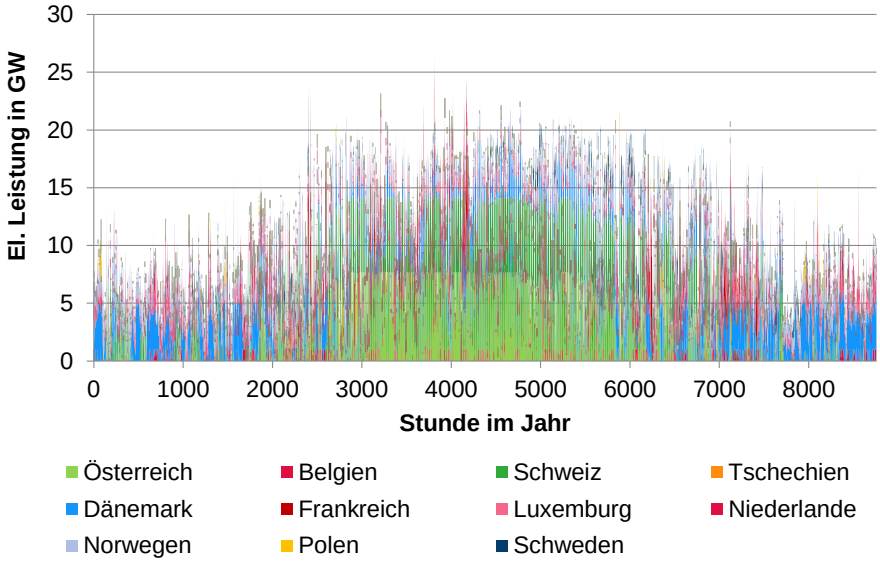


Abbildung 3.7: Stündliches elektrisches Leistungspotenzial (Stromimporte) im Jahr 2050; angelehnt an: [104]

Die Stromexportpreise müssen später im Rahmen der Berechnungen kalibriert werden, zur Vermeidung des zusätzlichen Ausbaus erneuerbarer Energien durch eine Erhöhung der Auslastung aufgrund von Stromexporten (siehe Kapitel 5.2.4). Abbildung 3.8 können die stündlichen Exportpotenziale entnommen werden. Im Vergleich zu den Importpotenzialen liegt das Exportpotenzial zeitlich und räumlich homogener verteilt vor.

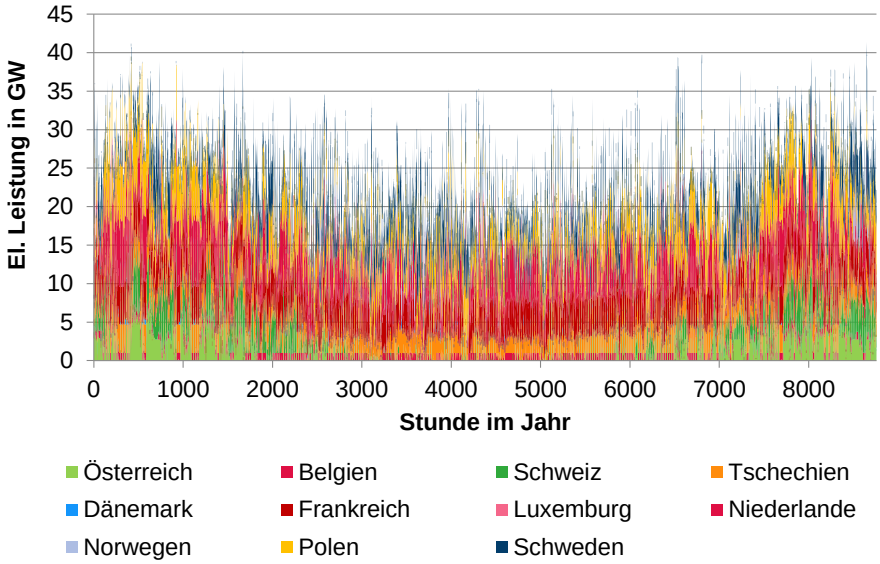


Abbildung 3.8: Stündliches elektrisches Leistungspotenzial (Stromexporte) im Jahr 2050; angelehnt an: [104]

3.2 Energiesektor

Der Energiesektor stellt das zentrale Element der Energieversorgung Deutschlands dar. Nach der Charakterisierung der grundlegenden Struktur des Energiesektors sowie dessen Beschreibung anhand relevanter Kennzahlen erfolgt die Spezifizierung konventioneller Kraftwerkstechnologien. Hieran anschließend werden die Eigenschaften und Potenziale erneuerbarer Energien sowie von Energiespeicher- und PtX-Technologien beschrieben. Abschließend wird die Modellimplementierung bzw. -struktur vorgestellt.

3.2.1 Struktur des Energiesektors

Unter dem Begriff des Energiesektors werden alle technischen Anlagen zusammengefasst, die zur Bereitstellung von Endenergie für die Nachfragesektoren ausgelegt sind. Wie bereits in Kapitel 3.1 beschrieben, geht die Trennschärfe zwischen den Sektoren in den Statistiken der AGEB zunehmend verloren. Dies ist insbesondere auf dezentrale erneuerbare Energien, alternative Brennstoffe und Technologien der Sektorenkopplung zurückzuführen.

Generell beschreibt der Energiesektor jedoch die Umwandlung von Primär- in Endenergie. Zugleich bietet er einen Überblick der Ressourcennutzung in Deutschland. Das gesamte Primärenergieaufkommen in Deutschland lag im Jahr 2016 bei 4.408 TWh. Davon entfallen 25,0% auf die Gewinnung im Inland und 74,5% auf Energieimporte sowie 0,5% auf Bestandsentnahmen. Dem stehen Energieexporte in Höhe von 602 TWh gegenüber. Diese setzen sich überwiegend aus dem Export von Mineralölprodukten, dem Erdgastransit und dem Stromexport zusammen. Nach Abzug der Bestandsaufstockungen und Hochseebunkerung verbleibt im Saldo ein Primärenergieverbrauch von 3.747 TWh. Dabei ist zu beachten, dass dieser nicht nur Primärenergieträger umfasst. Etwa 112 TWh werden in Form von Sekundärenergieträgern (z.B. Strom) importiert. Außerdem wird nicht die gesamte Primärenergie im Energiesektor umgewandelt. Ein erheblicher Anteil der Energieträger wird direkt den Nachfragesektoren zugeführt (ca. 1.071 TWh). [93]

Zur Analyse der Umwandlung in energietechnischen Prozessen und des zugrundeliegenden Anlagenbestands muss der Primärenergieverbrauch weiter aufgeschlüsselt werden. Die Aufteilung nach Energieträgern ist Abbildung 3.9 zu entnehmen. Es ist zu erkennen, dass 85,9% des Energiebedarfs durch fossile Energieträger und Kernenergie gedeckt werden. Den größten Anteil hieran besitzen Mineralöle mit 1.268 TWh, gefolgt von Erdgas mit 852 TWh, Steinkohlen mit 470 TWh, Braunkohlen mit 419 TWh und der Kernenergie mit 256 TWh. Neben 65 TWh an sonstigen Energieträgern entfallen 469 TWh (12,4%) auf erneuerbare Energien. Diese setzten sich aus 311 TWh Bioenergie, 77 TWh Windenenergie (On- und Offshore), 46 TWh Solarenergie, 21 TWh Wasserkraft und 14 TWh Geothermie zusammen. [93,106]

Bei der Umwandlung ist außerdem ein nichtenergetischer Verbrauch von Energieträgern zu beachten. Dieser liegt im Jahr 2016 bei 268 TWh und besteht zu 86% aus Mineralölprodukten, zu 13% aus Erdgas sowie zu 1% aus Kohlenprodukten. Der Primärenergieverbrauch abzüglich des nichtenergetischen Verbrauchs liegt folglich bei 3.479 TWh. Zusätzlich muss bei der Umwandlung der Eigenverbrauch einiger Anlagen berücksichtigt werden. In Summe liegt dieser bei 160 TWh. Einen maßgeblichen Posten stellt hierbei der elektrische Eigenbedarf, speziell von Kraftwerken, dar. Er liegt 2016 bei 49 TWh, wobei 36 TWh in Kraftwerken benötigt werden. Die mineralölverarbeitende Industrie kommt auf

einen elektrischen Eigenbedarf von ca. 6 TWh. Zudem werden dort 82 TWh an Raffineriegasen, sonstigen Mineralölprodukten und Erdgas in internen Prozessen umgesetzt. Kokereien sowie sonstige kohlenfördernde und -verarbeitende Anlagen besitzen im Jahr 2016 einen energetischen Eigenbedarf von 15 TWh, welcher sich auf diverse Prozessgase, Strom und Wärme aufteilt. Hinzukommen Leitungs- und Fackelverluste beim Energietransport in Höhe von 46 TWh. Davon entfallen etwa 26 TWh auf Stromnetze, 13 TWh auf Fernwärmenetze sowie 6 TWh auf Gicht- und Konvertergas. [93]

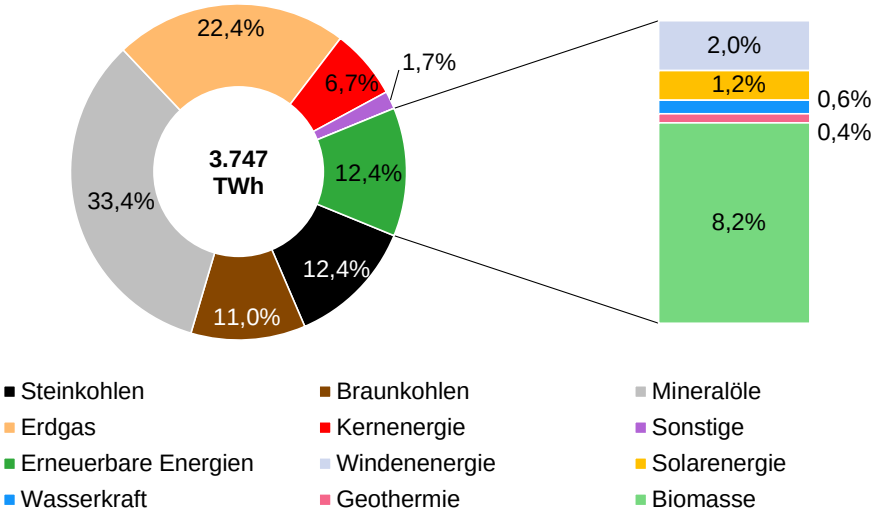


Abbildung 3.9: Primärenergieaufkommen im Jahr 2016 nach Energieträger; angelehnt an: [93,106]

Ergebnis des Umwandlungsprozesses ist die Versorgung der Nachfragesektoren mit Brennstoffen sowie mit Strom und Wärme. Im Jahr 2016 werden somit neben 864 TWh an Primärenergieträgern insgesamt 1.656 TWh an Sekundärenergieträgern bereitgestellt. Die größten Anteile entfallen dabei mit 943 TWh (57%) auf Mineralölprodukte, mit 518 TWh (31%) auf Strom und mit 114 TWh (7%) auf Fernwärme. Während die Versorgung mit Mineralölprodukten ausschließlich auf Raffinerien und Importe zurückzuführen ist, gestaltet sich die Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie deutlich heterogener. Für die Fernwärmeerzeugung wird 2016 ein Bedarf von 58 TWh an Erdgas, 38 TWh an Braun- und Steinkohlen, 27 TWh an Biomasse sowie 19 TWh an Abfällen und sonstigen Energieträgern erfasst. Im Fall der Stromerzeugung muss zudem zwischen weiteren Begrifflichkeiten und Bilanzgrenzen unterschieden werden. Demnach beträgt die Bruttostromerzeugung 2016 etwa 651 TWh. Abzüglich des Saldos aus Stromimporten und -exporten beträgt der Brutto-Inlandsstromverbrauch ca. 600 TWh. Zuzüglich der Bereinigung um Speicherverluste sowie des Eigenverbrauchs ergibt sich eine Nettostromerzeugung von etwa 544 TWh. Der resultierende Nettostromverbrauch in Höhe von ca. 518 TWh berechnet sich aus der Nettostromerzeugung abzüglich der Leitungsverluste und steht somit als Endenergie den Nachfragesektoren zur Verfügung.

Die Anteile der verschiedenen Energieträger an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2016 sind in Abbildung 3.10 veranschaulicht. Der Anteil der erneuerbaren Energien beträgt hierbei 29% (188 TWh). Er setzt sich zusammen aus 77 TWh On- und Offshore-Windenergie, aus 52 TWh Bioenergie, aus 38 TWh Solarenergie und 21 TWh Wasserkraft. Die fossilen Energieträger Kohle und Erdgas kommen zusammen auf 243 TWh (53%). Ergänzend werden 85 TWh aus Kernenergie und 34 TWh aus sonstigen Energieträgern bereitgestellt. Basierend auf diesen Daten ergibt sich ein spezifischer Emissionsfaktor für den Strommix 2016 von 527 g_{CO2}/kWh_{el} [107]. [93,106]

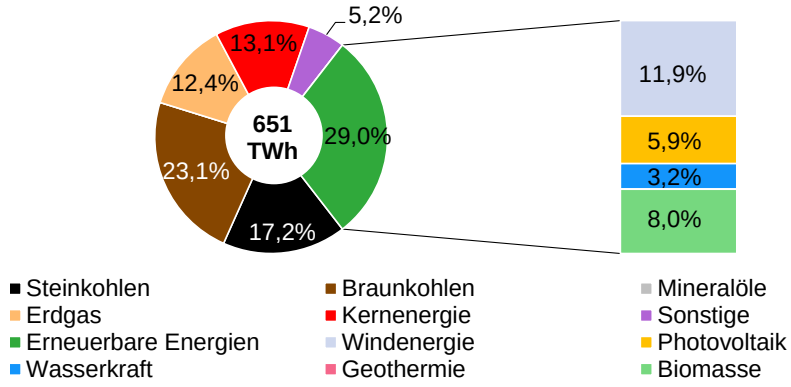


Abbildung 3.10: Bruttostromerzeugung 2016 nach Energieträger bzw. Technologie; angelehnt an: [93,106]

Nach Abzug sämtlicher energetischer und nichtenergetischer Verluste wird im Energie- bzw. Umwandlungssektor Endenergie in Höhe von 2.520 TWh bereitgestellt. Zur Abgrenzung und Spezifizierung der nötigen Umwandlungsschritte und der korrespondierenden Anlagentechnologie ist es notwendig, den Endenergieverbrauch weiter sektoral aufzuteilen. Die Zuordnung nach Nachfragesektor und Energieträger ist in Abbildung 3.11 skizziert. Mit 1.048 TWh stellt der kombinierte Sektor aus Haushalten mit 660 TWh sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) mit 388 TWh den größten Verbraucher dar. Neben dem Bedarf an Strom mit 279 TWh und Fernwärme mit 64 TWh werden weitere Brennstoffe direkt in diesem Sektor umgesetzt. Nennenswert ist hierbei ein Verbrauch von 365 TWh an Erdgas, 217 TWh an Mineralölprodukten (hauptsächlich leichtes Heizöl und Diesel) und 115 TWh an biogenen Brennstoffen. Im Verkehrssektor liegt der Endenergiebedarf 2016 bei 747 TWh, wobei 704 TWh (94%) auf Mineralölprodukte entfallen. Im Straßenverkehr kommen 30 TWh an biogenen Kraftstoffen hinzu, und im Schienenverkehr werden 12 TWh elektrische Energie umgesetzt. Als letztes ist der Industriesektor zu nennen, der in diesem Vergleich mit 725 TWh den kleinsten Verbraucher darstellt. Dabei ist jedoch anzumerken, dass der energetische Verbrauch von Industriekraftwerken dem Energie- bzw. Umwandlungssektor zugewiesen wird. Des Weiteren ist an dem Einsatz der unterschiedlichen Energieträger bereits die Heterogenität dieses Sektors abzulesen. Der Energieverbrauch verteilt sich auf 252 TWh Erdgas, 227 TWh Strom, 102 TWh Steinkohlen(-produkte), 50 TWh Fernwärme, 32 TWh Biomasse sowie jeweils 20-21 TWh Braunkohlen(-produkte), Mineralölprodukte und sonstige Energieträger. [93]

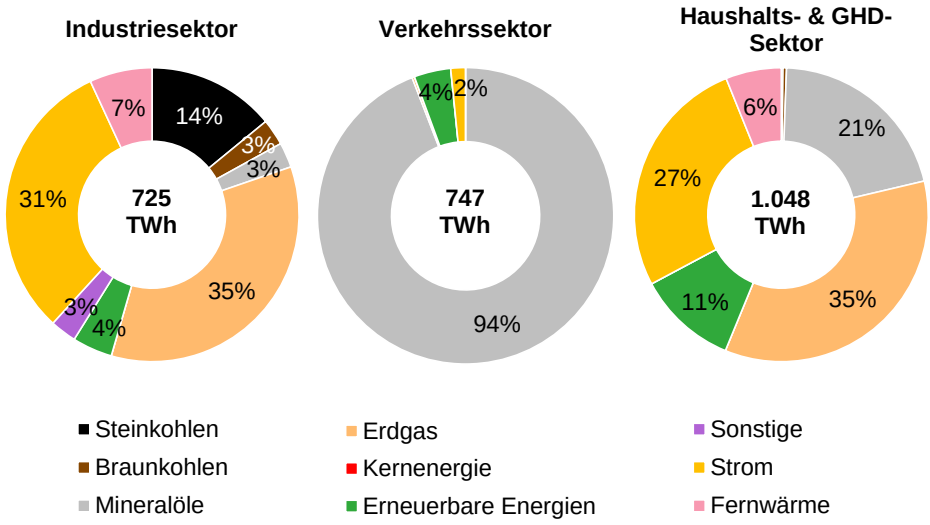


Abbildung 3.11: Endenergieverbrauch 2016 nach Energieträger und Nachfragesektor; angelehnt an: [93]

Mit der Ermittlung des Primär- und Endenergiebedarfs können bereits erste Rückschlüsse auf die Anforderungen an den Energiesektor gezogen werden. Die letzte Umwandlungsstufe stellt jedoch die Bereitstellung der eigentlichen Nutzenergie dar. Diese ist aufgrund ihrer Diversität schwer zu erfassen. Die AGEB gibt mit den „Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren“ (2018) jedoch zumindest einen Ansatz zur Aufschlüsselung nach Anwendungsbereichen. Diese lassen sich unterteilen in einen Wärme- und Kältebedarf, einem Bedarf an mechanischer Energie, an Information und Kommunikation sowie an Beleuchtung. [108]

Der Wärmebedarf stellt dabei mit 1.346,9 TWh den größten Anteil des Gesamtendenergieverbrauchs dar (siehe Tabelle 3.1). Er teilt sich zu ca. 51% in Raumwärme, zu ca. 9% in Warmwasser und zu ca. 40% in Prozesswärme auf. Dabei halten die Haushalte mit 67% den größten Anteil am Raumwärmebedarf und mit 81% am Warmwasserbedarf. Der Prozesswärmebedarf liegt zu 88% im Industriesektor. [108]

Tabelle 3.1: Thermischer Energiebedarf 2016 nach Energiesektor und Heizzweck; angelehnt an: [109,110,111]

Sektor	**Therm. Energieverbrauch 2016 in TWh**			
	Raumwärme	**Warmwasser**	**Prozesswärme**	**Summe**
Industrie	43,0	4,5	480,5	**528,1**
GHD	178,6	17,6	26,1	**222,3**
Haushalte	459,5	94,2	39,4	**593,0**
Verkehr	3,5	0,0	0,0	**3,5**
Summe	**684,7**	**116,3**	**545,9**	**1346,9**

Im Gegensatz zum hohen Wärmebedarf liegt der Energiebedarf für Klima- und Prozesskälte im Jahr 2016 lediglich bei 62,5 TWh. Der Haushaltssektor ist daran mit 48% beteiligt, der GHD-Sektor mit 27%, Industriesektor mit 24% und der Verkehrssektor mit 1%. Eine konträre Verteilung zeigt sich dagegen bei dem Bedarf an mechanischer Energie. Am Gesamtverbrauch von 973,2 TWh tragen der Verkehrssektor zu 76%, der Industriesektor zu 16%, der GHD-Sektor zu 7% und der Haushaltssektor zu etwa 1% bei. Der Endenergiebedarf der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) liegt 2016 bei 24,1 TWh im GHD-Bereich, gefolgt von 21,4 TWh in Haushalten, 9,1 TWh in der Industrie und 2,8 TWh im Verkehr. Für Beleuchtungszwecke ergibt sich ein Verbrauch von 76,6 TWh. Dieser setzt sich zusammen aus 53,9 TWh des GHD-Sektors, 10,2 TWh des Haushaltssektors, 8,9 TWh des Industriesektors und 3,5 TWh des Verkehrssektors. [108]

Die Eigenschaften des GHD-Sektors führen dazu, dass dieser teilweise mit dem Haushaltssektor oder dem Industriesektor zusammen bilanziert wird. In den nachfolgenden Kapiteln wird dieser zur Wahrung der Datenintegrität in Gebäude und Prozesse unterteilt. Dabei werden die Gebäude des GHD-Sektors und deren Energiebedarf mit dem der Haushalte bilanziert. Die Prozesse und der Prozessenergiebedarf aus dem GHD-Bereich werden hingegen separat betrachtet.

3.2.2 Konventionelle Kraftwerke

Entsprechend der beschriebenen Struktur des Energiesektors in Kapitel 3.2.1 besitzt eine Vielzahl unterschiedlicher Technologien Anteil an der derzeitigen Strom- und Wärmeversorgung Deutschlands. Hierbei nehmen erneuerbare Energien eine besondere Rolle bei der CO_2-Reduktion ein, weshalb diese in Kapitel 3.2.3 gesondert betrachtet werden. Alle weiteren Technologien, die heute einen maßgeblichen Beitrag zur Energieversorgung leisten, werden in diesem Unterkapitel beschrieben. Sie werden an dieser Stelle unter dem Begriff der „konventionellen Kraftwerke“ zusammengefasst, welcher somit neben den fossilen Kraftwerken ebenfalls die Kernenergie sowie Kraftwerke zur Müllverbrennung umschließt.

Eine wesentliche Eigenschaft der konventionellen Kraftwerke ist die Umsetzung thermischer Energie aus Primär- oder Sekundärenergieträgern über deren Verbrennung oder in Kernreaktoren [112]. Die wichtigsten Energieträger sind hierbei Braun- und Steinkohlen, Mineralöle, Erdgas, Kernbrennstoffe sowie anfallende Abfälle aus Haushalten, Gewerbe und Industrie. Mit Ausnahme der Braunkohlen und Abfälle handelt es sich zudem überwiegend um importierte Energieträger [93]. Heizwerte und Emissionsfaktoren der wichtigsten Brennstoffe werden in Anhang C, Tabelle C.1, aufgeführt.

In Kombination mit einem Dampferzeuger und einer Dampfturbine oder mit einer Gasturbine kann thermische Energie weiter zur Umwandlung in mechanische bzw. elektrische Energie genutzt werden. Je nach Auslegung der Anlagen können in beiden Prozessen unterschiedliche thermische, mechanische und elektrische Wirkungsgrade entstehen. Ebenso ist der integrierte Betrieb einer Gas- und Dampfturbine (GuD-Prozess) möglich. Bei Dampfturbinen ist zwischen Kondensations-, Entnahmekondensations- und Gegendruckturbinen zu unterscheiden. Des Weiteren lässt sich der elektrische Wirkungsgrad durch den Turbineneintrittsdruck und die Eintrittstemperatur sowie durch Maßnahmen wie beispielsweise Vorwärm- und Zwischenerhitzungs- bzw. Zwischenüberhitzungsprozesse steigern. Eine detaillierte Beschreibung der Anlagentechnik findet sich in Crastan (2009) [112] sowie in

Strauß (2013) [113]. Nachfolgend werden für alle Anlagenkonzepte jedoch nur drei Auslegungspunkte betrachtet. Diese umfassen die ausschließliche thermische Nutzung des jeweiligen Brennstoffs, die Maximierung des elektrischen Wirkungsgrads ohne Wärmeauskopplung und den Punkt maximaler Brennstoffausnutzung mit sowohl elektrischer als auch thermischer Energiebereitstellung. Weitere Auslegungspunkte der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) können in der Modellierung eines linearen Systems durch die Gewichtung zwischen den beschriebenen Punkten erreicht werden, wobei dies einer linearen Interpolation von Stromverlustkennziffer und Brennstoffausnutzungsgrad entspricht. Angelehnt an Kail und Haberberger (2001) [114] handelt es sich dabei um eine hinreichend genaue Näherung für die weitere Betrachtung. Die zugrundeliegenden Annahmen zu Kosten, Wirkungsgraden, Lebensdauern und weiteren Parametern finden sich Anhang C, Tabelle C.4 und Tabelle C.6.

Anhand der Daten zu Bau- bzw. Inbetriebnahmezeitpunkten und den Annahmen zu technischen Lebensdauern ist es möglich, den aktuellen Anlagenbestand zu erfassen und Prognosen zu Sterbelinien zu erstellen. Unter Berücksichtigung der Vorgaben zu Kohle- und Kernenergieausstieg wird die in Abbildung 3.12 dargestellte zeitliche Stilllegung des derzeitigen Kraftwerksbestands bis zum Jahr 2050 unterstellt [1,2]. Folglich scheiden bis zum Jahr 2023 Kernkraftwerke mit einer installierten Leistung von etwa 9,5 GW_{el} aus dem Strommarkt aus sowie etwa 44,9 GW_{el} an Braun- und Steinkohlekraftwerken bis zum Jahr 2038. Unter den angenommenen Randbedingungen verbleiben im Jahr 2050 ausschließlich 2,9 GW_{el} der 2018 existierenden GuD-Kraftwerke im System. [115,116]

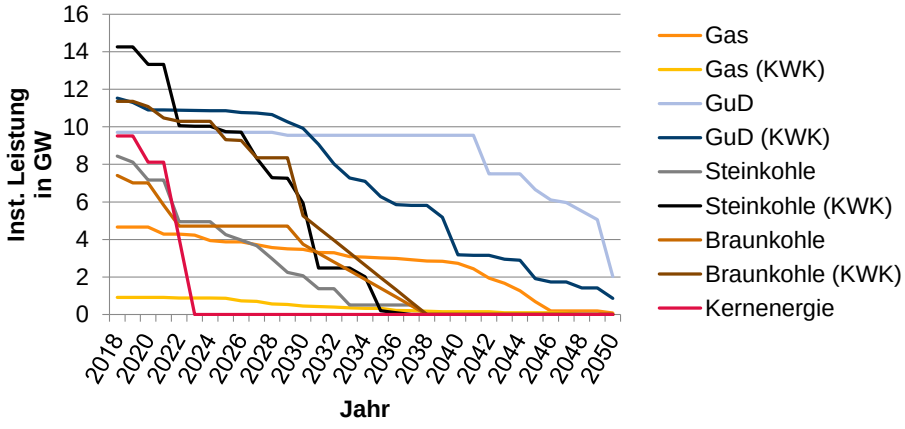


Abbildung 3.12: Entwicklung (Sterbelinie) aktueller konventioneller Kraftwerksbestände; angelehnt an: [116]

Ergänzend zur Option des zukünftigen Neubaus von Gas-, Öl- und Müllverbrennungskraftwerken wird die Installation von CO_2-Abscheidungsmaßnahmen berücksichtigt. Aufgrund der derzeitigen Gesetzeslage zur dauerhaften Sequestrierung von CO_2 mittels Carbon Capture and Storage (CCS) werden diese Maßnahmen nicht weiter untersucht. Das Kohlendioxid-Speichergesetz (KSpG) [117] sieht keinen Neubau von CO_2-Speicherstätten vor, für die bis zum 31.12.2016 kein vollständiger Antrag vorlag. Die zugelassenen Speicher dienen

dabei der Erforschung der dauerhaften Speicherung und sind auf eine maximale Einspeicherung von 4 Mt_{CO2} pro Jahr begrenzt [117]. Dies gilt jedoch nicht für den Bereich der Carbon Capture and Utilization (CCU). Dementsprechend wird ausschließlich die CO_2-Abscheidung mit anschließender Nutzung des CO_2 betrachtet. Eine detaillierte Beschreibung der Abscheidungsmaßnahmen findet sich in Markewitz et al. (2017) [118]. Entsprechende Nutzungsmaßnahmen des anfallenden CO_2 werden in Kapitel 3.2.4 beschrieben.

3.2.3 Erneuerbarer Energien

Abgrenzend zu den konventionellen Kraftwerken werden im Folgenden die erneuerbaren Energien erläutert. Diese umfassen gemäß Regelous und Meyn (2011) [119] alle regenerativen Energiequellen, wie Solar- und Windenergie, Wasserkraft, Geothermie und Biomasse. Außerdem inkludiert diese Definition alle Sekundärenergieträger, die auf Basis regenerativer Energiequellen hergestellt werden. Die unterschiedlichen erneuerbaren Energien werden in diesem Kapitel detailliert beschrieben. Hierfür erfolgt eine Zusammenfassung der wichtigsten Daten zu den Technologien sowie zu deren Anlagentechnik und Potenzialen. Zunächst wird dabei auf Wasserkraftwerke eingegangen sowie auf deren unterschiedliche Arten. Aufgrund ihrer großen, nicht ausgeschöpften Potenziale stellen Wind- und Solarenergie in Deutschland die relevantesten Energiequellen für die Dekarbonisierung der Energieversorgung dar. Daher erfolgt eine umfassende Charakterisierung dieser Energien. Gleiches gilt für die Biomasse, die einen flexibel einsetzbaren erneuerbaren Energieträger repräsentiert. Eine Auflistung der angenommenen Parameter findet sich in Anhang C, Tabelle C.2 und Tabelle C.3 sowie Tabelle C.5 bis Tabelle C.7.

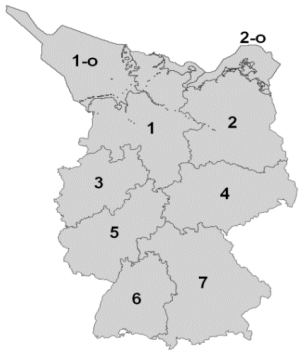
Die Erzeugung elektrischer Energie aus Wasserkraft beruht auf der Umwandlung der darin enthaltenen potenziellen bzw. kinetischen Energie. Im Gegensatz zu fossilen oder biogenen Energieträgern wird hierbei jedoch die abgegebene elektrische Energie als Primärenergie bilanziert und nicht die potenzielle bzw. kinetische Energie des Wassers [93]. Gleiches gilt für die Wind- und Solarenergie. Zur Nutzung der Wasserkraft kommen vier verschiedene Typen von Kraftwerken zum Einsatz. Es wird dabei zwischen Laufwasser-, Speicherwasser-, Pumpspeicher- und Gezeitenkraftwerken unterschieden. Letztere befinden sich aktuell noch in einer frühen Entwicklungsphase und werden daher nicht weiter berücksichtigt. In Bezug auf die Pumpspeicherkraftwerke wird zudem zwischen Speicherbecken mit und ohne natürlichen Zufluss unterschieden. Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss unterscheiden sich demnach von den Speicherwasserkraftwerken nur aufgrund der Option des Pumpbetriebs zur Rückführung von Wasser in das Oberbecken. Eine detaillierte Beschreibung der Anlagentechnik findet sich in Schwab (2017) [120]. Die installierte Leistung der Wasserkraftanlagen in Deutschland mit Ausnahme der Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss beträgt 2016 ca. 5,6 GW_{el} [121]. Mit dieser installierten Leistung ist das technische Potenzial dieser Wasserkraftwerkstypen in Deutschland weitestgehend ausgeschöpft [75,122]. Für die weitere Analyse wird das technische Potenzial gleich der 2016 installierten Leistung von 5,6 GW_{el} angenommen. Pumpspeicherkraftwerke und deren Potenzial in Deutschland werden im nachfolgenden Kapitel 3.2.4 beschrieben.

Eine besondere Rolle bei der Umstrukturierung der deutschen Energieversorgung besitzen Solar- und Windenergie. Die entsprechenden Technologien verfügen über ein großes technisches Potenzial und zeichneten sich in den vergangenen Jahren durch sinkende Kosten aus [123]. Im Gegensatz zur Bioenergie stehen diese Energiequellen jedoch nicht konstant

zur Verfügung und sind somit nicht grundlastfähig. Die Stromerzeugung aus diesen Energiequellen ist stattdessen wetter- und witterungsabhängig und folglich sehr volatil. Diese fluktuierende Stromerzeugung hat zur Folge, dass sie zeitlich nicht kongruent zur Stromnachfrage vorliegt. Diese Diskrepanz von Erzeugung und Nachfrage hat den Begriff der Residuallast geprägt. Nach Henning und Palzer (2013) [84] beschreibt er die Differenz der Stromerzeugung aus fluktuierenden, nicht vollständig regelbaren, erneuerbaren Energiequellen und der Stromnachfrage zu einen bestimmten Zeitpunkt. Die betroffenen Energiequellen setzen sich demnach aus Solar- und Windenergie sowie aus Teilen der Wasserkraft zusammen. Eine positive Residuallast beschreibt dabei eine Unterdeckung der Stromnachfrage und eine negative Residuallast eine Überdeckung. Ein zeitlicher Ausgleich beider Zustände kann entsprechend durch Speicher kompensiert werden.

Bei den Anlagen zur Stromerzeugung aus Windenergie wird meist zwischen deren Standort differenziert (onshore und offshore). Hingegen wird bei der Stromerzeugung aus Solarenergie zwischen Dachflächen- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen unterschieden. Hinzukommen solarthermische Anlagen zur direkten Nutzwärmebereitstellung. Eine Erläuterung der physikalischen Umwandlungsprozesse und der Anlagentechnik findet sich in Schwab (2017) [120]. Die angenommenen technischen Potenziale der Wind- und PV-Anlagen sind in Tabelle 3.2 aufgeführt. Aufgrund der hohen Relevanz dieser Technologien für die CO_2-Reduktion im Energiesektor werden diese zudem disaggregiert betrachtet. Dazu werden die Potenziale, Wetter- bzw. Einspeiseprofile, Volllaststunden und Anlagenparameter individuell für sieben Regionen an Land und zwei Regionen auf See ermittelt, angelehnt an Sanchis (2015) [101,102]. Dies erlaubt in der weiteren Analyse zusätzliche Rückschlüsse auf die infrastrukturellen Anforderungen. Außerdem können auf diese Weise standortspezifische Informationen berücksichtigt werden. Eine Übersicht zu den unterteilten Regionen ist ebenfalls in Tabelle 3.2 dargestellt.

Tabelle 3.2: Technische Potenziale volatiler erneuerbarer Energien nach Region in Deutschland; angelehnt an: [123]



Region	Potenzial in GW			
	Dachfl.-PV	Freifl.-PV	Onshore-Wind	Offshore-Wind
1	31,5	48,6	150,2	0,0
1-o	0,0	0,0	0,0	76,4
2	16,2	42,5	114,3	0,0
2-o	0,0	0,0	0,0	5,7
3	37,7	20,0	25,6	0,0
4	21,4	42,6	79,4	0,0
5	26,8	27,7	56,4	0,0
6	24,4	18,9	52,9	0,0
7	31,7	45,6	141,0	0,0
Summe	**189,7**	**245,9**	**619,8**	**82,1**

Die CO_2-freie Stromerzeugung, zusammen mit großen verfügbaren Potenzialen und sinkenden Kosten, hat zu einem starken Zubau bei den PV- und Windkraftanalagen seit den 2000er Jahren geführt. Diese Entwicklung ist ebenfalls an den Sterbelinien des aktuellen Anlagenbestands zu erkennen. Analog zu den Sterbelinien des konventionellen Kraftwerksbestands, ist in Abbildung 3.13 der unterstellte Rückgang des aktuellen Bestands an PV- und Windkraftanalagen abgebildet, basierend auf der durchschnittlichen Lebensdauer der Anlagen (siehe Anhang C, Tabelle C.2). Die gesamte installierte Leistung der dargestellten Technologien beträgt im Jahr 2017 ca. 98,1 GW_{el} [121]. Bedingt durch den schnellen Ausbau zwischen den Jahren 2008 und 2018 ist demnach im Zeitraum zwischen 2034 und 2039 mit einem Rückgang dieser Leistung von etwa 52,2 GW_{el} zu rechnen.

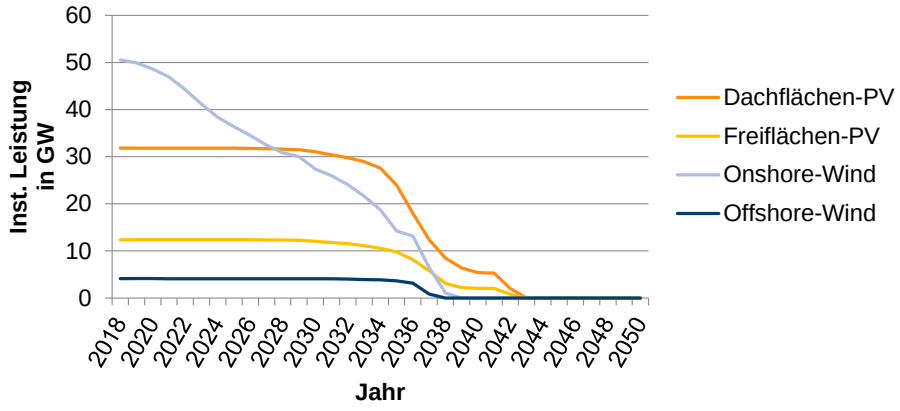


Abbildung 3.13: Entwicklung (Sterbelinie) aktueller erneuerbarer Kraftwerksbestände; angelehnt an: [124]

Neben der räumlichen aufgelösten Betrachtung der Stromerzeugung der Anlagen ist zudem die zeitliche Auflösung entscheidend für die Systemauslegung. Infolgedessen werden die stündlich aufgelösten Einspeisepotenziale der Anlagen sowie die theoretisch möglichen Volllaststunden (VLS) analysiert. Als Referenz für die angenommenen Wetter- und Witterungsbedingungen dient das Jahr 2013 (vergleiche Kapitel 3.1).

Die Volllaststunden der Onshore-Windkraftanlagen in Deutschland betragen im Jahr 2013 durchschnittlich ca. 1.600 VLS [121,125]. Im Gegensatz zur Solarenergie hängen die Volllaststunden und Einspeisezeitreihen von Windkraftanlagen nicht nur vom Standort, sondern ebenso stark von Höhe und Rotordurchmesser der Windturbinen ab. Um aktuellen Trends in der Entwicklung der Windturbinen gerecht zu werden, wird eine Zunahme der Höhe und des Rotordurchmessers bis zum Jahr 2050 unterstellt, angelehnt an Ryberg (2019) [123,126]. Als Konsequenz wird ein Anstieg der Volllaststunden von neugebauten Windkraftanlagen bis zum Jahr 2050 angenommen, auf 1.997 VLS in Region 5 bis 2.956 VLS in Region 1. In den Zwischenjahren wird bei Neubauanlagen zwischen den heutigen und den Volllaststunden in 2050 linear interpoliert. Die entsprechenden stündlich aufgelösten, normierten Leistungspotenziale der Onshore-Windkraftanlagen in den sieben Landregionen sind für das Jahr 2050 in Abbildung 3.14 dargestellt.

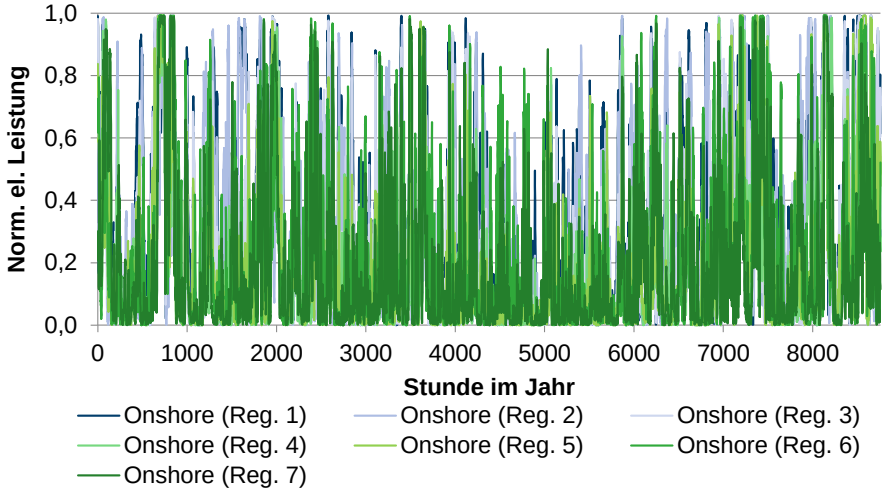


Abbildung 3.14: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Onshore-Windenergie); angelehnt an: [123]

Im Fall der Offshore-Windenergie liegen für das Jahr 2013 nur limitierte Daten vor, da sich diese Technologie zu dieser Zeit noch in der Erstausbauphase befindet und lediglich 508 MW_{el} installiert sind [121]. Für das Jahr 2016 können jedoch bei einer installierten Leistung von ca. 4,2 GW_{el} etwa 3.131 VLS angegeben werden [121,125]. Für diese wird ein Anstieg bis 2050 auf durchschnittlich 4.670 VLS in Region 1 (Nordsee) und 4.038 VLS in Region 2 (Ostsee) unterstellt. Für die Zwischenjahre findet ebenfalls eine lineare Interpolation statt. Die zugehörigen Zeitreihen für Offshore-Windkraftanlagen in beiden Regionen sind in Abbildung 3.15 aufgeführt.

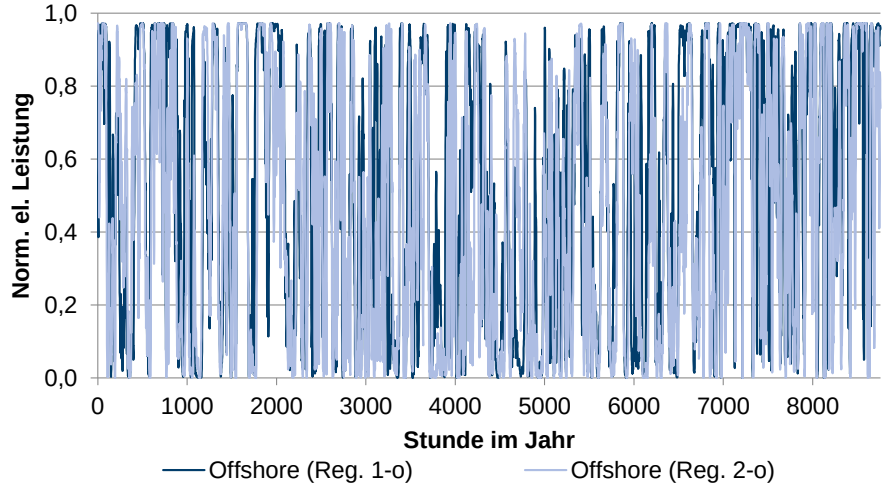


Abbildung 3.15: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Offshore-Windenergie); angelehnt an: [123]

Im Unterschied zur Windenergie wird für die Photovoltaik keine Änderung der durchschnittlichen Volllaststunden (VLS) erwartet. Außerdem liegt eine kleinere Bandbreite zwischen den Volllaststunden in den definierten Regionen vor. Nach Ryberg (2019) [123] variieren diese für Dachflächenanlagen (DF) zwischen 1.050 VLS in Region 4 und 1.127 VLS in Region 7. Bei Freiflächenanlagen (FF) wird eine Spannbreite von 1.169 VLS in Region 1 bis 1.274 VLS in Region 6 angenommen. Die entsprechenden Leistungspotenzialprofile für Dachflächen- und Freiflächen-PV sind für die 7 Landregionen in Abbildung 3.16 und Abbildung 3.17 skizziert.

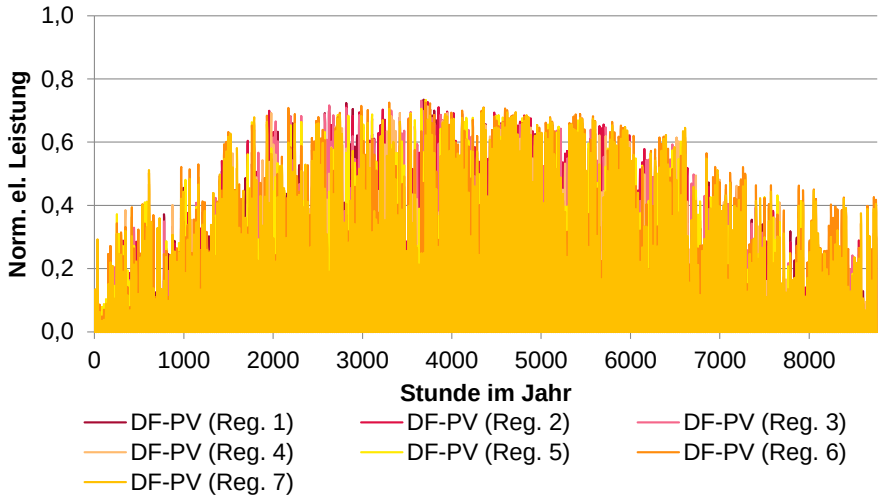


Abbildung 3.16: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Dachflächen-PV); angelehnt an: [123]

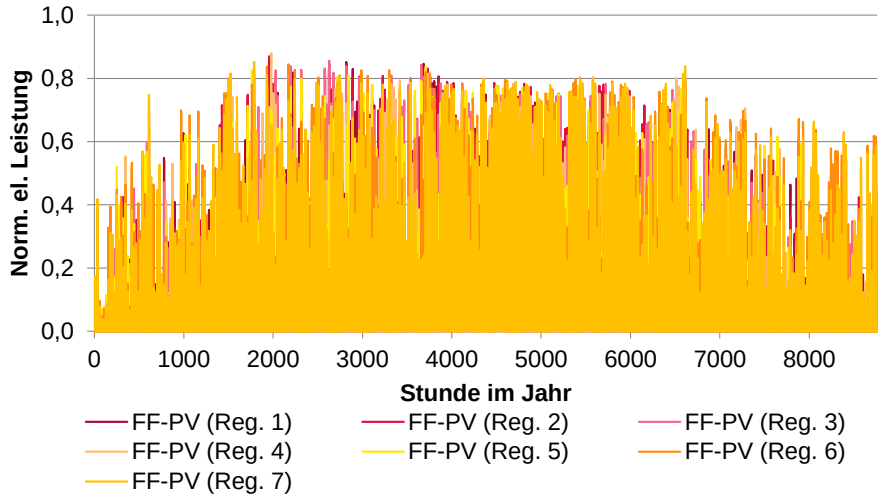


Abbildung 3.17: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Freiflächen-PV); angelehnt an: [123]

Während die Solar- und Windenergie direkt die solare Einstrahlung bzw. resultierende Wettereffekte zur Stromerzeugung nutzen, basiert die Bioenergie auf der Umwandlung biogener Roh- und Reststoffe. Diese besitzen den entscheidenden Vorteil, dass sie lagerfähig sind und somit flexibel zur Strom- und Wärmeversorgung sowie im Verkehrsbereich einsetzbar sind. Die zugehörigen Verfahren werden unter dem Begriff Biomass-to-X zusammengefasst. Ebenso vielfältig wie die Verwendungszwecke für Biomasse ist deren Herkunft. Bei Biomasse handelt es sich um einen sehr heterogenen Energieträger, der sich in unterschiedliche Fraktionen mit individuellen Eigenschaften aufteilen lässt. Für die weitere Untersuchung wird zunächst zwischen Rest- bzw. Abfallbiomasse und Anbaubiomasse unterschieden. Die Rest- und Abfallbiomasse wird, angelehnt an Thrän et al. (2015) [127] wiederum in sechs Arten unterteilt: Wald- bzw. Waldrestholz, Altholz, industrielles Restholz, Stroh, Gülle und Bio- bzw. Grünabfälle. Im Bereich der Anbaubiomasse wird zunächst zwischen der Bodenbeschaffenheit der jeweiligen Anbauflächen differenziert und zwischen Acker- und Grünland unterschieden. Entsprechend der jeweiligen Fläche stehen verschiedene energiereiche Pflanzen zum Anbau zur Verfügung. Auf Grünland bietet sich ausschließlich die Bewirtschaftung von Kurzumtriebsplantagen (KUP) an. Für Ackerlandflächen wird zudem noch der Anbau von Mais, Raps und Zuckerrüben betrachtet. Hierbei stellt die Konkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion ein vieldiskutiertes Thema dar, welches es bei der Festlegung eines zukünftigen Flächenpotenzials zu beachten gilt [128]. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte ergeben sich die in Abbildung 3.18 dargestellten Potenziale, die bereits nahezu vollständig ausgeschöpft werden (vergleiche Kapitel 3.2.1). Für Rest- und Abfallbiomasse liegt das angenommene technisch nutzbare Potenzial bei 251 TWh pro Jahr. Bei der Anbaubiomasse hängt der energetische Ertrag neben der Fläche von der angebauten Pflanzenart ab. Die Anbaufläche für Energiepflanzen liegt 2016 bei etwa 2,4 Mio. ha sowie ca. 0,3 Mio. ha, die für Industriepflanzen genutzt werden [106,129]. Hierbei ist eine Ausweitung auf bis zu 4,7 Mio. ha bis 2030 unterstellt. Ein weiterer Zuwachs bis 2050 wird nicht angenommen.

Ein weiterer zu beachtender Aspekt der Biomasse ist die räumliche Verteilung ihres Aufkommens. Die weitflächige Verteilung kleinerer verfügbarer Mengen an Biomasse sowie ihr vergleichsweise geringer spezifischer Heizwert wirken sich negativ auf ihre Transport- und Lagerwürdigkeit aus [130]. Dies führt dazu, dass Biomasse vornehmlich in kleineren, dezentralen Anlagen energetisch umgewandelt wird. Demnach gibt es an vielen Stellen Überschneidungen mit den Nachfragesektoren, weshalb einige biomassebasierte Technologien in den nachfolgenden Kapiteln behandelt werden. Bei den Technologien zur Strom- und Wärmebereitstellung wird nachfolgend beispielsweise zwischen unterschiedlichen Leistungsklassen unterschieden (siehe Anhang C, Tabelle C.4 bis Tabelle C.7). Die größte Leistungsklasse wird dabei dem Energiesektor zugeschrieben. In diesem Rahmen werden, wie bei den konventionellen Kraftwerken, Anlagen zur reinen Strom- bzw. Wärmebereitstellung sowie KWK-Anlagen berücksichtigt. Als Brennstoffe kommen Holz (Waldholz, Waldrestholz, Altholz, industrielles Restholz und Holz aus Kurzumtriebsplantagen) sowie Stroh in Frage. Außerdem werden Biogas-KWK-Anlagen berücksichtigt und die Methanisierung des Biogases. Für die Gewinnung von Biogas kommen als Ausgangsstoffe Gülle sowie Bio- und Grünabfälle, Mais- und Grassilage in Betracht. Eine detaillierte Beschreibung der Technologien und Umwandlungsprozesse findet sich in Kaltschmitt et al. (2016) [130].

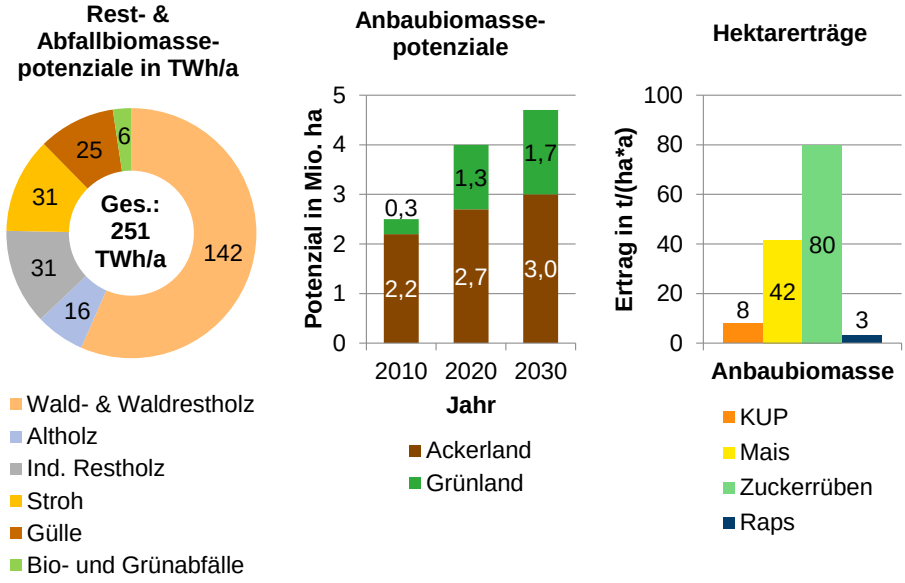


Abbildung 3.18: Biomassepotenziale in Deutschland unterteilt nach Fraktion und Herkunft; angelehnt an: [127,128,131,132,133]

3.2.4 Energiespeichertechnologien und Power-to-X

Der Bedarf Energieträger zu speichern oder zu lagern hat verschiedene Ursachen. Zum einen dient die Vorhaltung von Energieträgern der Kompensation von Versorgungsengpässen und dient somit der Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Zum anderen sind es ökonomische Gründe, die eine Speicherung sinnvoll machen. Aufgrund der zeitlich variierenden Energienachfrage, können Energiespeicher die Dimensionierung von Erzeugungsanlagen reduzieren. Bei der volatilen Stromerzeugung aus PV- und Windkraftanlagen wird die zeitliche Differenz zwischen Erzeugung und Nachfrage zudem weiter gesteigert. In einem Energiesystem mit hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien führt dies folglich zu einer steigenden Nachfrage nach Speichertechnologien. [134, S. 33-35]

Bedingt durch die kostenintensive direkte Speicherung großer Mengen elektrischer Energie in Kondensatoren kommen weitere Umwandlungsprozesse zum Tragen. Dient das Umwandlungsprodukt der ausschließlichen Speicherung zur nachgelagerten Rückwandlung der gespeicherten Energie in elektrischer Energie, wird weiterhin von elektrischen Speichern gesprochen. Diese umfassen somit elektrochemische Speicher wie Batterien sowie Pump- und Druckluftspeicher. Wird der gespeicherte Energieträger auch in anderen Bereichen genutzt, wird von Power-to-X gesprochen. Hierbei kommen insbesondere Technologien für Power-to-Heat und Power-to-Gas in Betracht. Die relevanten Nutzungsbereiche sowie die technischen Potenziale der genannten Technologien sind in Abbildung 3.19 dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung der Technologien findet sich in Sterner und Stadler (2017) [134]. Die angenommenen techno-ökonomischen Parameter zu den einzelnen Technologien sind in Anhang C, Tabelle C.3, Tabelle C.4, Tabelle C.6 und Tabelle C.7 aufgeführt. [134, S. 31-38]

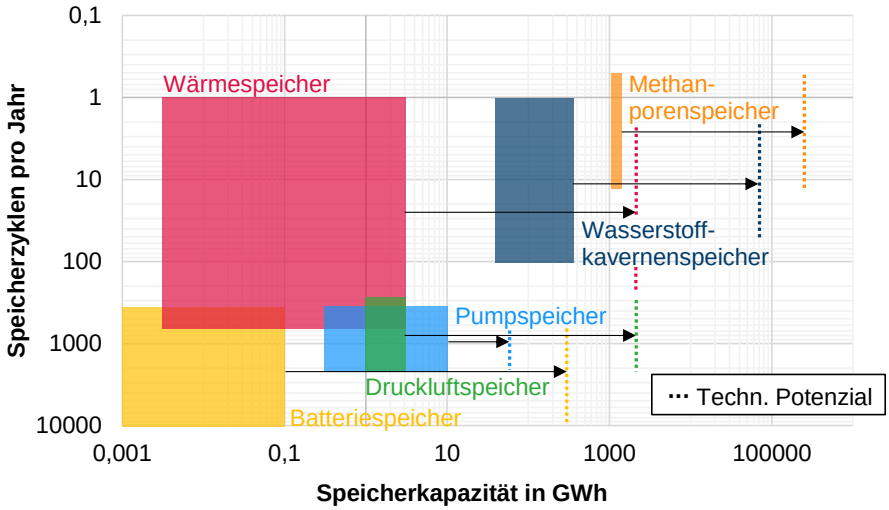


Abbildung 3.19: Schematische Darstellung typischer Speicherkapazitäten und -zyklen sowie technische Potenziale (Strichpunkte) in Deutschland; eigene Darstellung, angelehnt an: [134, S. 654]; Daten basierend auf eigenen Berechnungen sowie in Anlehnung an: [75,135,136,137]

Bedingt durch die geringen technischen Potenziale der meisten Speichertechnologien, bieten sich für eine großtechnische Speicherung letztlich nur Gasspeicher in Form von Kavernen- oder Porenspeichern an, Energie in großem Maß über längere Zeiträume zu speichern [134, S. 654]. Im Jahr 2016 liegt für Methan bzw. Erdgas ein Speichervolumen von 24,3 Mrd. m^3 (253 TWh) vor [138]. Dieses verteilt sich auf Kavernen- und Porenspeicher. Caglayan et al. (2019) [137] zeigen, dass sich diese Speicherformen ebenfalls für Wasserstoff eignen.

Eine CO_2-neutrale Energiebereitstellung macht es erforderlich, dass die gespeicherten Energieträger über erneuerbare Energien bereitgestellt werden. Für die Bereitstellung von Wasserstoff kommen unter anderem Protonen-Austausch-Membran (PEM)-Elektrolyseure in Frage. Diese werden in der weiteren Untersuchung aufgrund ihres langfristigem Kostensenkungs- und Effizienzsteigerungspotenzials berücksichtigt [139]. Hergestellter Wasserstoff kann anschließend direkt gespeichert und über PEM-Brennstoffzellen (PEMFC), Festoxidbrennstoffzellen (SOFC) oder Wasserstoff-Gasturbinen rückverstromt werden. Die Beschreibung der Technologien ist in Stolten (2010) [140] sowie Lefebvre und Ballal (2010) [141] zu finden. Für die weitere Umwandlung in Methan, wird im Folgenden der Sabatier-Prozess betrachtet. Dieser benötigt, neben Wasserstoff, CO_2 zur Herstellung von synthetischem Methan bzw. Synthetic Natural Gas (SNG). Zu dessen Bereitstellung wird neben CO_2-Abscheidungsmaßnahmen in Kraftwerken und Industrieprozessen auch die Abscheidung aus der Luft berücksichtigt. Ergänzend zum Sabatier-Prozess wird ebenfalls die Umwandlung zu synthetischen Kraftstoffen (Power-to-Fuel) mittels Fischer-Tropsch-Synthese analysiert. Eine detaillierte Beschreibung der zugrundeliegenden Technologien findet sich in Viebahn et al. (2018) [142, S. 18-280].

3.2.5 Modellimplementierung

Eine Übersicht der wichtigsten Technologien sowie der Struktur des Energiesektors ist dem Schaubild in Abbildung 3.20 zu entnehmen.

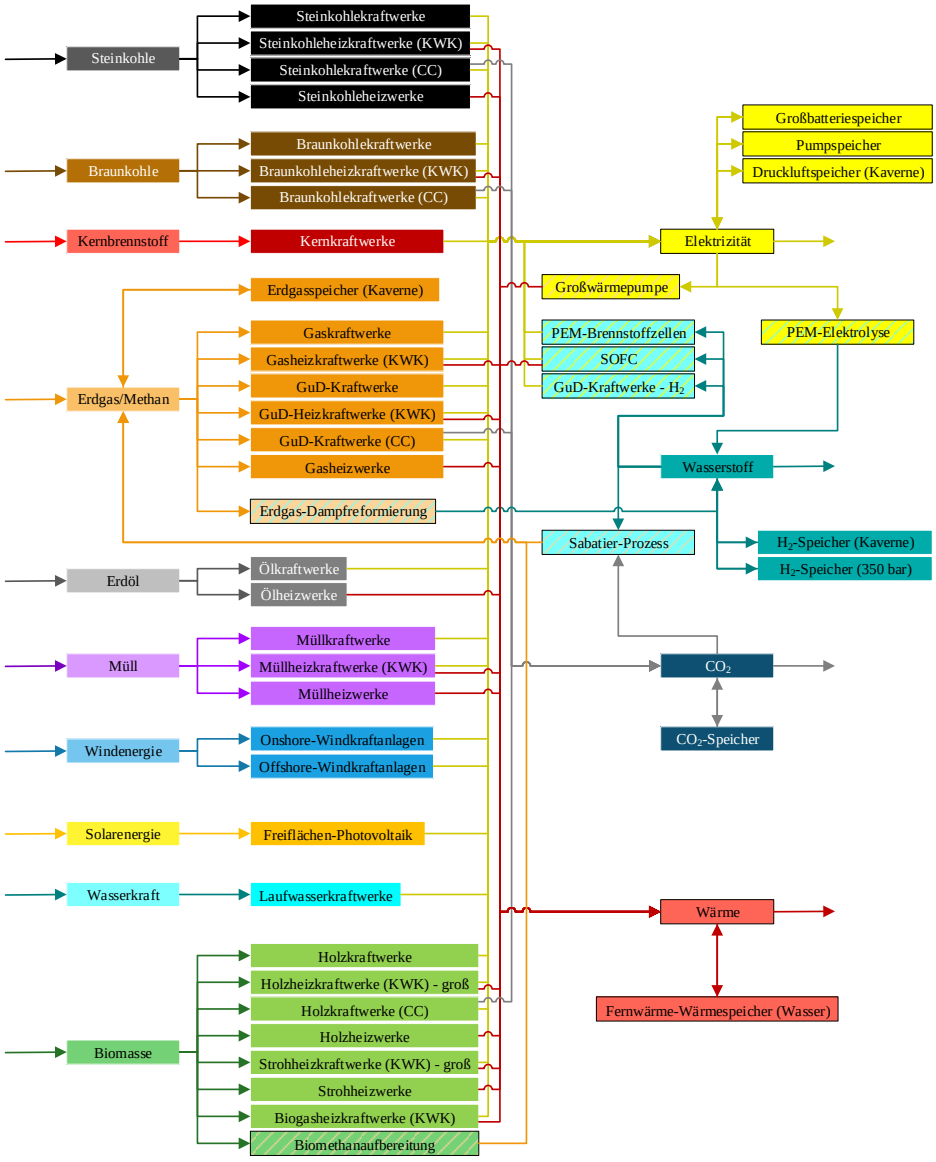


Abbildung 3.20: Schematische Darstellung der Struktur der relevantesten Technologien des Energiesektors; eigene Darstellung

3.3 Gebäudesektor

Der Gebäudesektor stellt einen der energetischen Nachfragesektoren dar. Aufgrund der Inhomogenität in Bezug auf Art und Ausstattung der Gebäude wird zunächst auf die Strukturierung des Gebäudesektors eingegangen. Aufbauend auf dieser Grundlage werden im Anschluss Strom- und Wärmenachfrageprofile aggregiert. Zur Versorgung dieser Nachfragen werden anschließend die dezentralen Versorgungstechnologien des Gebäudesektors vorgestellt, gefolgt von Optionen zur Reduktion des Wärme- und Strombedarfs über Sanierungsmaßnahmen und effiziente Haushaltsgeräte. Abschließend erfolgt die Zusammenfassung der Modellimplementierung.

3.3.1 Struktur des Gebäudesektors

Bedingt durch die Diversität des deutschen Gebäudebestands ist es für die weitere Analyse notwendig, aggregierte Gebäudeklassen zu definieren, die sich am Energiebedarf der Gebäude orientieren. Diese sollen als Basis zur weiteren Untersuchung des Strom- und Wärmebedarfs dienen. Hierfür muss zwischen dem Nutzungszweck der Gebäude differenziert werden. Es lassen sich die zwei Hauptgruppen, Wohn- und Nichtwohngebäude, unterscheiden.

Im Rahmen der Wohngebäude wird eine Klassifizierung des Gebäudebestands nach Anzahl der Wohneinheiten und Baualtersklassen vorgenommen, angelehnt an Loga et al. (2015) [143] und Bürger et al. (2016) [144]. Für nachfolgende Berechnungen wird der Wohngebäudebestand daher in drei Gebäudetypen und je drei Baualtersklassen unterteilt, welche in Tabelle 3.3 aufgeführt sind. Hierbei umfassen die Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH) alle freistehenden Häuser und Reihenhäuser mit bis zu zwei Wohneinheiten. Mehrfamilienhäuser (MFH) umfassen alle Wohngebäude mit drei bis zwölf Wohneinheiten und Großmehrfamilienhäuser (GMFH) umfassen die Wohngebäude mit mehr als zwölf Wohneinheiten. Die weitere Unterteilung nach Baualtersklassen (BAK) dient der Berücksichtigung architektonischer und bautechnischer Entwicklungen, die sich ebenfalls im Wärmebedarf der Gebäude widerspiegeln. Hierbei wird zwischen BAK 1 für Baujahre bis 1948, BAK 2 für die Baujahre 1949-1994 und BAK 3 für die Baujahre 1995-2013 unterschieden. Alle Gebäude, die nach dem Referenzjahr 2013 gebaut werden, sind entsprechend als Neubauten und BAK 4 einzustufen.

Tabelle 3.3: Einteilung des deutschen Wohngebäudebestands in Gebäudetypen und Baualtersklassen; angelehnt an: [143,144,145]

Wohngebäudetypen	Baualtersklasse	Abkürzung
Ein- und Zweifamilienhäuser (1-2 Wohneinheiten)	bis 1948 (BAK 1)	EZFH1
	1949-1994 (BAK 2)	EZFH2
	1995-2013 (BAK 3)	EZFH3
Mehrfamilienhäuser (3-12 Wohneinheiten)	bis 1948 (BAK 1)	MFH1
	1949-1994 (BAK 2)	MFH2
	1995-2013 (BAK 3)	MFH3
Großmehrfamilienhäuser (>12 Wohneinheiten)	bis 1948 (BAK 1)	GMFH1
	1949-1994 (BAK 2)	GMFH2
	1995-2013 (BAK 3)	GMFH3

Die Unterscheidung der Nichtwohngebäude orientiert sich in erster Linie an deren Nutzungszweck und gegebenenfalls an der Baualtersklasse, angelehnt an Dirlich et al. (2011) [146], Schlomann et al. (2015) [147] und Bürger et al. (2016) [144]. Entsprechend Tabelle 3.4 werden vier Nichtwohngebäudetypen differenziert. Bei Wohngebäuden mit Mischnutzung (NWGWG) sowie sonstigen Nichtwohngebäuden (NWG 3) werden alle Baujahre bis 2013 zusammengefasst. Für Gebäude aus den Bereichen Bildung, Büro, Verwaltung, Beherbergung, Gastronomie und Kliniken (NWG1) sowie den Bereichen Gewerbe, Industrie, Handel, Dienstleistung und Praxisgebäuden (NWG2) wird zudem zwischen den Baujahren bis 1983 (a) und ab 1984 (b) unterschieden. Neubauten ab 2013 werden ebenfalls als eigene Baualtersklasse betrachtet.

Tabelle 3.4: Einteilung des deutschen Nichtwohngebäudebestands in Gebäudetypen und Baualtersklassen; angelehnt an: [144,146,147,148]

Nichtwohngebäudetypen	Baualtersklasse	Abkürzung
Wohngebäude mit Mischnutzung	bis 2013	NWGWG
Bildung, Büro, Verwaltung, Beherbergung, Gastronomie, Kliniken	bis 1983 (BAK 1)	NWG1a
	1984-2013 (BAK 2)	NWG1b
Gewerbe, Industrie, Handel, Dienstleistung, Praxisgebäude	bis 1983 (BAK 1)	NWG2a
	1984-2013 (BAK 2)	NWG2b
Sonstige (Sport, Kultur, etc.)	bis 2013	NWG3

Ergänzend zur beschriebenen Gebäudetypologie werden in Tabelle 3.5 die Anzahl der Gebäude bzw. Wohnungen in Deutschland nach Gebäudetyp sowie die zugehörige Wohn- bzw. Nutzfläche und der durchschnittliche spezifische Heizwärmebedarf dargestellt.

Tabelle 3.5: Annahmen zur Aufteilung der Wohn- und Nutzfläche in Deutschland und spezifischer Heizwärmebedarf des deutschen Gebäudebestands für das Referenzjahr 2013; angelehnt an: [143,144,145,149]

Gebäudetypen	Anzahl Gebäude (Wohnungen) in Mio.	Wohn-/ Nutzfläche in Mrd. m²	Ø Wohn-/ Nutzfläche pro Gebäude in m²	Heizwärmebedarf in kWh/(m²a)
Ein- und Zweifamilienhäuser	15,22 (18,30)	2,13	140	139
Mehrfamilienhäuser	3,06 (16,70)	1,18	387	131
Großmehrfamilienhäuser	0,21 (4,68)	0,29	1.369	112
Nichtwohngebäude	3,99	1,96	491	130

Die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Gebäudebestands sind angelehnt an Gerbert et al. (2018) [88] und Bürger et al. (2016) [144]. Diese wird durch den Abriss und Neubau von Gebäuden beeinflusst. Abrissbedingt wird von einem Rückgang des Ein- und Zweifamilienhausbestands um 0,18% (3,8 Mio. m^2) pro Jahr, des Mehrfamilienhausbestands um 0,46% (5,4 Mio. m^2) pro Jahr und des Nichtwohngebäudebestands um 0,73% (14,4 Mio. m^2) unterstellt. Dem steht ein Neubau von 80.600 (11,3 Mio. m^2) Ein- und Zweifamilienhäusern, 22.100 (8,5 Mio. m^2) Mehrfamilienhäusern und 11.300 (5,8 Mio. m^2) Nichtwohngebäuden gegenüber. Dies entspricht bis zum Jahr 2050 einem Nettozuwachs der Ein- und Zweifamilienhauswohnfläche um ca. 12%, der Mehrfamilienhauswohnfläche um ca. 9% (Gesamtwohnfläche: 11%) und einem Nettorückgang der Nichtwohngebäudenutzfläche um ca. 15% gegenüber 2015. Für Großmehrfamilienhäuser wird ein konstanter Bestand bis zum Jahr 2050 unterstellt. Eine Zusammenfassung der Bestandsentwicklung ist Abbildung 3.21 zu entnehmen.

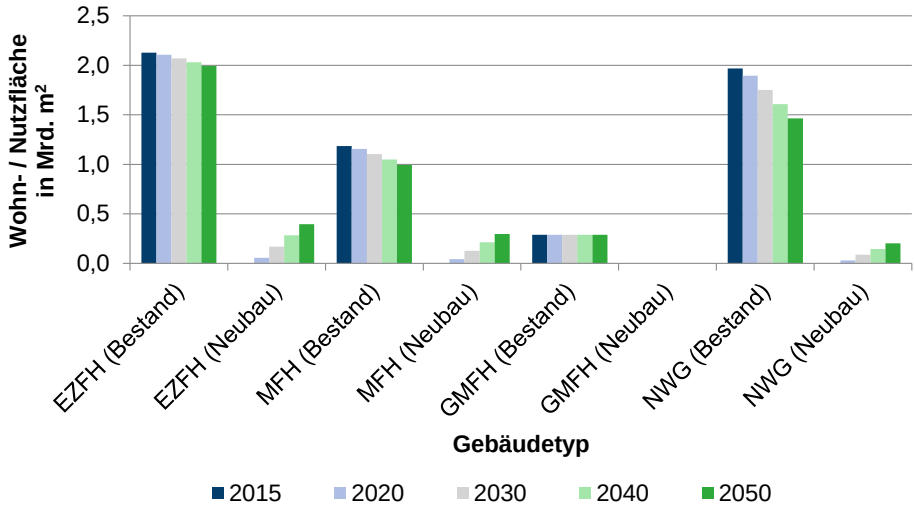


Abbildung 3.21: Annahmen zur Entwicklung des Wohn- und Nutzflächenbedarfs nach Gebäudetyp 2015-2050; angelehnt an: [88,145]

Die Entwicklung der Gebäudeflächen in Kombination mit dem spezifischen Heizwärmebedarf dient als Grundlage zur weiteren Berechnung der zukünftigen Strom- und Wärmenachfrage.

3.3.2 Aggregierte Nachfrageprofile

Basierend auf der zuvor beschriebenen Gebäudeflächenentwicklung wird nachfolgend die bilanzielle Strom- und Wärmenachfrage skaliert. Die Bestimmung der stündlich aufgelösten Strom-, Raumwärme-, Warmwasser- und Prozesswärmenachfrage stützt sich auf unterschiedliche Ansätze.

Zur Ermittlung der Stromnachfrageprofile wird ein hybrider *top-down*-Ansatz gewählt. Hierfür wird, basierend auf historischen Daten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, das stündliche Lastprofil des Jahres 2013 als Ausgangspunkt zur weiteren Analyse herangezogen. Unter Zuhilfenahme der Methodik nach Robinius (2015) [150] kann das in Abbildung 3.22 dargestellte, aggregierte Lastprofil für Deutschland generiert werden.

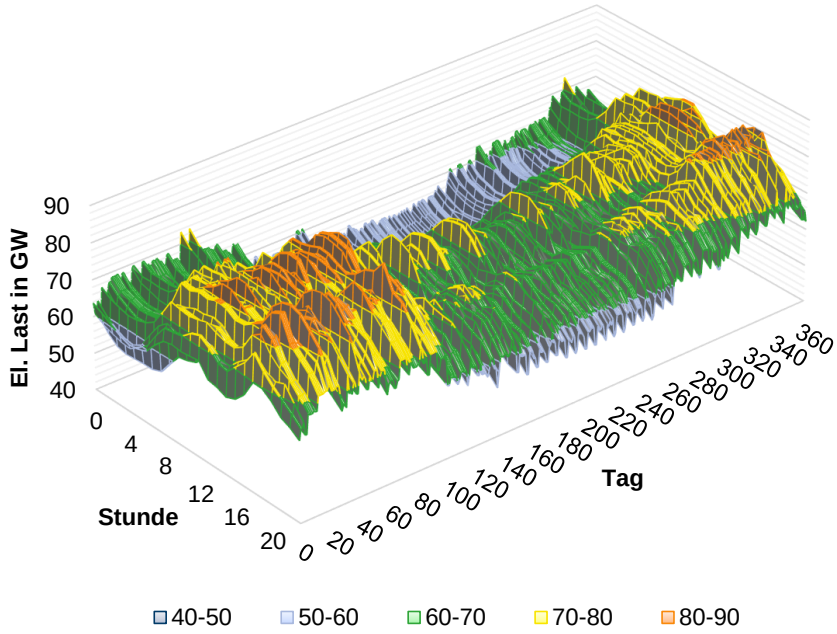


Abbildung 3.22: Aggregierte stündliche elektrische Last 2013; Methodik nach: [150]

Ausgehend vom abgebildeten Gesamtlastprofil werden anschließend die Lastprofile individueller Technologien oder Sektoren über unterschiedliche *bottom-up*-Verfahren ermittelt und vom Gesamtlastprofil subtrahiert. Dieses Vorgehen erlaubt die Definition einer Restgröße, für welche keine weiteren Daten zur Aufstellung stündlicher Nachfrageprofile vorliegen. Diese Restgröße bzw. das verbleibende Lastprofil wird entsprechend für die elektrische Nachfrage der verbleibenden Bereiche aus Kleeberger et al. (2016) [151] angewandt, die nicht weiter technologisch aufgeschlüsselt werden können. Für die nachfolgend untersuchten Technologien des Gebäudesektors sowie der anderen Sektoren wird daher jeweils angegeben, ob ein stündliches Lastprofil vorliegt oder die Stromnachfrage der beschriebenen Restgröße zugeordnet wird.

Mit Ausnahme der Beleuchtung wird die Stromnachfrage der Elektrogeräte in Nichtwohngebäuden aufgrund der schlechten Datenlage der Restgröße zugeordnet. Die Stromnachfrage von Wohngebäuden wird hingegen über einen *bottom-up*-Ansatz nach Richardson et al. (2010) [152] sowie Mckenna und Thomson (2016) [153] bestimmt. Hierbei wird im Folgenden zwischen strombasierten Technologien zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung sowie sonstigen Elektrogeräten unterschieden. Da die Raumwärme- und Warmwassernachfrage ebenfalls über Technologien gedeckt werden kann, die nicht auf der Umwandlung elektrischer Energie basieren, werden diese den thermischen Nachfrageprofilen zugeordnet. Alle weiteren Elektrogeräte in Wohngebäuden werden in 28 Geräteklassen (vergleiche Anhang C, Tabelle C.10) unterteilt. Diese sind nachfolgend in sechs Kategorien gegliedert und in Abbildung 3.23 dargestellt. Zur Veranschaulichung saisonaler Effekte ist zudem eine exemplarische Sommer- und Winterwoche aufgeführt.

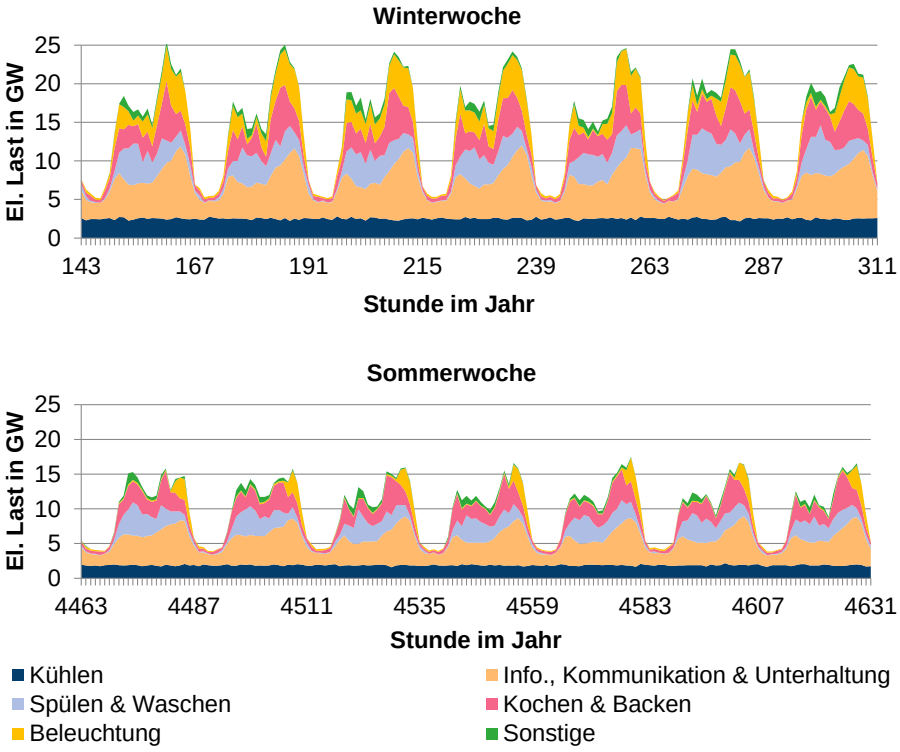


Abbildung 3.23: Stündliche elektrische Last deutscher Haushalte 2013 nach Gerätegruppe (exemplarische Winter- und Sommerwoche); angelehnt an und Methodik nach: [152,153,154]

Zur Generierung einer stündlichen Raumwärmenachfrage wird ein synthetisches Profil erzeugt, beruhend auf historischen Daten und einer Methodik nach Conrad et al. (2015) [155]. Hierzu wird zunächst die gemessene thermische Last *P* eines Fernheizwerkes in Relation zu einer über den Gewichtungszeitraum *n* gewichteten Außentemperatur $\bar{T}(t)$ ermittelt. Dabei beschreibt *t* die Stunde im untersuchten Jahr. Die gewichtete Außentemperatur $\bar{T}(t)$ wird mittels Gleichung 3.2 für *n=72* bestimmt [155].

$$\bar{T}(t) = \frac{2}{n(n+1)} \sum_{i=1}^{n} i \cdot T(t-n+i) \qquad \textit{Gl.3.2}$$

Die thermische Last $P(\bar{T})$ wird anschließend gesondert für die einzelnen Stunden des Tages betrachtet, zum Ausgleich der Unterschiede der Raumwärmenachfrage zu Tages- und Nachtstunden. Daraus resultieren 365 Datenpunkte für jede Stunde des Tages. Diese werden anschließend mittels einer Sigmoidfunktion, der in Gleichung 3.3 dargestellten Form und den Parametern *A* bis *E*, approximiert [155]. Abbildung 3.34 zeigt die Näherungsfunktion inklusive der Datenpunkte für zwei exemplarische Stunden des Tages.

$$P(\bar{T}) = A + \frac{B}{\left[1 + e^{\left(\frac{\bar{T}-D}{C}\right)}\right]^{E}} \qquad \textit{Gl.3.3}$$

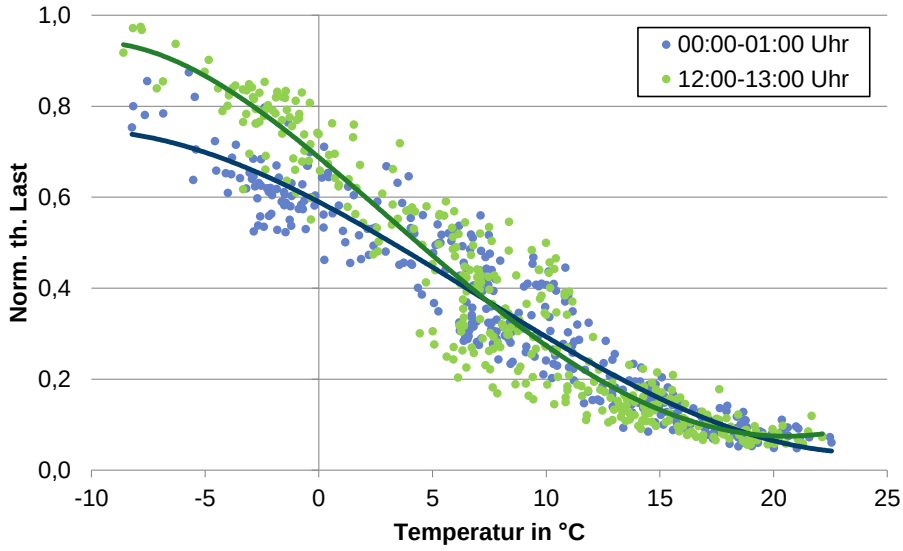


Abbildung 3.24: Näherungsfunktion zur Bestimmung der thermischen Last in Abhängigkeit der Außentemperatur nach Tageszeit; Methodik nach: [155]

Anhand der ermittelten, thermischen Last $P(\bar{T})$ wird, mit Hilfe der gewichteten Außentemperatur $\bar{T}(t)$ im Jahr 2013, das synthetische Raumwärmenachfrageprofil für das Referenzjahr berechnet. Die Korrektur von Abweichungen der statistisch erfassten Anlagenauslastung bzw. deren Vollaststunden wird über einen Korrekturfaktor vorgenommen. Somit entsteht ein normiertes Profil, welches mittels der bilanziellen, jährlichen Raumwärmenachfrage skaliert wird. Dieses ist zusammen mit der stündlichen Außentemperatur und der gewichteten Außentemperatur in Abbildung 3.25 dargestellt. Es wird nachfolgend sowohl für Wohn- als auch für Nichtwohngebäude angewendet.

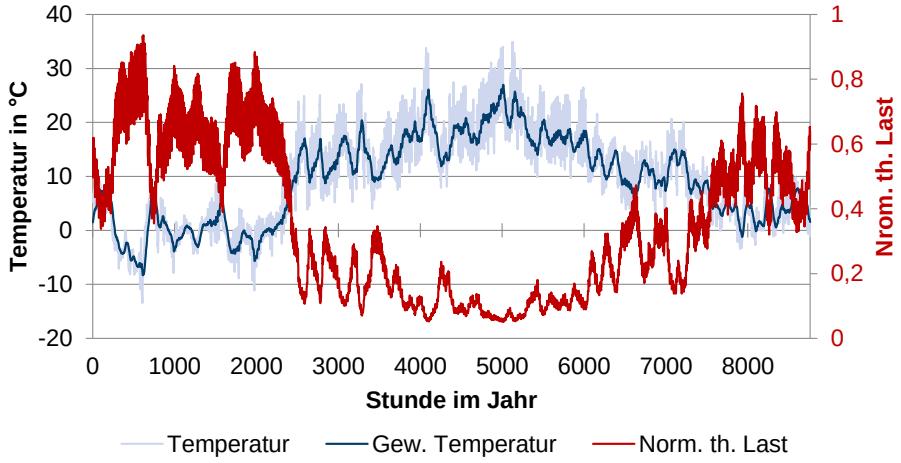


Abbildung 3.25: Normiertes, stündliches Raumwärmenachfrageprofil und gewichtete Außentemperatur; Methodik nach: [155]

Ergänzend zur Raumwärmenachfrage wird der stündliche Bedarf an Warmwasser- und Prozesswärme in Gebäuden ebenfalls über den *bottom-up*-Ansatz nach Richardson et al. (2010) [152] sowie Mckenna und Thomson (2016) [153] bestimmt. Basierend auf statistischen Nutzungsdaten werden hiermit entsprechende Nachfrageprofile für Haushalte generiert. Diese Profile sind nachfolgend aufgrund des Mangels an verfügbaren Daten und des geringen Bedarfs (vergleiche Tabelle 3.1) ebenfalls für Nichtwohngebäude angewandt. Beide normierten Nachfrageprofile sind in Abbildung 3.26 aufgeführt.

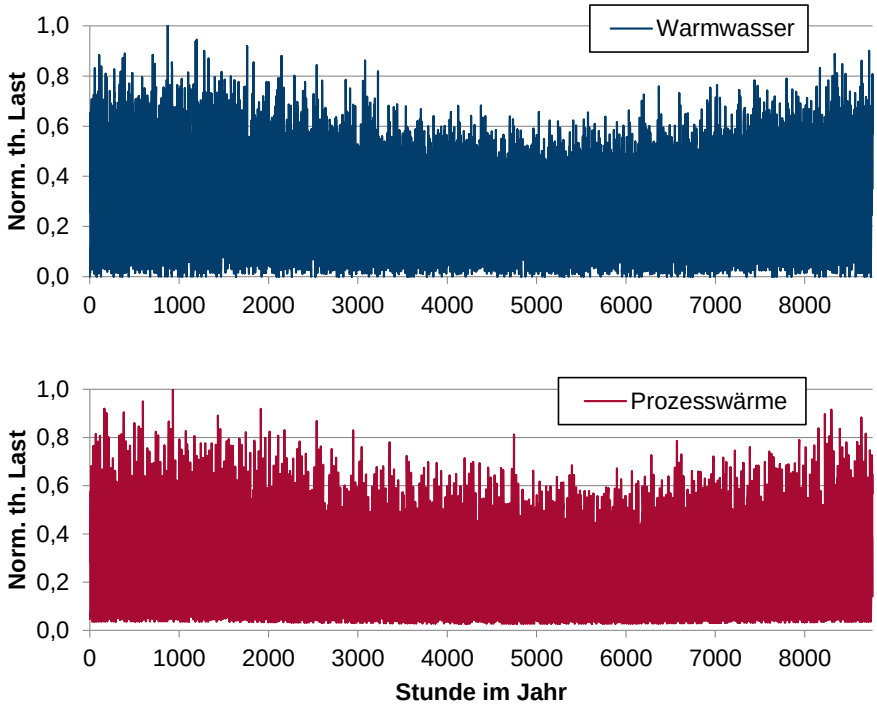


Abbildung 3.26: Stündliche normierte thermische Last für Warmwasser und Prozesswärme (im Haushalts- und GHD-Sektor); angelehnt an und Methodik nach: [152,153,154]

3.3.3 Dezentrale Strom- und Wärmeversorgung

Zusätzlich zur zentralen, netz- bzw. leitungsgebundenen Versorgung mit Strom und Wärme werden im Folgenden dezentrale Technologien beschrieben. Während die Stromversorgung des Gebäudesektors vornehmlich netzgebunden vorliegt (vergleiche Kapitel 3.2.1), beträgt der Anteil der Fernwärmeversorgung bei Wohngebäuden 2018 nur 13,9 % [156]. Die Wärmeversorgung erfolgt entsprechend überwiegend dezentral. Hierbei kommen fossile Brennstoffe wie Erdgas und Heizöl zum Einsatz, aber auch Biomasse und strombasierte Technologien sowie solarthermische Anlagen. Der verbleibende Einsatz von Kohlen an der dezentralen Wärmeversorgung 2018 wird aufgrund der geringen Mengen vernachlässigt [156]. Eine Übersicht zu konventionellen Wärmeerzeugern wird in

Pfitzner (1994) [157] gegeben. Anlagen zur Biomassenutzung werden detailliert in Kaltschmitt et al. (2016) [130] erläutert. Des Weiteren werden für zukünftige Szenarien Wasserstofftechnologien in Form von Brennstoffzellen (PEMFC und SOFC) sowie die Nutzung von Wasserstoff in Brennwertthermen und Blockheizkraftwerken berücksichtigt. Außerdem sind dezentrale Strom-, Wärme- und Wasserstoffspeicher in die Untersuchung miteinbezogen. Eine Zusammenfassung der angenommen techno-ökonomischen Parameter findet sich in Anhang C, Tabelle C.2 bis Tabelle C.7.

Eine besondere Rolle bei der dezentralen Wärmeerzeugung nehmen Wärmepumpen und solarthermische Anlagen ein, deren Wärmebereitstellung wetter- bzw. witterungsabhängig ist. Die Leistungszahl bzw. der Coefficient of Performance (COP) einer Luftwärmepumpe hängt von der Außentemperatur ab. Mit den zugrundeliegenden Annahmen, angelehnt an Kotzur (2018) [154] und Lauinger et al. (2016) [158], ergibt sich die in Abbildung 3.27 dargestellte Zeitreihe des COP von Luftwärmepumpen. Der Maximalwert des COP liegt demnach bei 4,15 und der Minimalwert bei 2,29. In Bongs (2013) [159] findet sich eine ausführliche technische Beschreibung des Wärmepumpenprozesses.

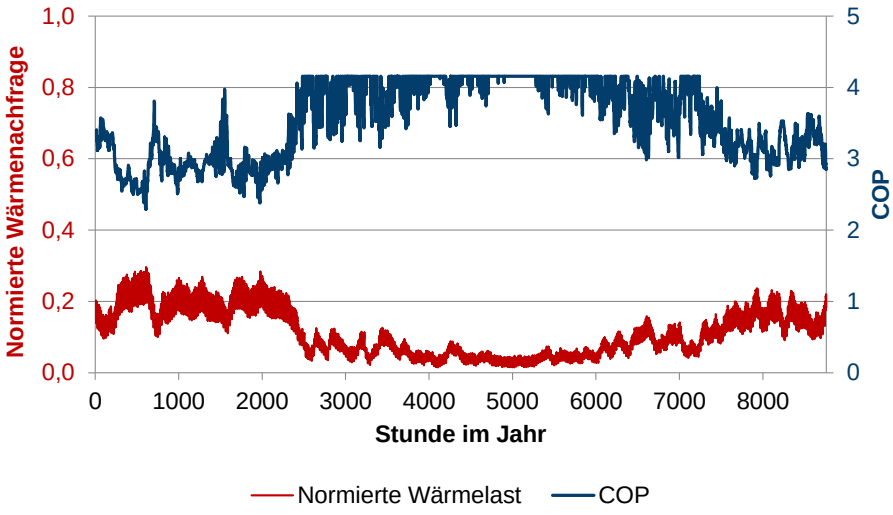


Abbildung 3.27: Annahme zum stündlichen Wärmepumpenwirkungsgrad im Vergleich zur normierten Raumwärme- und Warmwassernachfrage; angelehnt an: [154]

Bei solarthermischen Anlagen liegt eine Abhängigkeit von der solaren Einstrahlung vor. Demzufolge muss ein angepasstes Profil des stündlichen thermischen Leistungspotenzials für das Referenzjahr 2013 abgeleitet werden. Hierfür werden Daten, angelehnt an Ryberg (2019) [123], verwendet. Die Zeitreihe der verfügbaren thermischen Leistung von solarthermischen Anlagen im Referenzjahr ist in Abbildung 3.28 dargestellt. Mit dem entsprechenden Profil sind maximale Volllaststunden von 768 h möglich. Eine physikalische und technische Beschreibung der Anlagen wird in Schäfer und Pfitzner (1994) [160] gegeben.

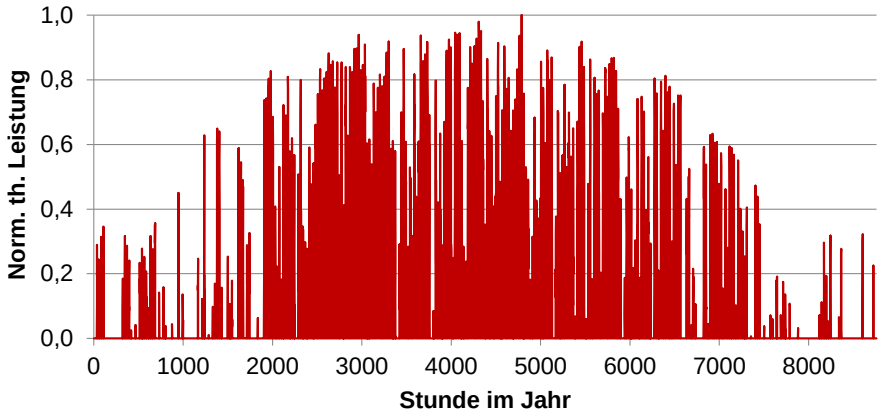


Abbildung 3.28: Normiertes, stündliches thermisches Leistungspotenzial (Solarthermie); angelehnt an: [123,154]

3.3.4 Elektrogeräteausstattung und Sanierungsoptionen

Neben der Substitution von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energien besteht die Möglichkeit, den Energiebedarf in Gebäuden zu senken, um somit die Emission von CO_2 zu verringern. Stromseitig kann dies über energieeffizientere Elektrogeräte und wärmeseitig über energetische Sanierungsmaßnahmen umgesetzt werden.

Zur Ermittlung des Stromeinsparpotenzials im Gebäudesektor wird zunächst der in Kapitel 3.3.2 beschriebenen Bestand an Elektrogeräten untersucht sowie energieeffiziente Alternativen. Hierzu wird der durchschnittliche Stromverbrauch bei einem definierten Anwendungsmuster bestimmt. Der angenommene Stromverbrauch des aktuellen Gerätebestands ist in Anhang C, Tabelle C.10, aufgeführt. Nach Ablauf der technischen Lebens- bzw. Nutzungsdauer der Geräte werden unterschiedliche Optionen zum Ersatz dieser Geräte berücksichtigt, angelehnt an die Energieeffizienzklassen nach Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV) [161]. Dabei wird jeweils ein Referenzgerät spezifiziert (siehe Anhang C, Tabelle C.11) sowie eine effiziente Alternative (siehe Anhang C, Tabelle C.12), für den Fall, dass ein erhebliches technisches Energieeinsparpotenzial besteht. Zusätzlich sind unterschiedliche Optionen für die eingesetzten Leuchtmittel in Wohn- und Nichtwohngebäuden betrachtet (siehe Anhang C, Tabelle C.13 und Tabelle C.14). Für das Nutzungsverhalten der elektrischen Geräte wird auch in Zukunft unterstellt, dass dieses unverändert gegenüber dem heutigen Stand vorliegt. Die Annahmen zu den techno-ökonomischen Daten der Elektrogeräte basieren auf Stichproben (Umfang: 50 Geräte). Abbildung 3.29 veranschaulicht dies exemplarisch für zwei der Geräteklassen. Auf der linken Seite der Grafik sind die Nettoanschaffungspreise (nachfolgend vereinfacht als Anschaffungskosten betrachtet) über dem normierten, jährlichen Energieverbrauch für unterschiedliche Energieeffizienzklassen der Geräte aufgetragen. Zur Bestimmung der durchschnittlichen Kosten (rechte Seite der Grafik) und des Energieverbrauchs werden jeweils die günstigsten und teuersten zehn Prozent der Geräte aus der Stichprobenmenge entfernt und nachfolgend die Durchschnittswerte für beide Eigenschaften ermittelt.

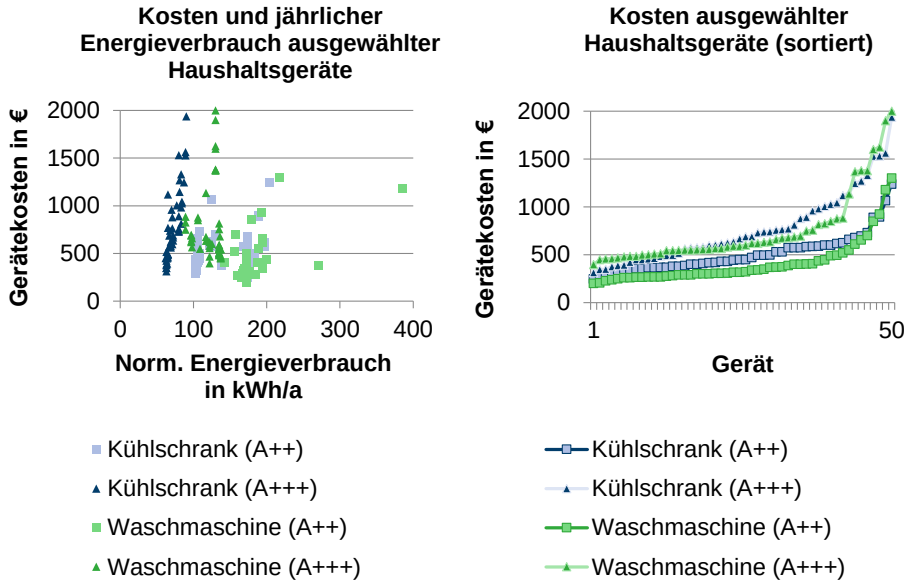


Abbildung 3.29: Kosten und Energieverbrauch exemplarischer Haushaltsgeräte; eigene Annahme, angelehnt an: [162,163]

Ähnlich zum Vorgehen bei den Elektrogeräten, werden bei der Gebäudesanierung und dem Neubau von Gebäuden unterschiedliche Optionen zur Reduktion des thermischen Energiebedarfs berücksichtigt. Von diesem Vorgehen ausgenommen ist ein energetisch nicht-sanierbarer Gebäudebestand (z.B. aufgrund von Denkmalschutz, etc.), der in Tabelle 3.6 als Anteil des Gebäudebestands des jeweiligen Gebäudetyps in der entsprechenden Baualtersklasse angegeben ist.

Tabelle 3.6: Anteile des energetisch nicht-sanierbaren Gebäudebestands nach Gebäudetyp und Baualtersklasse; angelehnt an: [144]

Baualtersklasse	EZFH	MFH	GMFH	NWG
bis 1948	10%	20%	20%	10%
1949-1994	5%	5%	5%	2,5%
ab 1995	0%	0%	0%	

Für alle weiteren Bestandsgebäude sowie für Neubauten werden energetische Sanierungspakete definiert. Diese sind angelehnt an die Effizienzhaus-Standards der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) [164]. Für Bestandsgebäude wird ein Sanierungszyklus von 40 Jahren angenommen. Im Rahmen der Sanierung stehen dabei optional zwei vordefinierte Maßnahmenpakete zur energetischen Sanierung zur Verfügung. Es handelt sich dabei um ein einfaches Sanierungspaket 1 (SP1) und ein an moderne Effizienzhaus-Standards angelehntes Sanierungspaket 2 (SP2). Bei dem Neubau von Gebäuden werden die Standards nach der Energieeinsparverordnung (EnEV) [165] als Referenz angenommen. Darüber hinaus werden weitere Maßnahmen zur Einhaltung höherer Effizienzhaus-Standards berücksichtigt. Äquivalent zu Sanierungspaket 1 stehen die Maßnahmenpakete

„KfW 70“ und „KfW 55“ (angelehnt an die Standards der Kreditanstalt für Wiederaufbau) zur Auswahl. Entsprechend zum Sanierungspaket 2 werden die Maßnahmen „KfW 40“ für den Neubau von Gebäuden berücksichtigt. Die ausführliche Beschreibung der Vollkosten, energiebedingten Mehrkosten und der durchschnittlichen Reduktion des thermischen Energiebedarfs für die einzelnen Gebäudetypen findet sich in Anhang C, Tabelle C.8 und Tabelle C.9. Eine Zusammenfassung der Sanierungs- bzw. Maßnahmenpakete ist in Tabelle 3.7 dargestellt.

Tabelle 3.7: Annahmen zu Dämmschichtstärken und Verglasungsarten nach Sanierungsart und Neubarstandard; angelehnt an: [143,144]

Maßnahme	Dämmschichtstärken und Verglasungsarten				
	SP1	SP2	KfW 70	KfW 55	KfW 40
Dach	12 cm	30 cm	25 cm	28 cm	39 cm
Außenwand	8-12 cm	24 cm	18 cm	22 cm	28 cm
Fußboden	8 cm	12 cm	14 cm	22 cm	29 cm
Fenster	2-fach	3-fach	2-/3-fach	3-fach	3-fach

3.3.5 Modellimplementierung

Abbildung 3.30 bietet eine Übersicht zu den in Kapitel 3.3.3 beschriebenen, dezentralen Strom- und Wärmeversorgungstechnologien des Gebäudesektors.

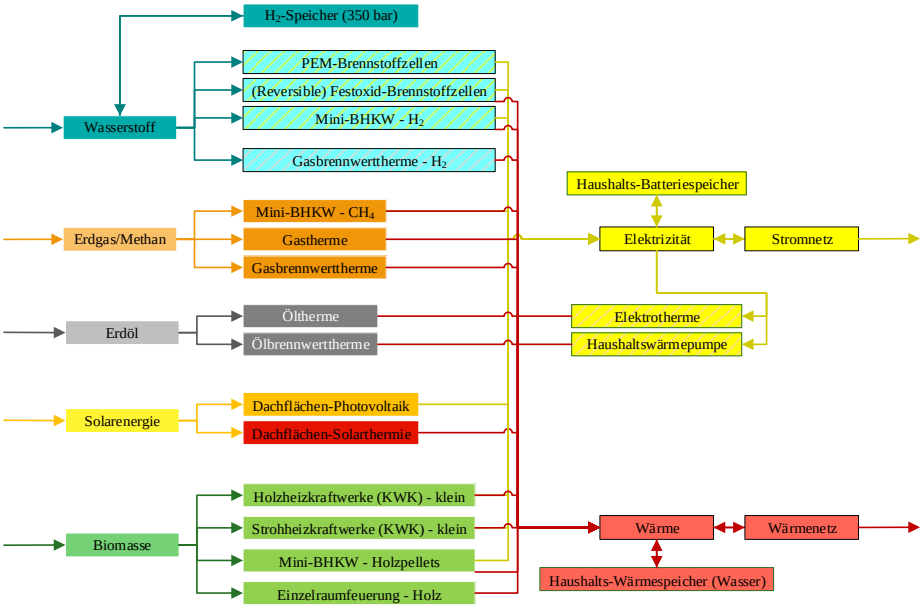


Abbildung 3.30: Schematische Darstellung der Struktur der relevantesten Technologien des Gebäudesektors (Versorgungsseite); eigene Darstellung

Die in Kapitel 3.3.4 erläuterte Geräteausstattung in Wohngebäuden sowie mögliche Sanierungsmaßnahmen sind in Abbildung 3.31 vereinfacht am Beispiel eines Gebäudetyps dargestellt.

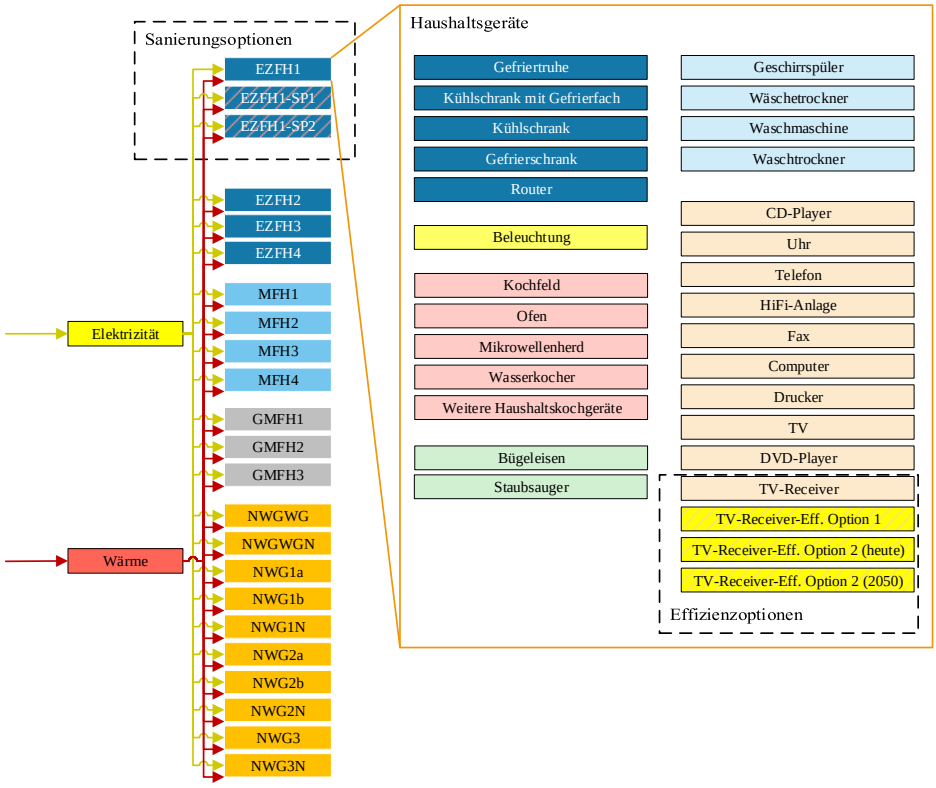


Abbildung 3.31: Schematische Darstellung der Struktur der relevantesten Technologien des Gebäudesektors (Nachfrageseite); eigene Darstellung

3.4 Industriesektor

Aufgrund des hohen Energiebedarfs des Industriesektors und den vielseitigen Energiebereitstellungsoptionen der industriellen Prozesse werden diese gesondert analysiert. Im Gegensatz zum Haushalts- und Gewerbesektor wird der Prozessenergiebedarf separat ausgewiesen und nicht dem Gebäudesektor zugeordnet. Die Stromnachfrage der nichtprozessrelevanten Elektrogeräte und der Beleuchtung sowie die Raumwärme- und Warmwassernachfrage in Industriegebäuden wird hingegen weiterhin den Nichtwohngebäuden bzw. dem Gebäudesektor zugewiesen. Nachfolgend wird zunächst eine Strukturierung des definierten Industriesektors vorgenommen. Anschließend erfolgt die Charakterisierung der aggregierten Energienachfrage für Deutschland sowie die Erläuterung relevanter Industrieprozesse und der Optionen zur Prozessenergiebereitstellung. Abschließend wird die Modellimplementierung anhand eines vereinfachten Flussdiagramms veranschaulicht.

3.4.1 Struktur des Industriesektors

Ziel der systematischen Strukturierung des Industriesektors ist es, die erforderlichen Energie- und Stoffströme der diversen Prozesse zu gruppieren und somit zu vereinfachen. Als Kriterium für die Gruppierung der Prozesse bieten sich deren Ausgangsprodukte an. Angelehnt an die Vorgehensweisen der AGEB [93], in Gerbert et al. (2018) [88] und Frisch et al. (2010) [166] werden 14 Industriebereiche definiert und zusammen mit dem Endenergiebedarf im Jahr 2016 des jeweiligen Industriebereichs nach Energieträger in Tabelle 3.8 aufgeführt. In Summe beträgt der Endenergiebedarf des Industriesektors 725 TWh im Jahr 2016 und macht ca. 29% des gesamten Endenergieverbrauchs aus.

Tabelle 3.8: Energieverbrauch nach Energieträger und Industriebereichen 2016; Daten aus: [93]

Industriebereich	Endenergiebedarf in TWh								
	Steinkohlen	Braunkohlen	Mineralöle	Erdgas	Erneuerbare	Sonstige	Strom	Fernwärme	Summe
Gew. von Steinen u. Erden	0	1	0	1	0	0	2	0	**4**
Verarb. von Steinen u. Erden	4	12	4	12	5	9	8	0	**52**
Ernährung und Tabak	1	2	2	32	1	0	19	3	**59**
Papiergewerbe	2	2	0	22	7	1	19	7	**60**
Grundstoffchemie	2	2	3	51	1	10	46	23	**137**
Sonstige chemische Industrie	5	1	1	12	1	1	8	6	**34**
Gummi- u. Kunststoffwaren	0	0	1	6	0	0	14	1	**23**
Glas u. Keramik	0	0	1	18	0	0	5	0	**24**
Metallerzeugung	84	2	2	45	0	0	21	0	**154**
NE-Metalle, -gießereien	2	0	0	11	0	0	20	0	**35**
Metallbearbeitung	0	0	1	13	0	0	15	0	**30**
Maschinenbau	0	0	1	7	0	0	11	1	**20**
Fahrzeugbau	2	0	0	10	0	0	18	4	**35**
Sonstige verarb. Gewerbe	0	0	1	12	17	0	22	3	**56**
Summe	**102**	**21**	**20**	**252**	**32**	**21**	**227**	**50**	**725**

Der Energiebedarf der zugrundeliegenden Prozesse ist dabei unmittelbar von der Produktionsmenge bzw. der verarbeiteten Güter abhängig. Die in Tabelle 3.8 dargestellten Werte entsprechen demnach der produzierten Gütermenge im Jahr 2016. Zur Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs wird für die weitere Untersuchung unterstellt, dass dieser proportional zur durchgesetzten Gütermenge ist. Da es sich bei den zuvor definierten Industriebereichen dennoch um die Zusammenfassung teils zahlloser Prozesse und Güter handelt, wird die Bruttowertschöpfung in diesen Bereichen als Kenngröße zur Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs herangezogen. Hierbei wird ebenfalls eine Proportionalität zwischen beiden Größen unterstellt. Eine Übersicht zur angenommenen Entwicklung der Bruttowertschöpfung findet sich in Abbildung 3.32. Hiervon ausgenommen ist die Herstellung von drei Gütergruppen: Mineralölprodukte, Stahl und Zement. Diese beruht aktuell auf

besonders energieintensiven Verfahren, die zudem stark von fossilen Rohstoffen abhängig sind [93,167]. Aus diesem Grund werden die entsprechenden Industrieprozesse im Folgenden gesondert betrachtet.

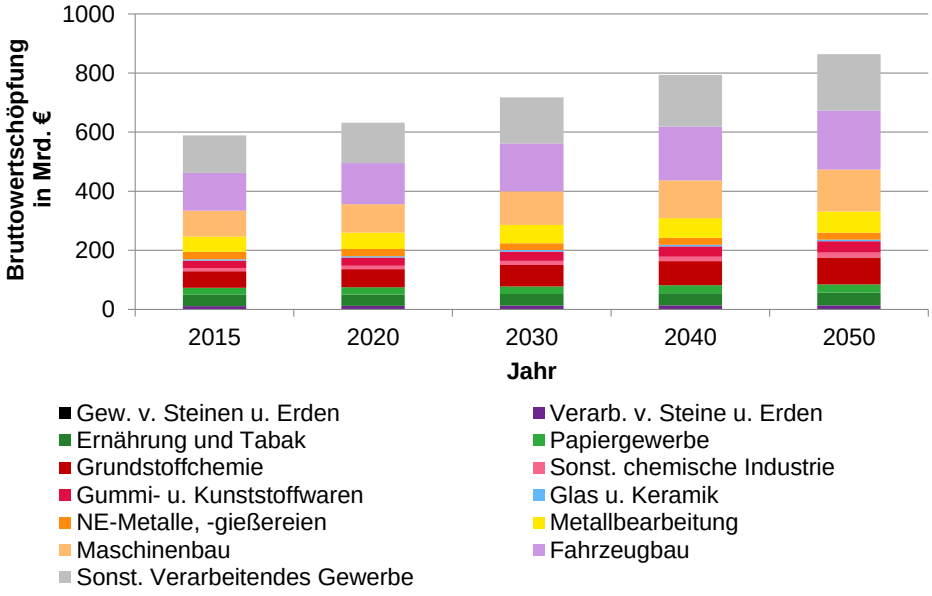


Abbildung 3.32: Annahmen zur Entwicklung der Bruttowertschöpfung nach Industriezweigen 2015-2050; angelehnt an: [88]

Bedingt durch die besondere Rolle der drei beschriebenen Gütergruppen werden diese auf Prozessebene untersucht. Folglich muss zur Auslegung der zugehörigen Verfahren eine Annahme zur zukünftigen Absatz- bzw. Produktionsmenge getroffen werden. Diese sind für die Produkte Zement und Stahl in Abbildung 3.33 dargestellt. Die Nachfrage nach Mineralölprodukten hängt überwiegend vom Verkehrssektor ab und wird daher in Kapitel 3.5 beschrieben.

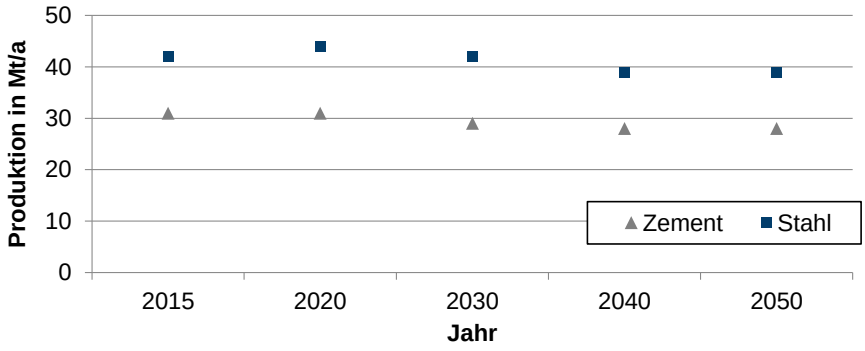


Abbildung 3.33: Annahmen zur Entwicklung der Nachfrage nach ausgewählten Gütern 2015-2050; eigene Annahmen, angelehnt an: [88,168,169,170,171]

3.4.2 Aggregierte Energienachfrage

Wie bereits anhand der zuvor beschriebenen Struktur des Industriesektors zu erkennen ist, zeichnet sich dieser durch heterogene Prozesse und Energienachfragen aus. Insbesondere zur Abbildung von zeitlichen Nachfrageprofilen mangelt es an verfügbaren Daten. Aus diesem Grund wird für Industrieprozesse vereinfacht eine konstante energetische Nachfrage über das Jahr angenommen. Die Energieart und -menge hängt im Fall der drei auf Prozessebene betrachteten Industriebereiche (Mineralöl, Stahl und Zement) von den eingesetzten Verfahren und der Produktionsmenge ab. Für die anderen Industriebereiche wird der thermische und elektrische Prozessenergiebedarf erfasst. Zur Bereitstellung dieser Energie werden wiederum unterschiedliche Technologien und Energieträger berücksichtigt, welche nachfolgend in Kapitel 3.4.3 erläutert werden. Zur weiteren Differenzierung der zur Prozesswärmebereitstellung geeigneten Verfahren wird der Prozesswärmebedarf in unterschiedliche Temperaturniveaus aufgeteilt. Demnach wird der Temperaturbereich kleiner 100°C im Folgenden als Niedertemperatur (NT)-Prozesswärme bezeichnet, der Bereich von 100°C bis 500°C als Mitteltemperatur (MT)-Prozesswärme und der Bereich größer 500°C als Hochtemperatur (HT)-Prozesswärme. Eine Zusammenfassung der energetischen Nachfragen der unterschiedlichen Industriebereiche für das Referenzjahr 2013 findet sich in Tabelle 3.9.

Tabelle 3.9: Prozesswärmebedarf nach Temperaturniveau sowie Strombedarf nach Industriebereich für das Referenzjahr 2013; angelehnt an: [110,166]

Industriebereich	Prozesswärme in TWh			Strom in TWh
	< 100°C	100…500°C	> 500°C	
Gew. v. Steinen u. Erden	0,04	0,06	2,97	0,46
Verarb. v. Steine u. Erden	0,88	1,36	38,17	9,65
Ernährung und Tabak	9,47	11,64	0,00	17,82
Papiergewerbe	4,67	16,53	0,00	19,76
Grundstoffchemie	13,02	20,25	53,90	43,70
Sonst. chemische Industrie	2,39	3,72	9,91	8,03
Gummi- u. Kunststoffwaren	1,00	3,78	0,00	13,87
Glas u. Keramik	0,35	0,55	14,94	3,88
NE-Metalle, -gießereien	0,92	2,89	80,86	37,01
Metallbearbeitung	2,00	1,58	2,92	17,19
Maschinenbau	1,67	1,25	2,36	11,16
Fahrzeugbau	3,44	2,61	4,81	18,32
Sonst. Verarbeitendes Gewerbe	5,00	1,67	2,00	23,44

Für zukünftige Jahre wird die Energienachfrage entlang der Annahmen zur Bruttowertschöpfungsentwicklung skaliert (vergleiche Kapitel 3.4.1). Jedoch werden für manche Industriebereiche ergänzende Entwicklungen zur Effizienzsteigerung angenommen. Diese teilen sich in die Effizienzsteigerung von Querschnittstechnologien und individuellen Prozessen sowie der verbesserten Abwärmenutzung auf. Mit Ausnahme der drei auf Prozessebene betrachteten Industriebereiche, werden die Effizienzsteigerungen in den anderen Industriebereichen für die weitere Untersuchung exogen vorgegeben. Dies ist zum einen durch die Komplexität der diversen industriellen Prozesse in den unterschiedlichen Bran-

chen begründet sowie der mangelhaften Datenlage, insbesondere zu Kostendaten für alternative Prozesse und Technologien. Zum anderen beschreiben Effizienzsteigerungen zum Teil einen autonomen Fortschritt, der inhärent zum Einsatz effizienterer Technologien führt. Aus diesen Gründen werden zur konservativen Abschätzung der industriellen Entwicklungen nachfolgend nur wirtschaftliche Einsparpotenziale berücksichtigt.

Bei genauer Betrachtung des elektrischen Energiebedarfs des Industriesektors fällt auf, dass ca. 70% zur Umwandlung in mechanische Energie genutzt werden [172]. Weitere 18% entfallen auf die Wärmebereistellung. Der verbleibende Bedarf teilt sich auf in die Bereiche Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) sowie Klima- und Prozesskälte [172]. Hensler (2009) [173] gibt an, dass 70% des industriellen Strombedarfs auf dem Einsatz von Elektromotoren beruht. Sie dienen der Bereitstellung mechanischer Energie, auch für die beschriebenen Kälteanwendungen. Damit stellen Elektromotoren die zentrale Querschnittstechnologie im Industriesektor dar. Zur Anwendung kommen sie zu 30% in Pumpensystemen, zu je 14% in Ventilations- und Kältesystemen, zu 10% in Druckluftsystemen und zu 32% in sonstigen Bereichen [173]. Die angenommenen wirtschaftlichen elektrischen Einsparpotenziale liegen für elektromotorisierte Systeme bei durchschnittlich 14% sowie bei 33% für Druckluftsysteme, 30% für Pumpensysteme, 25% für Ventilationssysteme und 18% für Kältesysteme [173,174]. Gewichtet errechnet sich ein Einsparpotenzial von 23% des Strombedarfs zur mechanischen Energiebereitstellung. Die Aufteilung nach Industriebereichen ist angelehnt an die Verteilung des Energiebedarfs an mechanischer Energie sowie für Kälteanwendungen aus Rohde (2016) [172]. Eine detaillierte Übersicht zum sektoralen Endenergieverbrauch findet sich in Anhang B, Tabelle B.13.

Ergänzend zum elektrischen Energieeinsparpotenzial durch Querschnittstechnologien werden in Fleiter et al. (2013) [167], Fleiter et al. (2019) [175] und Chan et al. (2019) [176] prozess- und branchenspezifische wirtschaftliche Potenziale zur effizienteren Nutzung elektrischer und thermischer Energie untersucht. Unter Berücksichtigung des zuvor bestimmten Effizienzpotenzials der Querschnittstechnologien ergeben sich Einsparpotenziale von insgesamt 47,4 TWh/a elektrischer und 40,6 TWh/a thermischer Energie bis 2050 in den Industriebereichen (mit Ausnahme der drei separat betrachteten Industriebereiche). Des Weiteren wird angelehnt an Blömer et al. (2019) [177] auf der thermischen Seite ein zusätzliches wirtschaftliches Potenzial zur Abwärmenutzung in Höhe von 21 TWh/a berücksichtigt.

3.4.3 Industrieprozesse und Prozessenergiebereitstellung

In Bezug auf die zugrundeliegenden Industrieprozesse wird die Herstellung der drei Produktgruppen, Mineralölprodukte, Stahl und Zement, gesondert betrachtet. Für diese Prozesse werden alternative Verfahren bzw. Technologien und Brennstoffe berücksichtigt. Bei der Herstellung von Mineralölprodukten aus Erdölraffinerien werden zudem alternative Stoffe aus der Umwandlung regenerativer Energieträger miteingeschlossen. Die technoökonomischen Daten aller nachfolgend genannten Technologien und Prozesse findet sich in Anhang C, Tabelle C.4 bis Tabelle C.7.

Mineralölprodukte spielen aktuell vor allem im Verkehrsbereich eine tragende Rolle (vergleiche Kapitel 3.2.1). Ausgangsprodukt zu ihrer Herstellung ist Erdöl bzw. Rohöl, welches aus diversen chemischen Verbindungen besteht, deren Zusammensetzung stark vom Ort der Rohölgewinnung abhängig ist [178]. Das eigentliche Herstellungsverfahren teilt sich

wiederum in unterschiedliche Destillations- bzw. Rektifikationsprozesse, Konversions- bzw. Veredelungsprozesse und Mischprozesse auf [179]. Dabei haben alle Parameter der Eingangsprodukte und der Anlagenauslegung Auswirkungen auf die Zusammensetzung der Ausgangsprodukte. Um den Erdölraffinerieprozess dennoch zu berücksichtigen, werden vereinfacht drei Auslegungspunkte bzw. Zusammensetzungen der Ausgangsprodukte angenommen, basierend auf Literaturangaben [178,179,180,181]. Die Auslegungspunkte unterscheiden sich hinsichtlich des präferierten Ausgangsprodukts. Dabei liegt der Fokus entweder auf der Herstellung von Ottokraftstoff (Raff-B), Flugturbinenkraftstoff (Raff-K) oder Dieselkraftstoff (Raff-D). Die jeweilige Produktzusammensetzung ist in Tabelle 3.10 aufgeführt. Für sonstige Produkte und Verluste wird jeweils ein Anteil von 13% unterstellt.

Tabelle 3.10: Auslegungspunkte für Erdölraffinerien; angelehnt an: [178,179,180,181]

Auslegungspunkt	Produktanteil				
	Flüssiggas	Ottokraftstoff	Flugturbinenkraftstoff	Dieselkraftstoff	Heizöle
Raff-B	6%	28%	6%	26%	22%
Raff-K	10%	4%	32%	23%	18%
Raff-D	12%	4%	18%	36%	17%

Die berücksichtigten alternativen Prozesse der Stahlherstellung basieren auf Otto et al. (2017) [182]. Es werden folglich neben dem konventionellen Hochofen- und Elektrolichtbogenofenprozess drei weitere Optionen untersucht. Diese umfassen die Gichtgasrückführung in einem integrierten Hüttenwerk sowie die weitere Einbindung eines CO_2-Abscheidungsverfahrens und die Direktreduktion über Wasserstoff (Circored-Verfahren) [182].

Im Rahmen des Zementherstellungsprozesses werden neben alternativen Brennstoffen ebenfalls CO_2-Abscheidungsverfahren erfasst, basierend auf Daten und Annahmen aus Markewitz et al. (2019) [183] sowie aus Hills et al. (2016) [184]. Eine Übersicht zu den entsprechenden Verfahren und Technologien wird ebenfalls in Markewitz et al. (2019) [183] gegeben.

Für alle weiteren Industriebereiche werden ausschließlich alternative Bereitstellungsverfahren für Prozessstrom- und Wärme berücksichtigt, basierend auf unterschiedlichen Brennstoffen. Die Versorgung mit elektrischer Energie sowie mit Nieder- und Mitteltemperaturprozesswärme erfolgt dabei größtenteils auf den im Energie- und Gebäudesektor beschriebenen Technologien (siehe Kapitel 3.2.2 bis 3.2.4 und Kapitel 3.3.3). Hervorzuheben sind hierbei jedoch Festoxidbrennstoffzellen mit Wärmeauskopplung sowie Wärmepumpen zur NT-Prozesswärmebereitstellung, Industrieelektrodenkessel zur MT-Prozesswärmebereitstellung und Industrieöfen zur HT-Prozesswärmebereistellung. Für letztere wird zudem der Torrefizierungsprozess von Biomasse zur Herstellung eines Substituts für Steinkohle berücksichtigt.

3.4.4 Modellimplementierung

Eine Übersicht zu den wichtigsten Industriezweigen, Technologien, Prozessen sowie Energie- und Stoffströmen wird in Abbildung 3.34 gegeben. Der Erdölraffinerieprozess ist aufgrund seiner besonderen Bedeutung für den Verkehrssektor im Prozessflussbild dieses Sektors abgebildet (siehe Abbildung 3.38).

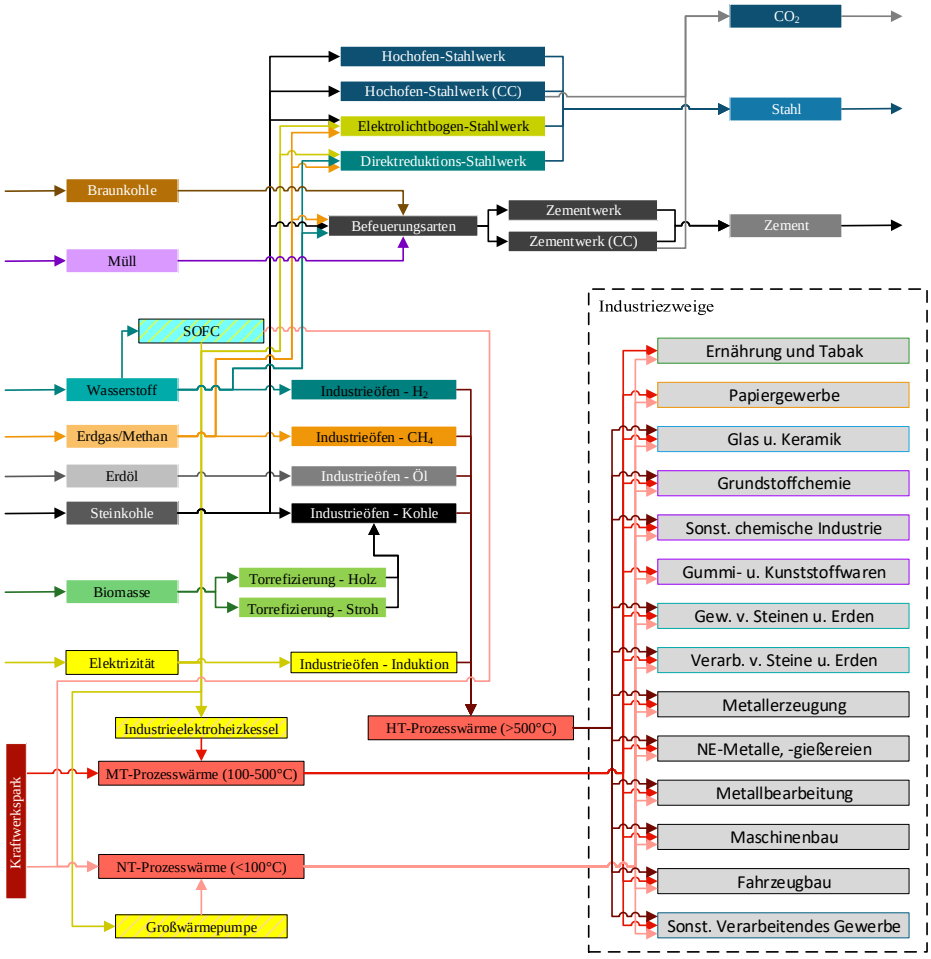


Abbildung 3.34: Schematische Darstellung der Struktur der relevantesten Technologien des Industriesektors; eigene Darstellung

3.5 Verkehrssektor

Nachfolgend wird zunächst ein Überblick zur Struktur des Verkehrssektors gegeben. Anschließend werden aggregierte Nachfrageprofile und alternative Antriebstechnologien vorgestellt. Abschließend erfolgt die Zusammenfassung der Strukturen und Technologien in Form der Modellimplementierung anhand eines Prozessflussbildes.

3.5.1 Struktur des Verkehrssektors

Zur Strukturierung des Verkehrssektors wird zunächst eine Differenzierung nach Transportobjekt und Transportmittel vorgenommen, um den modalen Split abzubilden. Dabei lassen sich zwei Verkehrsarten unterscheiden, der Personen- und Güterverkehr. Diese unterteilen sich jeweils wiederum in Straßen-, Schienen-, Luft- und Seeverkehr. Des Weiteren wird der Straßenpersonen- und Straßengüterverkehr weiter aufgeteilt. Zum einen in den öffentlichen Personenverkehr über Omnibusse und den mobilen Individualverkehr, für den nachfolgend vereinfacht die Personenkraftwagen (Pkw) stehen. Zum anderen findet eine Unterscheidung zwischen Lastkraftwagen (Lkw) und Kleintransportern statt, um zusätzliche Details des Straßengüterverkehrs zu berücksichtigen. Lkw stehen dabei stellvertretend für die Fahrzeugklassen ab 7,5 t zulässigem Gesamtgewicht und Kleintransporter jene darunter. Im Rahmen des Luft- und Seeverkehrs ist außerdem zu beachten, dass zur Bilanzierung der Treibhausgasemissionen nur der nationale Luftraum sowie Binnengewässer und die Küstenmeerregionen Deutschlands erfasst werden. Die entsprechenden angenommenen Transportleistungsnachfragen sind angelehnt an Gerbert et al. (2018) [88]. Abbildung 3.35 zeigt die unterstellte Entwicklung der Transportleistung bis zum Jahr 2050. Dabei steht die Binnenschifffahrt stellvertretend für den gesamten Seeverkehr in Deutschland. Aufgrund der geringen Nachfrage wird die Binnenpersonenschifffahrt vernachlässigt und nur die Binnengüterschifffahrt dargestellt. Die Transportleistungen gehen demnach im Personenverkehr im Jahr 2050 um 2% bzw. 22 Mrd. pkm pro Jahr gegenüber 2015 zurück und steigen im Güterverkehr um 48% bzw. 306 Mrd. tkm an.

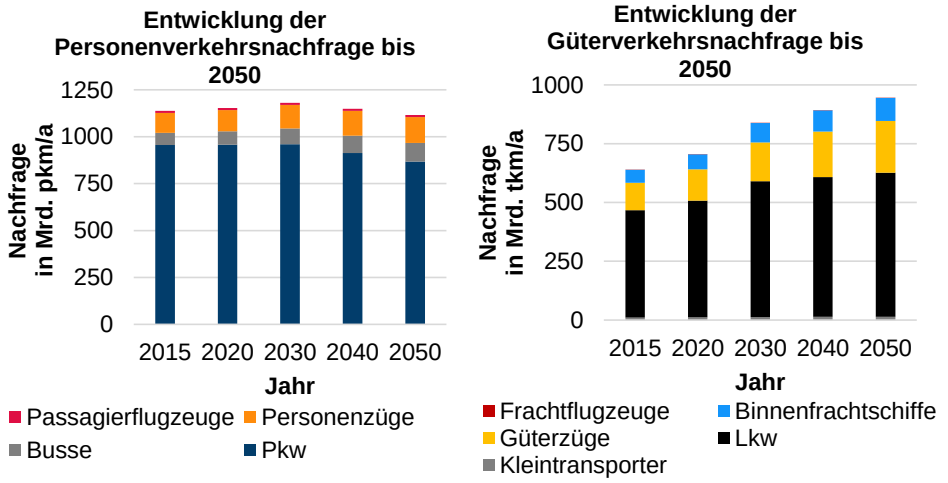


Abbildung 3.35: Annahmen zur Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsnachfrage 2015-2050; angelehnt an: [88]

Die Energiebereitstellung für den Verkehrssektor beruht dabei in 2016 zu etwa 93% auf Mineralölprodukten [93]. Eine detaillierte Aufteilung nach Energieträgern und Verkehrsbereich findet sich in Tabelle 3.11.

Tabelle 3.11: Kraftstoffverbrauch nach Kraftstoffart und Verkehrsbereichen 2016 [93]

Verkehrsbereich	Energieträger in TWh				
	Otto-kraft-stoffe	Flug-tur-binen-kst.	Diesel-kraft-stoff	Sons-tige	Summe
Schienenverkehr	0	0	4	12	**16**
Straßenverkehr	197	0	387	37	**621**
Luftverkehr	0	108	0	0	**108**
Küsten- und Binnenschifffahrt	0	0	3	0	**3**
Summe	**197**	**108**	**394**	**49**	**747**

Bis auf die Nutzung von ca. 169 TWh an leichtem Heizöl im Haushalts- und GHD-Bereich, entfällt die energetische Nutzung anderer Mineralölprodukte 2016 fast ausschließlich auf den Verkehrssektor [93]. Dieser kommt ein hoher nichtenergetischer Verbrauch an Mineralölprodukten von 230 TWh hinzu [93]. Bei den sonstigen eingesetzten Energieträgern handelt es sich im Schienenverkehr um elektrische Energie. Im Straßenverkehr kommen geringe Mengen Flüssig- und Erdgas hinzu sowie ca. 30 TWh an biogenen Kraftstoffen. Insgesamt liegt der Anteil der erneuerbaren Energien im Transportsektor bei 5,1%. Biodiesel besitzt daran einen Anteil von 62,3% und Bioethanol von 25,8%. [106]

Aus diesem Kraftstoffmix resultiert ein spezifischer Emissionsfaktor für Pkw im Jahr 2017 von ca. 92,7 $g_{CO2\text{-}äq}$/km [185]. Bezogen auf die Transportleistung ergeben sich für Pkw spezifische Emissionen von 139 $g_{CO2\text{-}äq}$/pkm, für Linienbusse von 75 $g_{CO2\text{-}äq}$/pkm, für Personenzüge (Fernverkehr) von 36 $g_{CO2\text{-}äq}$/pkm und für Passagierflugzeug von 201 $g_{CO2\text{-}äq}$/pkm. Im Güterverkehrsbereich liegen die Emissionen für Lkw bei 103 $g_{CO2\text{-}äq}$/tkm, für Güterzüge bei 19 $g_{CO2\text{-}äq}$/tkm und für Binnenschiffe bei 32 $g_{CO2\text{-}äq}$/tkm. Aufgrund der gravierenden Unterschiede erscheint eine Veränderung des modalen Splits sinnvoll zur effizienten Reduktion von Treibhausgasemissionen. Die Verteilung der Transportleistung auf die Transportmittel, der modale Split, wird nachfolgend jedoch als unveränderlich angenommen und ist nicht Teil der späteren Optimierung. [185]

3.5.2 Aggregierte Nachfrageprofile

Die Transportleistungsnachfrage wird für den Personen- und Güterverkehr über das Jahr als konstant angenommen. Folglich gilt dies auch für die Nachfrage nach flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen. Hierbei wird unterstellt, dass Zwischenspeicherkapazitäten an Tankstellen zum Ausgleich der täglichen und wöchentlichen Fluktuation ausreichen. Saisonale Unterschiede beim Verkehrsaufkommen werden nicht berücksichtigt. In Bezug auf die Elektromobilität kann jedoch nicht von einer ausreichenden Zwischenspeicherung an den Ladepunkten der Fahrzeuge ausgegangen werden. Aus diesem Grund werden für elektrisch betriebene Fahrzeuge Lade- bzw. Fahrprofile berücksichtigt, die im Folgenden vorgestellt werden.

Bei batterieelektrischen Pkw (BEV) sowie Plug-in-Hybriden wird ein normiertes, stündlich aufgelöstes Ladeprofil unterstellt, angelehnt an Heinrichs (2013) [186]. Dabei wird zwischen den Tagen Montag bis Freitag sowie Samstag und Sonntag unterschieden. In Abbildung

3.36 ist das normierte Ladeprofil in einer exemplarischen Woche von Montag bis Sonntag dargestellt. Hinsichtlich der Laststeuerung bzw. des Demand-Side-Managements (DSM) wird vereinfacht angenommen, dass durchgängig 20% der verfügbaren Stromspeicherkapazität in Pkw netzdienlich zur Verfügung steht, angelehnt an Palzer (2016) [82].

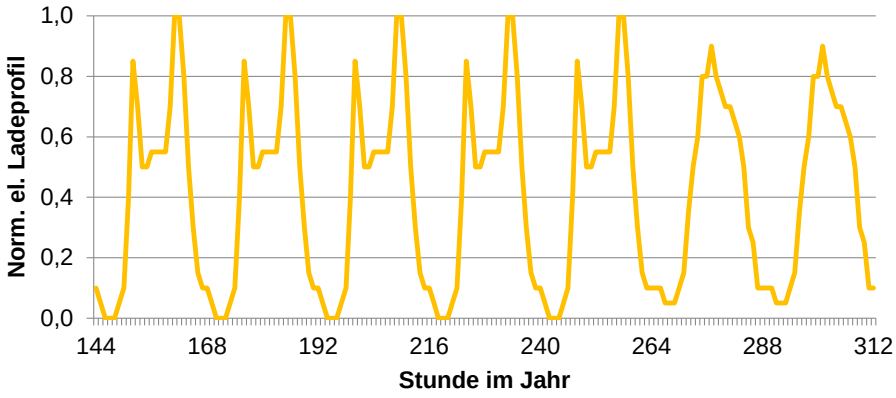


Abbildung 3.36: Normiertes, stündliches elektrisches Ladeprofil über eine Woche (BEV); angelehnt an: [186]

Im Gegensatz zu den batterieelektrischen Pkw werden für Busse, Lkw und Züge Fahrprofile, angelehnt an Hacker et al. (2014) [187], anstelle von Ladeprofilen berücksichtigt. Dies hat den Hintergrund, dass für Busse und Lkw sowohl batterie- als auch oberleitungsgebundene elektrische Antriebe abgebildet werden. Im Fall von Zügen, werden ausschließlich oberleistungsgebundene Alternativen betrachtet. Dementsprechend werden für oberleitungsgebundene Transportmittel die aggregierten Fahrprofile als elektrische Lastprofile angenommen. Für batterieelektrisch betriebene Transportmittel kommen entsprechend nur die Stillstandzeiten zur Ladung in Frage. Eine Übersicht zu den Fahrprofilen wird in Abbildung 3.37 gegeben.

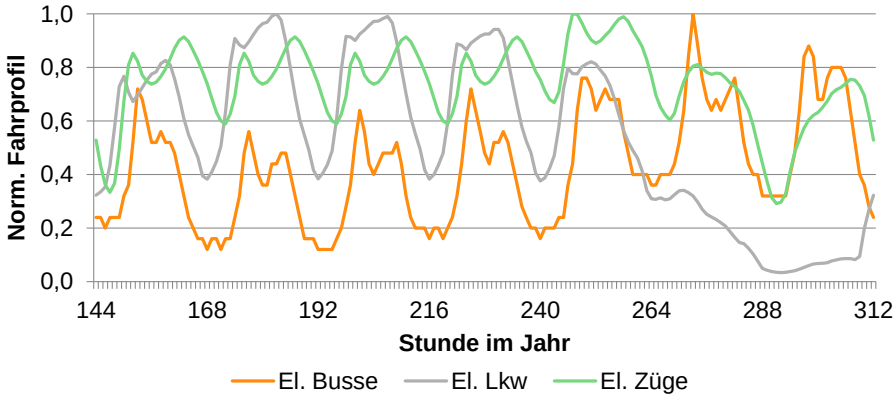


Abbildung 3.37: Normiertes, stündliches elektrisches Fahrprofil über eine Woche (Busse, Lkw, Züge); angelehnt an: [187]

3.5.3 Alternative Antriebe und Kraftstoffe

Der Flottenanteil der zuvor beschriebenen elektrischen Antriebstechnologien ist im Straßenpersonen- und Straßengüterverkehr aktuell vernachlässigbar klein. Er liegt sowohl bei Pkw und Bussen als auch bei Lkw in 2017 jeweils bei unter 1% [188,189,190]. Lediglich im Schienenverkehr werden 2017 bereits mehrheitlich elektrische, oberleistungsgebundene Antriebe genutzt [191,192]. Zur Bewertung der möglichen zukünftigen Entwicklungen werden die elektrischen Antriebe jedoch detailliert berücksichtigt. Außerdem werden alternative Kraftstoffe zur Verbesserung der CO_2-Bilanz von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor abgebildet.

Für Pkw werden nachfolgend sieben Fahrzeugklassen nach ihrem Antriebskonzept unterschieden. Neben Fahrzeugen mit Otto- oder Dieselmotor werden Brennstoffzellenfahrzeuge, batterieelektrische Fahrzeuge sowie Plug-in-Hybride in Kombination mit den drei erstgenannten Antriebstechnologien betrachtet. Bei Plug-in-Hybriden wird eine Reichweite von 50 km angenommen, auf die durchschnittlich 57% der jährlichen Transportleistung entfallen [193,194]. Für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor wird ebenfalls eine Hybridisierung des Antriebsstrangs bis 2050 unterstellt. Für diese ist jedoch keine externe elektrische Ladung der Batterie vorgesehen. Die technischen Grundlagen der Antriebskonzepte sind Grube (2014) [195] zu entnehmen. Alle angenommen techno-ökonomischen Parameter finden sich in Anhang C, Tabelle C.15.

In der Fahrzeugkategorie der Omnibusse und Kleintransporter werden ebenfalls Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor und Brennstoffzelle sowie batterieelektrische Fahrzeuge berücksichtigt (siehe Anhang C, Tabelle C.16 und Tabelle C.17). Im Fall der Lkw mit mindestens 7,5 t zulässigem Gesamtgewicht werden keine batterieelektrischen, sondern nur oberleistungsgebundene Antriebe untersucht (siehe Anhang C, Tabelle C.18). Gleiches gilt für Personen- und Güterzüge (siehe Anhang C, Tabelle C.19 und Tabelle C.20). Im Fall der Passagier- und Frachtflugzeuge sowie Binnenfrachtschiffen werden keine alternativen Antriebe betrachtet. Für diese kommen demnach nur alternative Kraftstoffe in Frage.

Im Rahmen der alternativen Kraftstoffe werden sowohl synthetische (Power-to-Fuel) als auch biogene (Biomass-to-Fuel) Kraftstoffe in Betracht gezogen. Zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe eignen sich diverse Verfahren (vergleiche Schemme (2019) [196]). Nachfolgend wird jedoch nur die Fischer-Tropsch-Synthese berücksichtigt. Diese bietet Vorteile gegenüber anderen Verfahren, welche in Schemme et al (2017 und 2019) [197,198] diskutiert werden. Besonders hervorzuheben ist die mögliche Bereitstellung alternativer Kraftstoffe für alle drei heute relevanten Kraftstoffkategorien (siehe Kapitel 3.5.1). Bei der Herstellung von Biokraftstoffen gibt es ebenfalls unterschiedliche Optionen. Diese werden ausführlich in Kaltschmitt et al. (2016) [130] beschrieben. Für die nachfolgende Betrachtung werden allerdings nur drei Hauptverfahren berücksichtigt. Es handelt sich dabei um Fermentationsprozesse zur Bereitstellung von Bioethanol als alternativen Ottokraftstoff, Umesterungsprozesse von biogenen Ölen und Fetten zur Herstellung von Biodiesel sowie um die Vergasung fester Biomasse zur Bereitstellung von Synthesegas für die anschließende Fischer-Tropsch-Synthese.

3.5.4 Modellimplementierung

In Abbildung 3.38 findet sich eine Übersicht der wichtigsten Energieträger, Prozesse, Infrastrukturen und zum modalen Split bzw. den berücksichtigten Antriebsarten der jeweiligen Transportmittelkategorien.

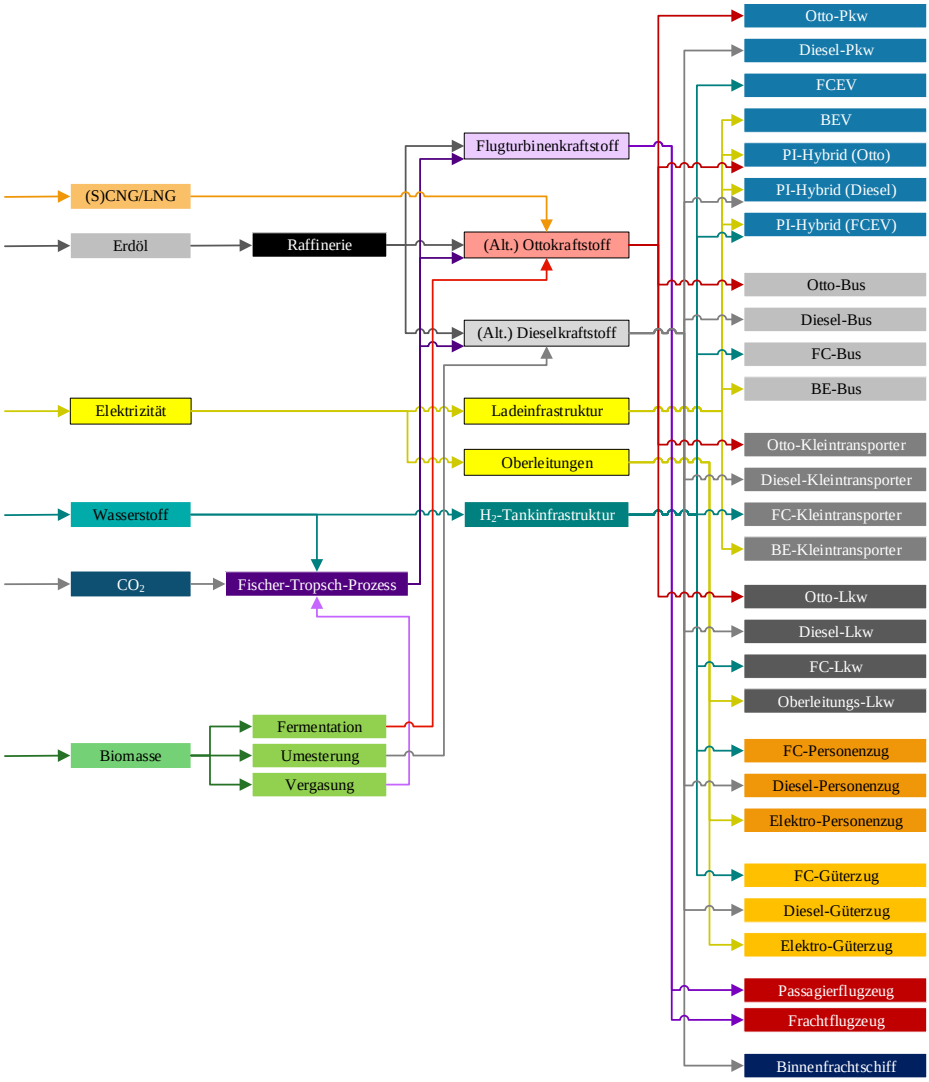


Abbildung 3.38: Schematische Darstellung der Struktur der relevantesten Technologien des Transportsektors; eigene Darstellung

3.6 Zusammenfassung

Das Ziel dieses Kapitels ist die Darlegung der relevanten Grundlagen der Energieversorgung sowie die Ableitung einer geeigneten Modellstruktur zur Berechnung von Strategien zur Transformation des deutschen Energiesystems. Hierzu wird der Status Quo der Energieversorgung und -nachfrage in Deutschland sowie alternativer Technologien zur potenziellen Reduktion der CO_2-Emissionen in einem zukünftigen Energiesystem erfasst.

Zunächst erfolgt in Kapitel 3.1 die Abgrenzung des geplanten Untersuchungsrahmens und die Festlegung der allgemeinen Rahmenbedingungen, die einen Einfluss auf die Energieversorgung oder -nachfrage besitzen. Der allgemeine Untersuchungsrahmen lässt sich dahingehend abgrenzen, dass ausschließlich der Primär- und Endenergiebedarf Deutschlands berücksichtigt wird. Individuelle Bedürfnisse und das menschliche Verhalten sind dabei explizit nicht Teil der Untersuchung und werden in zukünftigen Szenarien als unverändert angesehen. In Bezug auf die betrachteten Treibhausgasemissionen werden ausschließlich energie- und prozessbedingte CO_2-Emissionen untersucht. Als Bilanzgrenze der Emissionen wird das Inlandskonzept zugrunde gelegt. Im Hinblick auf zukünftige Entwicklung der Emissionen anderer Treibhausgase wird die Annahme getroffen, dass diese bis zum Jahr 2050 ebenfalls um 80-95% gegenüber 1990 sinken. Geographisch sind die Systemgrenzen auf Deutschland limitiert mit Ausnahme möglicher Importe- und Exporte elektrischer Energie sowie fossiler und erneuerbarer Energieträger. Der zeitliche Betrachtungshorizont ist auf das Jahr 2050 begrenzt und das zugrundeliegende Wetterjahr ist das Jahr 2013.

Der Energiesektor umfasst die Umwandlung von Primär- in Endenergie. Er wird in Kapitel 3.2 beschrieben und umfasst somit konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Energien. Aufgrund der Berücksichtigung des geplanten Ausstiegs aus der Kernenergie und der Kohleverstromung kommt folglich nur Erdgas zur zukünftigen Nutzung fossiler Energieträger in Frage. Der Fokus zur Einhaltung gesetzter Klimaziele liegt jedoch auf dem Ausbau erneuerbarer Energien. In 2017 liegt die installierte Leistung der PV- und Windkraftanlagen in Deutschland bei 98,1 GW_{el}. Das angenommene technische Ausbaupotenzial liegt für Dachflächen-PV bei 189,7 GW_{el}, für Freiflächen-PV bei 245,9 GW_{el}, für Onshore-Windenergie bei 619,8 GW_{el} und für Offshore-Windenergie bei 82,1 GW_{el}. Für Rest- und Abfallbiomasse wird ein verfügbares Potenzial von 251 TWh/a unterstellt und für Anbaubiomasse eine nutzbare Fläche von 4,7 Mio. ha, die nicht in Konkurrenz mit der agrarwirtschaftlich genutzten Fläche steht. Des Weiteren werden Speichertechnologien und Power-to-X-Maßnahmen vorgestellt und aufgezeigt, dass sich ausschließlich Power-to-Gas-Verfahren zur Energiespeicherung in der Größenordnung von mehreren Terawattstunden eignen.

Nachfolgend werden die drei Nachfragesektoren beschrieben. Hierbei wird auf deren jeweilige Umwandlungstechnologien, basierend auf unterschiedlichen Energieträgern, sowie auf Energieeffizienzmaßnahmen eingegangen.

Im Fall des Gebäudesektors wird in Kapitel 3.3 anfangs eine Strukturierung des Sektors vorgenommen. Es werden drei Wohngebäude- und vier Nichtwohngebäudetypen sowie jeweils bis zu drei Baualtersklassen unterschieden. Für die Wohngebäudefläche wird ein Zuwachs von ca. 11% bis 2050 angenommen und für die Nichtwohngebäudefläche ein Rückgang um ca. 15%. Die stündlich aufgelöste Stromnachfrage wird über einen hybriden

bottom-up-Ansatz ermittelt, dem ein aggregiertes historisches Stromlastprofil Deutschlands als Ausgangsgröße dient. Die stündliche Raumwärme- und Warmwassernachfrage wird über einen Ansatz berechnet, der die thermische Last in Relation zu einer gewichteten, vorherrschenden Außentemperatur bestimmt. Ergänzend werden Maßnahmen zur Reduktion der Energienachfrage erläutert. Diese setzten sich aus definierten Sanierungsmaßnahmen und alternativen, effizienteren Haushaltselektrogeräten zusammen.

In Kapitel 3.4 wird der Industriesektor beschrieben. Zur weiteren Untersuchung der Energienachfrage des Sektors wird dieser in 14 Industriezweige aufgeteilt. Außerdem wird die Herstellung von drei Gütergruppen (Mineralöl, Stahl und Zement) auf Prozessebene dargestellt. Für alle anderen Güter bzw. Industrieprozesse wird lediglich die Prozesswärme- und Prozessstromnachfrage erfasst. Dabei werden drei Temperaturniveaus der Prozesswärme unterschieden. Die stündlichen Nachfragen werden als konstant über das Jahr angenommen. Zudem wird unterstellt, dass die Endenergienachfrage des Industriesektors proportional zu dessen Bruttowertschöpfung ist. Für diese liegt die Wachstumsannahme bei ca. +47% bis 2050.

Die Implementierung des Verkehrssektors wird in Kapitel 3.5 erläutert. Dabei wird grundsätzlich zwischen Personen- und Güterverkehr differenziert sowie insgesamt acht Fahrzeugklassen. Für letztere werden wiederum bis zu sieben Antriebssysteme berücksichtigt, die auf unterschiedlichen fossilen, biogenen und synthetischen Kraftstoffen, auf Wasserstoff oder elektrischer Energie basieren. Für elektrische Antriebe sind dabei stündlich aufgelöste Lade- oder Fahrprofile hinterlegt. Bezüglich der jährlichen Transportleistungen wird im Personenverkehr bis 2050 ein Rückgang um ca. 2% angenommen und im Güterverkehr ein Zuwachs um ca. 48%.

4 Methodischer Modellierungsansatz

Aufbauend auf der entwickelten Modellstruktur und den technischen Grundlagen aus Kapitel 3 wird nachfolgend der methodische Ansatz zur Erstellung des Energiesystemmodells beschrieben. Hierfür wird zunächst das Grundmodell erläutert, auf dem die weitere vorgestellte Methodik aufbaut. In diesem Kontext wird ebenfalls der integrierte Ansatz zur Aggregation von Zeitreihen erläutert. Anschließend werden die drei methodischen Schwerpunkte zur Weiterentwicklung des Ausgangsmodells vorgestellt. Es handelt sich dabei um die Berücksichtigung von Kostenunsicherheiten, die Entwicklung einer Transformationssystematik vom heutigen zu einem zukünftigen Energiesystem und die Einbindung von infrastrukturellen Aspekten. Des Weiteren wird ein Ansatz zur Generierung einer synthetischen, kalten Dunkelflaute für das zugrundeliegende Wetterjahr beschrieben. Dies dient als Grundlage für die Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse und die Definition eines Auslegungspunktes für das System in Kapitel 5. Abschließend folgt eine Zusammenfassung.

4.1 Modellbeschreibung

Nachfolgend werden der mathematische Ansatz der Modellierung und die Systemgrenzen sowie der implementierte Ansatz zur Zeitreihenaggregation beschrieben. Hieran anknüpfend wird eine Validierung des entwickelten Modells anhand historischer Daten vorgenommen.

4.1.1 Mathematischer Ansatz und Systemgrenzen

Bei dem ausgewählten Grundmodell handelt es sich um ein Optimierungsmodell. Ein solches eignet sich zur Analyse und Bewertung kosteneffizienter CO_2-Reduktionsstrategien hinsichtlich techno-ökonomischer Aspekte besser als Simulationsmodelle [44,52]. Es ermöglicht die Erstellung normativer Szenarien zum zukünftigen Energiesystem und gibt Hinweise zu kosteneffizienten CO_2-Reduktionsstrategien. Dabei wird eine Minimierung der Systemkosten unter Berücksichtigung technischer Zusammenhänge angestrebt. Dies setzt jedoch stringente, ökonomisch rationale Entscheidungen in allen Bereichen voraus und vernachlässigt andere Entscheidungskriterien. Dadurch erscheinen die Optimierungsergebnisse einfacher linearer Modelle unter Umständen nicht immer plausibel und entsprechen gegebenenfalls nicht den Erwartungen an realwirtschaftliche Entscheidungen. Die Verwendung eines geschlossenen Optimierungsmodells zur übergreifenden Optimierung der Energieversorgung aller Nachfragesektoren verlor aus diesen Gründen in Vergangenheit an Bedeutung bei der Erstellung nationaler Energieszenarien (siehe Kapitel 2.2). Nur eines der vorgestellten Szenarien (Fraunhofer ISE: Energiesystem 2050) basiert folglich auf einem solchen Modell. Dies soll jedoch im Rahmen dieser Arbeit mit Hilfe neuentwickelter methodischer Ansätze geändert werden, um die Vorteile geschlossener Optimierungsmodelle bei der Szenarienerstellung zu nutzen und die Nachteile zu kompensieren.

Die weiteren Kriterien zur Modellbildung stützen sich auf die Ergebnisse der Untersuchung nationaler Energiesystemmodelle in Kapitel 2.1.2. Dabei geht insbesondere die adäquate Abbildung der erneuerbaren Energien mit zusätzlichen Anforderungen an das Modell einher. Dies betrifft vor allem die Flexibilität des Modells hinsichtlich der zeitlichen und räumlichen Auflösung. Außerdem soll der zeitliche Betrachtungshorizont variabel sein und die Modellstruktur methodische Erweiterungen zulassen. Ausgehend von diesen Anforderungen eignen sich vier der vorgestellten Grundmodelle aus Kapitel 2.1 zum Ausbau eines

Detailmodells. Diese werden vorgestellt in Howells et al. (2011) [199], Hunter et al. (2013) [200], Hilpert et al (2018) [201] sowie in Pfenninger und Pickering (2018) [202]. Diese werden ergänzt durch Modellansätze von Welder (2018) [203] und Kotzur (2019) [154], die bislang für andere Anwendungszwecke konzipiert sind. Die methodische Erweiterungsmöglichkeit stellt schlussendlich das Entscheidungskriterium dar, das zur Auswahl des Ansatzes nach Kotzur (2019) [154] zur weiteren Modellbildung geführt hat. Dieser basiert auf der Überführung energietechnischer und -wirtschaftlicher Prozesse in die graphentheoretische Formulierung eines Netzwerks aus Knoten und Kanten. Dabei repräsentieren die Knoten Energiequellen, -nachfragen, -sammelknoten, -wandlungstechnologien und -speicher. Die Kanten stehen für Energie- und Stoffströme zwischen den Knoten. Aus diesem Netzwerk heraus wird anschließend im Grundmodell ein mathematisches Optimierungsproblem auf Basis linearer Programmierung (LP) oder gemischt-ganzzahliger linearer Programmierung (MILP) abgeleitet.

Nachfolgend werden die mathematischen Grundlagen des Ausgangsmodells erläutert, basierend auf der Arbeit von Kotzur (2019) [154]. In den anschließenden Kapiteln 4.2 bis 4.5 werden diese methodisch erweitert. Die Beschreibung der Zielfunktion und deren Erweiterung in Kapitel 4.2 werden dabei aus Lopion et al. (2019) [204] entnommen und an gegebener Stelle angepasst oder ergänzt.

a. Zielfunktion

Die Zielfunktion verfolgt das Ziel der Minimierung der jährlichen Systemkosten. Hierbei ist zwischen fixen und variablen Kosten zu unterscheiden. Die fixen Kosten setzen sich aus Kapitalkosten (*CAPEX*) und den fixen Betriebskosten (*OPEX*) m_{fix} zusammen. Zur Bestimmung der *CAPEX* einer Technologie bzw. eines Knoten $y \in Y$ wird die Annuitätenmethode angewandt. Der zugehörige Annuitätenfaktor r wird über den Zinssatz i und die Nutzungsdauer n mit der Formel in Gleichung 4.1 bestimmt.

$$r_{n,i,y} = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \qquad \textit{Gl.4.1}$$

Im Fall eines linearen Optimierungsproblems werden die spezifischen Investitionskosten a_{LP} für eine Technology als konstant angenommen und sind somit unabhängig von ihrer installierten Leistung x. Sie entsprechen somit dem durchschnittlichen spezifischen Kostenwert C_0 (siehe Gleichung 4.2). Multipliziert mit dem Annuitätenfaktor und den fixen jährlichen Betriebskosten, als Anteil der Investitionskosten, ergeben sich die spezifischen jährlichen Fixkosten α_{LPfix} (siehe Gleichung 4.3).

$$a_{LP}(x_y) = C_{0,y} \qquad \textit{Gl.4.2}$$

$$\alpha_{LPfix}(x_y) = C_{0,y} \cdot (r_{n,i,y} + m_{fix,y}) \qquad \textit{Gl.4.3}$$

Folglich ergeben sich die jährlichen Gesamtfixkosten A_{LPfix} über das Integral von α_{LPfix} im Interval zwischen dem unteren Grenzwert (*lower bound*) x_{lb} und dem oberen Grenzwert (*upper bound*) x_{ub} der möglichen installierten Kapazität einer Technologie (siehe Gleichung 4.4 und 4.5).

$$A_{LPfix}(x_y) = \int_{x_{lb,y}}^{x_{ub,y}} \alpha_{LPfix}(x_y)\, dx_y \qquad \textit{Gl.4.4}$$

$$A_{LPfix}(x_y) = C_{0,y} \cdot (r_{n,i,y} + m_{fix,y}) x_y \qquad \textit{Gl.4.5}$$

Die variablen Kosten hängen vom zugehörigen Energie- oder Stoffstrom $\dot{x} \in \mathrm{R}_0^+$ der definierten Kanten $k((y_1,y_2),e) \in K$ zum Zeitpunkt t ab. Dieser setzt sich zusammen aus den Informationen zum Ausgangs- und Eingangsknoten, y_1 und y_2, sowie zur entsprechenden Energie- oder Stoffstromart $e \in E$. Die variablen Betriebskosten m_{var} werden in Relation zum ausgewählten Zeitschritt Δt angegeben. In Kombination mit den jährlichen Fixkosten ergeben sich die jährlichen Gesamtkosten, die entsprechend der Zielfunktion $f(x)$ minimiert werden (siehe Gleichung 4.6).

$$min\, f(x) = min \sum_{y \epsilon Y} C_{0,y} \cdot (r_{n,i,y} + m_{fix,y}) x_y + \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} m_{var,k} \dot{x}_{k,t}\, \Delta t \qquad \textit{Gl.4.6}$$

b. Nebenbedingungen

In Bezug auf die Nebenbedingungen zur Erstellung des Energiesystemmodells ist zwischen allgemeinen und technologiespezifischen Nebenbedingungen zu differenzieren. Eine allgemeine Nebenbedingung stellt dabei die Einhaltung gesetzter CO_2-Reduktionsziele dar, welche nachfolgend mit den maximalen, jährlich erlaubten CO_2-Emissionen Ω_{max} ausgedrückt werden. Diesen stehen den stoffstromspezifischen CO_2-Emissionen ω gegenüber. Die entsprechende mathematische Nebenbedingung ist in Gleichung 4.7 beschrieben.

$$\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \omega_{k,t} \dot{x}_{k,t}\, \Delta t \leq \Omega_{max} \qquad \textit{Gl.4.7}$$

Bei der Betrachtung der technologiespezifischen Nebenbedingungen muss zunächst der zeitabhängige Wirkungsgrad η eingeführt werden. Aufgrund seiner Abhängigkeit vom jeweiligen Zeitpunkt t dient dieser ebenfalls der Abbildung von Einspeise- und Nachfrageprofilen. Eine hiervon tangierte Knotenart sind die Energie- und Stoffquellen $q \in Y$. Diese Teilmenge der Systemknoten geht ebenfalls mit einer Teilmenge der Kanten $K_q \in K$ einher. Die zugehörige Nebenbedingung beschreibt Gleichung 4.8.

$$\sum_{k \in K_q} \dot{x}_{q,k,t} \leq \eta_{q,t} x_q \quad \forall\, q, t \qquad \textit{Gl.4.8}$$

Für die Energie- und Stoffnachfragen $p \in Y$ und die korrespondierende Kantenmenge $K_p \in K$ gilt die Nebenbedingung in Gleichung 4.9.

$$\sum_{k \in K_p} \dot{x}_{p,k,t} = \eta_{p,t} x_p \quad \forall\, p, t \qquad \textit{Gl.4.9}$$

Die definierten Sammelknoten $h \in Y$ dienen der Bündelung und Verteilung von Energie- und Stoffströmen. Dabei ist zwischen eingehenden Strömen der Kantenmenge $K_{h,ein} \in K$ und ausgehenden Strömen der Kantenmenge $K_{h,aus} \in K$ zu unterscheiden. Deren Summen müssen zu jedem Zeitpunkt an jedem Knoten gleich sein (siehe Gleichung 4.10).

$$\sum_{k \in K_{h,ein}} \dot{x}_{h,k,t} = \sum_{k \in K_{h,aus}} \dot{x}_{h,k,t} \quad \forall\, h, t \qquad \textit{Gl.4.10}$$

Zur Umwandlung der Energie- und Stoffströme werden Umwandlungsknoten $u \in Y$ und deren Kantenmenge $K_u \in K$ definiert. Die Umwandlung basiert dabei auf einem Umwandlungswirkungsgrad η_u in Abhängigkeit der jeweiligen Kante k, welche wiederum abhängig von der zugehörigen Energie- oder Stoffstromart e ist. Dabei wird eine ein- oder ausgehende Energie- bzw. Stoffstromart in Form der Bezugsgröße e_u zur Dimensionierung der Umwandlungstechnologie genutzt. Die entsprechenden Nebenbedingungen sind in den Gleichungen 4.11 und 4.12 gegeben.

$$\eta_{u,k,t} \cdot \sum_{k \in K_{u,ein}|e} \dot{x}_{u,k,t} = \sum_{k \in K_{u,aus}|e} \dot{x}_{u,k,t} \quad \forall\, u, e, t \qquad \textit{Gl.4.11}$$

$$\sum_{k \in K_{u,ein}|e_u} \dot{x}_{u,k,t} + \sum_{k \in K_{u,aus}|e_u} \dot{x}_{u,k,t} \leq x_{u,e} \quad \forall\, u, e_u, t \qquad \textit{Gl.4.12}$$

Bei der letzten Knotenart handelt es sich um die Speichertechnologien $s \in Y$. Ihre Auslegung erfolgt über den Speicherstand $\hat{x}_s$ (siehe Gleichung 4.13). Ergänzend wird ein maximaler Ladungs- und Endladungsfluss über den Kapazitätsfaktor L_s in einer Nebenbedingung festgelegt (siehe Gleichung 4.14). Des Weiteren gehen der Ladungswirkungsgrad $\eta_{s,ein}$, der Entladungswirkungsgrad $\eta_{s,aus}$ und die vom Speicherstand abhängige Selbstentladung $\eta_{s,sel}$ in Gleichung 4.15 ein.

$$\hat{x}_{s,t} \leq x_s \quad \forall\, s, t \qquad \textit{Gl.4.13}$$

$$\sum_{k \in K_{s,ein}} \dot{x}_{s,k,t}\, \Delta t + \sum_{k \in K_{s,aus}} \dot{x}_{s,k,t} \Delta t \leq L_s x_s \quad \forall\, s, t \qquad \textit{Gl.4.14}$$

$$\hat{x}_{s,t+1} = \hat{x}_{s,t} \cdot \left(1 - \eta_{s,sel} \Delta t\right) + \eta_{s,ein} \cdot \sum_{k \in K_{s,ein}} \dot{x}_{s,k,t}\, \Delta t - \frac{1}{\eta_{s,aus}} \sum_{k \in K_{s,aus}} \dot{x}_{s,k,t}\, \Delta t \quad \forall\, s, t \qquad \textit{Gl.4.15}$$

Die beschriebenen Nebenbedingungen sowie die Zielfunktion stellen die Basis für die Entwicklung und Implementierung weiterer methodischer Ansätze dar.

c. Zeitreihenaggregation

Das entwickelte Energiesystemmodell umfasst ein komplexes Optimierungsproblem, dessen Lösung mit erheblichem Berechnungsaufwand verbunden ist. Zur Reduktion der Berechnungsdauer wird der mathematische Ansatz zur Zeitreihenaggregation aus Kotzur et al. (2018) [205,206] in das Grundmodell integriert. Mit Hilfe dieses Ansatzes ist es möglich, die Berechnungsdauer des Modells bei nur minimalen Auswirkungen auf die Ergebnisqualität zu reduzieren. Die Minimierung der Berechnungszeit an dieser Stelle eröffnet wiederum einen gewissen Spielraum zur Erhöhung des erfassten Detailgrads des Modells an anderer Stelle, um somit die Ergebnisqualität insgesamt zu verbessern.

Das Vorgehen des implementierten Ansatzes basiert auf der Beschreibung von Zeitreihen im Modell, beispielsweise des stündlichen Erzeugungspotenzials erneuerbarer

Energien (vergleiche Kapitel 3.2.3) mittels Typperioden. Diese beschreiben sich wiederholende Muster bzw. Abfolgen in den Zeitreihen, wie zum Beispiel den Tagesverlauf eines Stromnachfrageprofils. Das Ziel dieses Vorgehens ist es, möglichst ähnliche Perioden innerhalb der jährlichen Zeitreihen zu identifizieren und durch eine repräsentative Typperiode zu ersetzen. Die Aggregation mehrerer Abschnitte der Zeitreihen in eine solche Typperiode ermöglicht, dass diese nur einmal optimiert werden muss und das Ergebnis stellvertretend für alle repräsentierten Zeitabschnitte geltend ist. [205,206]

Es handelt sich dabei um eine Näherung des Ergebnisses, bei der zwischen der Minimierung der Berechnungszeit und des resultierenden Fehlers abzuwägen ist. Dabei spielen die Länge und die Anzahl der Typperioden eine entscheidende Rolle. Die optimale Länge der Typperioden sollte sich dabei nach den auftretenden Mustern in den Zeitreihen richten. Im Fall energetischer Nachfrage- und Erzeugungszeitreihen zeigen sich insbesondere über den Verlauf eines Tages in vielen Bereichen charakteristische Muster (z.B. bei der PV-Einspeisung oder der Stromnachfrage für Beleuchtung und Haushaltsgeräte). Aus diesem Grund werden für die weitere Analyse Perioden in Form von Typtagen herangezogen. Die optimale Anzahl an Typtagen hängt allerdings vom individuellen Energiesystem bzw. den berücksichtigten Zeitreihen ab und ist empirisch zu bestimmen (siehe Kapitel 5.2.1). [205,206]

Zur Berücksichtigung von zeitlichen Effekten, die über die Länge eines definierten Typtages hinausgehen, muss zudem die Information zur Reihenfolge der Typtage erhalten bleiben. Diese ermöglicht es, beispielsweise Speicherfüllstände am Ende eines Typtages im nachfolgenden Typtag zu erfassen. Somit wird es ermöglicht, ebenfalls Langfristspeichertechnologien adäquat im Energiesystem abzubilden. Eine detaillierte Erläuterung der zugrundeliegenden Methodik findet sich in Kotzur et al. (2018) [205].

Kotzur et al. (2018) [206] untersuchen außerdem unterschiedliche Algorithmen (*k-Mean, k-Medoid, hierarchisch)* zur Ermittlung der Typperioden. Im Fall des untersuchten Energiesystems wirkt sich die Auswahl des Clustering-Algorithmus allerdings nur marginal auf das Ergebnis aus. Aus diesem Grund wird der einfachste Ansatz, der *k-Mean*-Algorithmus, zur Bestimmung der Typtage genutzt. Dieser basiert auf der Minimierung der mittleren quadratischen Abweichung von den synthetischen Datenpunkten der Typperioden zu den Datenpunkten der zugeordneten Perioden der Zeitreihen [206]. Die optimale Anzahl der Typperioden bzw. Typtage wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse in Kapitel 5.2.1 bestimmt. Die in Kapitel 5 dargestellten Ergebnisse basieren dabei auf Berechnungen mit 48 Typtagen.

4.1.2 Modellvalidierung

Der Aufbau des Grundmodells basiert auf Ableitung der Knoten- und Kanten aus den implementierten Komponenten sowie den Energie- und Stoffströmen, die vereinfacht in den Kapiteln 3.2.5, 3.3.5, 3.4.4 und 3.5.4 beschrieben sind. Die anschließende Validierung des Modells erfolgt über historische Daten aus dem ausgewählten Referenzjahr 2013. Hierzu dienen die in Kapitel 3 erläuterten Rahmendaten und installierten Kapazitäten für das Jahr 2013 als Grundlage. Durch die Fixierung der installierten Leistungen auf den historischen Stand, der Einbindung von Nachfrage- und Einspeiseprofilen sowie der techno-ökonomischen Parametrisierung besteht nur noch Optimierungspotenzial in der Betriebsweise der Systemkomponenten. Der Abgleich der resultierenden CO_2-Emissionen sowie des Primär-

und Endenergieverbrauchs aus der Modellrechnung mit den statistischen Daten der AGEB wird zur anschließenden Bewertung des Betriebsverhaltens und der eingesetzten Parameter herangezogen.

Der Vergleich der CO_2-Emissionen zeigt ein Modellergebnis von 799,2 Mt_{CO2} gegenüber 830,8 Mt_{CO2} der statistisch erfassten, abgebildeten Emissionen aus dem Jahr 2013 [94]. Dies entspricht einer Abweichung von -3,8%. Sektoral weichen die Emissionen im Energiesektor um -6,8% ab, im Industriesektor um -9,2%, im Gebäudesektor um +5,5% und im Verkehrssektor sind Abweichungen von weniger als +0,1% zu verzeichnen. Die Verschiebung vom Energie- und Industriesektor zum Gebäudesektor lässt sich auf die fehlende Trennschärfe bei der Bilanzierung des Industriegebäudeenergiebedarfs und die angenommenen Überkapazitäten bei der Wärmebereitstellung in Gebäuden zurückführen. Die Überkapazitäten beruhen auf der Anlagenauslegung auf kältere Temperaturen als die vorherrschenden im Referenzjahr 2013. Das Ergebnis wird insgesamt hinsichtlich der CO_2-Emissionen als hinreichend genau für das weitere Vorgehen eingestuft.

Das ermittelte Primärenergieaufkommen liegt mit 3.478 zu 3.597 TWh ebenfalls um -3,3% unterhalb des statistischen Wertes. Die Verteilung auf die wichtigsten Energieträger ist Abbildung 4.1 zu entnehmen. Es zeigt sich, dass die größten Abweichungen beim Einsatz von Steinkohlen (-100 TWh) und Biomasse (-52 TWh) vorliegen. Dies kann auf die ausbleibende Berücksichtigung von Subventionen beim Biomasseeinsatz sowie von An- und Abfahrzeiten der konventionellen Kraftwerke zurückzuführen sein. Über die anderen Energieträger ist eine entsprechende Kompensation zu erkennen. Dies entspricht jedoch dem erwarteten Betriebsverhalten unter den gegebenen Rahmenbedingungen. Folglich wird auch dieses Ergebnis als hinreichend genau bewertet. [93]

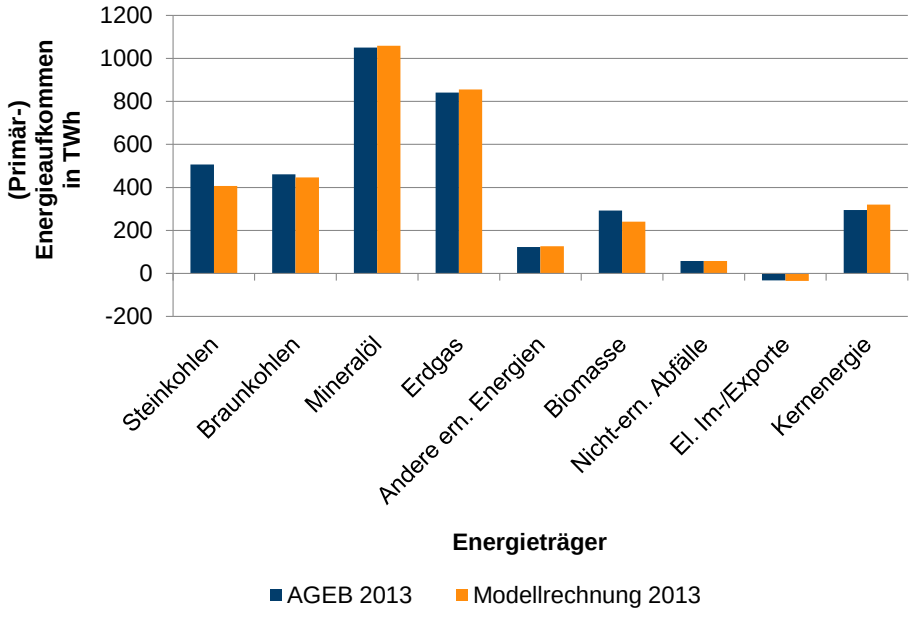


Abbildung 4.1: Modellvalidierungsergebnis anhand historischer Daten aus dem Jahr 2013, Vergleichsdaten aus: [93]

Hinsichtlich des Endenergiebedarfs liegt ebenfalls eine Abweichung von -3,9% mit 2.450 zu 2.549 TWh vor. Im Gebäudesektor beträgt die Differenz -74 TWh (-3,0%), im Industriesektor -34 TWh (-10,5%) und im Transportsektor +10 TWh (+1,3%). Insgesamt wird somit die Energieeffizienz der Bestandstechnologien leicht überschätzt. Im Industriesektor kommen zudem leichte Differenzen bei der Bilanzierung des Energiebedarfs der Stahlerzeugung gegenüber der AGEB-Statistiken [93] zum Tragen. In den Statistiken der AGEB wird der Hochofenprozess gesondert ausgewiesen und dem Energie- bzw. Umwandlungssektor zugeordnet. Eine solche Differenzierung ist mit den getroffenen Vereinfachungen bei der Abbildung des Stahlerzeugungsprozesses nicht möglich, weshalb der Energiebedarf bei den zuvor gemachten Angaben vollständig dem Energiesektor zugewiesen wird. Bei einer vollständigen Zuordnung zum Industriesektor läge die Differenz beim Endenergieverbrauch bei +28 TWh (+4,0%). Folglich ist die vorliegende Abweichung zu einem großen Anteil auf diesen Effekt zurückzuführen. Insgesamt ist somit auch dieses Ergebnis als hinreichend genau einzustufen. [93]

4.2 Kostenunsicherheiten

Wie bereits in Teilen von Kapitel 4.1.1 werden die nachfolgenden Beschreibungen mit Änderungen aus Lopion et al. (2019) [204] übernommen.

Die Entwicklung von Energiekonzepten basieren in der Regel auf Energieszenarien, die von verschiedenen Unsicherheiten beeinflusst werden. Daher ist es für Entscheidungsträger eine große Herausforderung, robuste Lösungen zur Erreichung der Energie- und Klimazielen zu entwickeln. Der zugrundeliegende Entscheidungsprozess wird dabei durch verschiedene Arten von Energiesystemmodellen unterstützt. Aufgrund ihrer Komplexität beschränken sich diese Modelle oft auf die lineare Programmierung (LP) oder die gemischtganzzahlige lineare Programmierung (MILP) [44,56]. Die Eingangsdaten und Randbedingungen für die Modellierung zukünftiger Energiesysteme unterliegen jedoch immer Unsicherheiten, unabhängig davon ob es sich um Simulations- oder Optimierungsmodelle handelt [29,207,208]. Insbesondere soziale, klimatologische und technologische Entwicklungen haben einen signifikanten Einfluss auf die Modellergebnisse [209,210]. Beispielsweise hängen die zukünftigen Investitionskosten von Technologien stark von den zugrundeliegenden technologischen Entwicklungen ab [211,212]. Minimale Änderungen in diesen Entwicklungen können zu deutlichen Unterschieden in den resultierenden Anteilen von Technologien am Energiesystem führen. Von diesem *Penny Switching*-Effekt sind insbesondere lineare Kostenoptimierungsmodelle betroffen, die durch geringe Variationen der entsprechenden Investitionskostenannahmen zu vollständig anderen Ergebnissen führen können [213,214,215]. Folglich führt dies zu einer Unterschätzung bestimmter Technologien oder Prozessketten. Die Ergebnisse linearer Optimierungsmodelle sind somit sehr sensibel in Bezug auf Eingangsparameter, wie Investitionskosten. Darüber hinaus werden viele Technologien in den Ergebnissen solcher Modelle nicht berücksichtigt, da sie mit geringfügig höheren Kosten verbunden sind als eine vergleichbare alternative Technologie.

Bestehende Lösungsansätze, die sich der Problematik widmen, sind zum Beispiel die stochastische Programmierung, Monte-Carlo-Simulationen und umfangreiche Sensitivitätsanalysen [47,211,216,217]. Alle Ansätze basieren dabei auf einer Parametervariation, die mit einem erheblichen Berechnungsaufwand einhergeht. Aus diesem Grund wird hier ein Ansatz entwickelt, um robustere Ergebnisse bei akzeptablem Rechenaufwand zu erzielen

und dabei Kostenunsicherheiten zu berücksichtigen. Zu diesem Zweck wird das lineare *bottom-up*-Grundmodell für Deutschland modifiziert. Anstelle eines gemittelten Wertes für spezifische Investitionskosten wird ein Kostenrahmen in Abhängigkeit von der installierten Leistung der jeweiligen Technologie implementiert. Dies führt zu einer konvexen quadratischen Zielfunktion des Modells, die darauf abzielt, die Gesamtsystemkosten zu minimieren. Infolgedessen wird erwartet, dass die Ergebnisse des Modells eine größere Bandbreite an Technologien umfassen sowie robuster und somit realitätsnäher sind.

4.2.1 Investitionskostenanalyse

Im Hinblick auf die zukünftige Energieversorgung bei Einhaltung der Klimaziele werden erneuerbare Energien eine Schlüsselrolle spielen. Verglichen mit der fossilen Stromerzeugung ist die Stromerzeugung dieser Technologien nicht an Brennstoffkosten gebunden. Stattdessen sind die *CAPEX* entscheidend bei Investitionsentscheidungen. Bei der Betrachtung der statistisch erfassten Investitionskosten von erneuerbaren Energien fällt auf, dass die spezifischen Kosten stark variieren. Dabei stellen die Skaleneffekte der letzten Jahrzehnte bei der Produktion den wichtigsten Einflussfaktor auf die Kosten der erneuerbaren Energien dar. Weitere Faktoren, die sich auf die tatsächlichen Kosten einer einzelnen Technologie oder eines einzelnen Projekts auswirken, sind Marktpreise, Auktionskonzepte, technologische Entwicklungen und geografische Gegebenheiten [218,219,220]. Der entwickelte Ansatz konzentriert sich dabei auf diese Aspekte und wird im Folgenden am Beispiel der Onshore-Windenergie verdeutlicht. Um den Einfluss von Skaleneffekten gering zu halten, werden die getätigten Investitionen für Onshore-Windkraftanalgen aus einer möglichst kurzen und aktuellen Zeitspanne untersucht. Die daraus resultierenden Abweichungen der Investitionskosten sind in Abbildung 4.2 dargestellt. Diese Grafik veranschaulicht den Investitionskostenbereich und -abweichung von 80 Windkraftanlagen, die zwischen 2010 und 2015 errichtet wurden. Ihre spezifischen Investitionskosten, in aufsteigender Reihenfolge von niedrigen bis hohen Kosten, sind oben links dargestellt. Die Mindestkosten betragen 857 €/kW und die Maximalkosten 1.613 €/kW. Neben einigen, in den roten Bereichen markierten, statistischen Ausreißern gibt es eine nahezu gleichmäßige Verteilung der übrigen Werte. Aus diesem Grund werden im Diagramm das zehnte und neunzigste Perzentil sowie die lineare Verbindung zwischen diesen markiert. Die zugehörigen Kostenwerte sind zusammengefasst im rechten Diagramm dargestellt. Darüber hinaus wird ein gewichteter Durchschnitt angegeben, der den Durchschnitt der beiden ausgewählten Perzentile wiedergibt.

Weitere Untersuchungen haben ergeben, dass die Verteilung der Investitionskosten bei anderen Technologien ähnlich verhält wie bei den Onshore-Windkraftanlagen [218]. Insbesondere erneuerbare Energien und Endverbrauchstechnologien weisen eine breite Kostenspanne mit nahezu gleichmäßiger Verteilung auf [218]. Des Weiteren sind die Kostenentwicklungen der erneuerbaren Technologien bis zum Jahr 2050 ebenfalls mit großen Unsicherheiten behaftet [221]. Infolgedessen weichen die Schätzungen der zukünftigen Investitionskosten deutlich voneinander ab und werden oft durch entsprechende Bandbreiten angegeben [222,223,224,225,226].

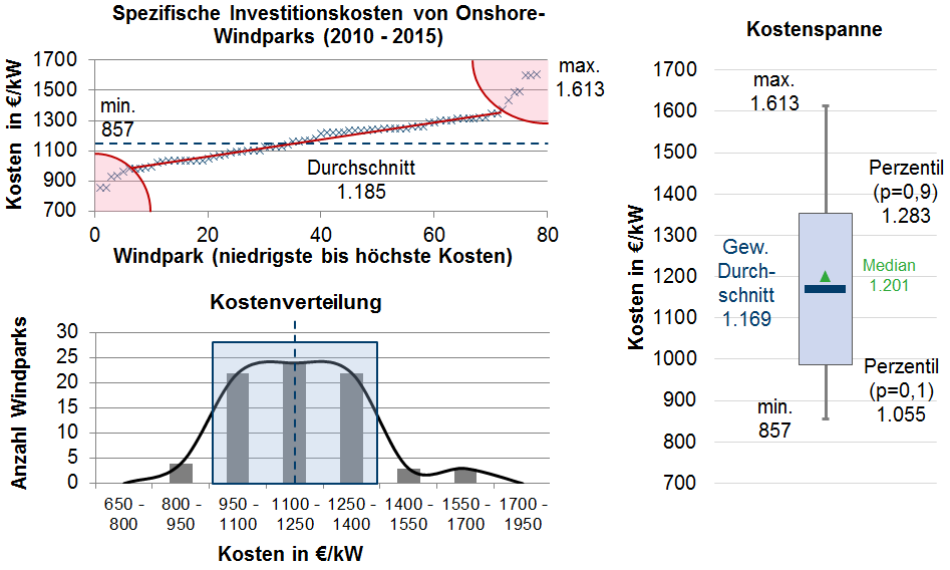


Abbildung 4.2: Investitionskosten von Onshore-Windkraftanlagen, angelehnt an: [218]; entnommen aus: [204]

4.2.2 Analytischer und mathematischer Ansatz

Die Tatsache, dass sich der Großteil der statistischen Investitionskosten in einer nahezu einheitlichen Verteilung befindet, bildet die Grundlage für die weitere Umsetzung der Investitionskosten im Modell. Der entwickelte Ansatz basiert auf der Annahme, dass die Bandbreite der Investitionskosten für Technologien durch eine Gleichverteilung approximiert werden können. Diese Kohärenz kann jedoch nicht in linearen Optimierungsmodellen abgebildet werden. Häufige Lösungsansätze sind die beschriebenen Parametervariationen im Rahmen von Sensitivitätsanalysen oder Monte-Carlo-Simulationen. Angesichts der Komplexität der meisten Modelle wird die anfängliche Berechnungszeit mit der Anzahl der Parametervariationen multipliziert, da jede Variation eine individuelle Berechnung erfordert [227,228]. Dies stellt meist keine praktikable Option dar. Folglich soll der Anstieg der Berechnungsdauer möglichst geringgehalten werden. Eine weitere Anforderung besteht darin, auf dem bestehenden linearen Optimierungsmodell aufbauen zu können. Folglich soll das modifizierte Modell mit gängigen mathematischen Programmen (*Solvern*) wie *Gurobi*, *CPLEX* oder *XPRESS* lösbar sein. Diese *Solver* sind in der Lage, lineare und quadratische Gleichungssysteme zu lösen. Aufgrund dieser Einschränkung ist der einfachste Ansatz zur Integration der beschriebenen Investitionskostenspannen die Definition der spezifischen Kosten als lineare Funktionen der installierten Leistung. Folglich wird die Zielfunktion der jährlichen Gesamtkosten quadratisch. In Abbildung 4.3 werden sowohl der konventionelle, lineare als auch der quadratische Ansatz miteinander verglichen. Während die spezifischen Kosten in linearen Optimierungsmodellen (LP) einem konstanten Durchschnittswert entsprechen, werden im quadratischen Optimierungsmodell (QP) die Investitionskosten über die installierbare Leistung der Technologie verteilt. Die Obergrenze der Kapazitätsvariablen kann entweder das technische Potenzial einer Technologie oder ihre Ausbaulimitierung in einem bestimmten Zeitintervall sein. Im dargestellten Fall werden die

günstigsten Einheiten der Technologie zuerst gewählt (blaue Kurve). Dieses Vorgehen basiert auf der Annahme marktwirtschaftlicher Effekte. Theoretisch ist es ebenso möglich, den Kostenrahmen umgekehrt (gestrichelte Linie) zu implementieren und somit zum Beispiel Lernkurven zu berücksichtigen. Dies impliziert jedoch lokale Optima im Optimierungsprozess und kann mit den genannten *Solvern* nicht gelöst werden. Stattdessen kann zur Annäherung an dieses Problem der Ansatz der partiellen Linearisierung verwendet werden [229].

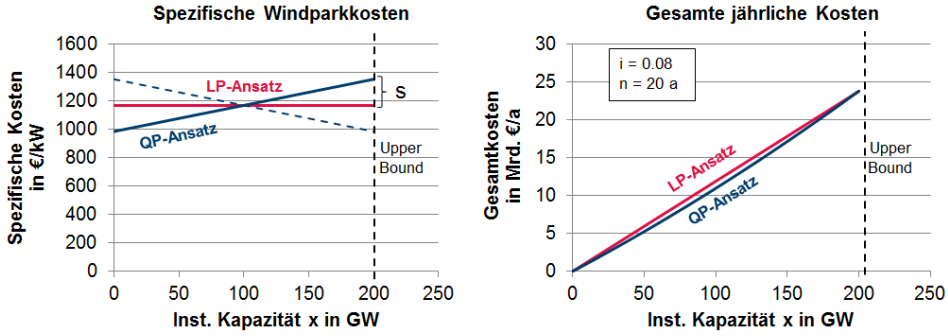


Abbildung 4.3: Vergleich der hinterlegten Investitionskosten im LP- und QP-Ansatz; mit Änderungen entnommen aus: [204]

Die mathematische Beschreibung des linearen Optimierungsansatzes findet sich in Kapitel 4.1.1. Im Gegensatz zum LP-Ansatz weist die spezifische Kostenfunktion des QP-Ansatzes $a_{QP}(x_y)$ eine konstante Steigung v auf. Darüber hinaus kann der Durchschnittskostenwert C_0 durch den gewichteten Durchschnittswert in Abbildung 4.2 ersetzt werden. Die Auswirkungen auf die Fixkosten α_{QPfix} wird in Gleichung 4.16 bis 4.18 beschrieben.

$$v = \frac{dk}{dx} = const \qquad Gl.4.16$$

$$a_{QP}(x_y) = v_y \cdot x_y + C_{0,y} - \frac{1}{2} v_y \cdot (x_{ub,y} - x_{lb,y}) \qquad Gl.4.17$$

$$\alpha_{QPfix}(x_y) = a_{QP}(x_y) \cdot (r_{n,i,y} + m_{fix,y}) \qquad Gl.4.18$$

Auf der Grundlage dieser Gleichungen werden die gesamten jährlichen Fixkosten A_{QP} in den Gleichungen 4.19 und 4.20 beschrieben.

$$A_{QP}(x_y) = \int_{x_{lb,y}}^{x_{ub,y}} \alpha_{QPfix}(x_y)\, dx_y \qquad Gl.4.19$$

$$A_{QP}(x_y) = \left[\frac{1}{2} v_y \cdot {x_y}^2 + C_{0,y} \cdot x_y - \frac{1}{2} v_y \cdot (x_{ub,y} - x_{lb,y}) \cdot x_y\right] \cdot (r_{n,i,y} + m_{fix,y}) \qquad Gl.4.20$$

Da die Angabe einer solchen spezifischen Kostensteigung nicht geläufig ist, kann die Gleichung vereinfacht werden, indem die relative Abweichung s des minimalen oder maximalen Kostenwertes vom durchschnittlichen oder gewichteten durchschnittlichen Kostenwert eingeführt wird (siehe Abbildung 4.3). Daraus ergibt sich Gleichung 4.21 für die Definition der spezifischen Kosten a_{QP}. Die Auswirkungen auf die gesamten jährlichen Fixkosten sind in den Gleichungen 4.22 und 4.23 dargestellt.

$$\alpha_{QPfix}(x_y) = C_{0,y} \cdot \left[(1 - s_y) + \frac{2s_y}{x_{ub,y} - x_{lb,y}} \cdot x_y\right] \cdot (r_{n,i,y} + m_{fix,y}) \qquad \textit{Gl.4.21}$$

$$A_{QP}(x_y) = \int_{x_{lb,y}}^{x_{ub,y}} \alpha_{QPfix}(x_y)\, dx_y \qquad \textit{Gl.4.22}$$

$$A_{QP}(x_y) = \left[C_{0,y} \cdot (1 - s_y) \cdot x_y + \frac{C_{0,y} \cdot s_y}{x_{ub,y} - x_{lb,y}} \cdot {x_y}^2\right] \cdot (r_{n,i,y} + m_{fix,y}) \qquad \textit{Gl.4.23}$$

Die letztliche Zielfunktion des QP-Ansatzes ist in Gleichung 4.24 dargestellt.

$$min\, f(x) = min \sum_{y \in Y} \left[C_{0,y} \cdot (1 - s_y) \cdot x_y + \frac{C_{0,y} \cdot s_y}{x_{ub,y} - x_{lb,y}} \cdot {x_y}^2\right] \cdot (r_{n,i,y} + m_{fix,y}) + \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \alpha_{var,k} \cdot \dot{x}_{k,t} \qquad \textit{Gl.4.24}$$

Zum Vergleich der Unterschiede in den Ergebnissen des LP- und QP-Modells zeigt Abbildung 4.4 ein qualitatives Beispiel für zwei ähnliche Technologien. Beide stellen Optionen für die Deckung der gleichen Nachfrage dar. Allerdings besitzt eine Technologie geringere spezifische Kosten als die andere. Im linearen Ansatz würde nur die kostengünstigere Variante in der Lösung vorkommen. Die Senkung der spezifischen Kosten der teureren Alternative kann folglich einen *Penny Switching*-Effekt auslösen und das Ergebnis vollständig umkehren. Im Gegensatz hierzu sind im QP-Ansatz beide Technologien in der Lösung, wenn die Nachfrage entsprechend hoch ist. Je näher die spezifischen Kostenwerte der Technologien zusammenliegen, desto kongruenter sind ihre Anteile im Energiesystem. Somit können *Penny Switching*-Effekte vermieden werden, und die Ergebnisse gewinnen an Robustheit.

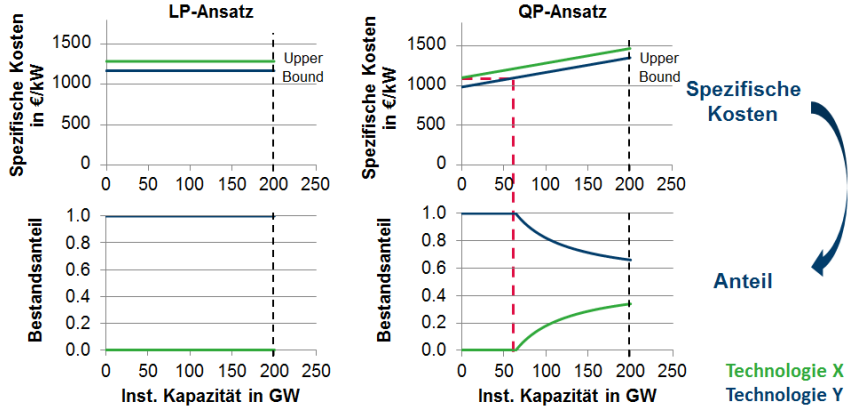


Abbildung 4.4: Qualitativer Vergleich zweier ähnlicher Technologieanteile an der optimierten Lösung des LP- und QP-Ansatzes; entnommen aus: [204]

4.2.3 Validierung des Ansatzes

Zur Validierung des entwickelten Ansatzes wird ein lineares Optimierungsproblem im Rahmen eines ausgewählten Validierungsszenarios zur CO_2-Reduktion in Deutschland um 80% im Jahr 2050 definiert. Die zeitliche Auflösung ist auf eine Stunde festgelegt, aggregiert

auf 24 Typtage [206,230]. In diesem Zusammenhang wird ein potenzielles Energiesystem für das Zieljahr 2050 für ein 80%-Szenario gemäß dem deutschen Klimaschutzplan 2050 (2016) [231] optimiert. Zum Vergleich wird das Modell unter gleichen Eingangsparametern erneut mit der quadratischen Zielfunktion ausgeführt. Um die diskutierten theoretischen Auswirkungen auf die Ergebnisse zu veranschaulichen, wird der Effekt anhand einiger potenzieller Schlüsseltechnologien aufgezeigt. Am deutlichsten zeigt sich der *Penny Switching*-Effekt im Ergebnis der Freiflächen- und Dachflächen-Photovoltaik. Aufgrund der minimal niedrigeren Gesamtkosten der Freiflächen-Photovoltaik neigen lineare Energiesystemmodelle dazu, diese bis zu ihrem technischen Potenzial auszubauen, bevor die Dachflächen-Photovoltaik in die Lösung kommt. Ein weiteres Beispiel für diesen Effekt ist die Wahl zwischen Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen. Die Wetterverhältnisse und geografischen Gegebenheiten in Deutschland führen zu einer annähernden Verdoppelung der potenziellen Volllaststunden bei gleichzeitiger Verdoppelung der Kosten für Offshore-Windkraftanlagen. Somit ist die Wahl zwischen beiden Anlagenkonzepten ebenfalls sehr sensitiv bezüglich der zugrundeliegenden Annahmen. Diese entsprechenden Effekte durch den Einsatz des QP-Ansatzes sind in Abbildung 4.5 zu erkennen. Im linearen Ansatz berücksichtigt die Lösung keine Dachflächen-Photovoltaik und einen ähnlichen Anteil an Onshore- und Offshore-Windenergie. Die Lösung des quadratischen Ansatzes zeichnet sich hingegen durch einen ähnlichen Anteil an PV-Technologien und eine deutliche Zunahme der Onshore-Windenergie aus. Darüber hinaus sind die installierten Leistungen ausgewählter anderer Schlüsseltechnologien zum Vergleich dargestellt. Diese unterliegen wesentlich geringeren Veränderungen.

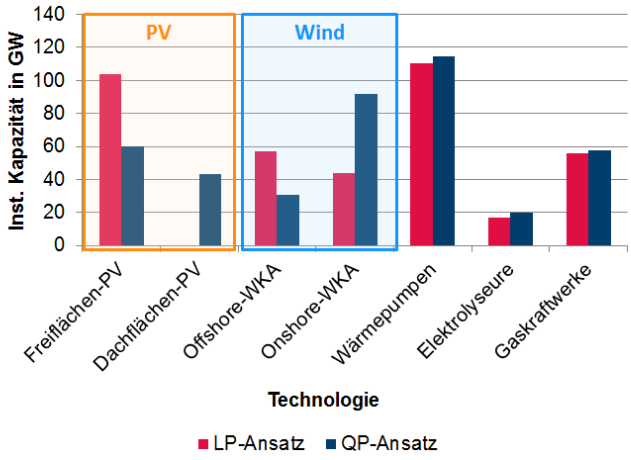


Abbildung 4.5: Vergleich der installierten Kapazitäten in den Ergebnissen des LP- und QP-Ansatzes in einem 80%-Validierungsszenario; entnommen aus: [204]

Zur Bestätigung der Hypothese, dass der quadratische Optimierungsansatz einen Einfluss auf die Robustheit des Ergebnisses gegenüber Änderungen der zugrundeliegenden Investitionskostenparameter besitzt, wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Diese Analyse basiert auf einer Variation der Investitionskosten der Offshore-Windkraftanlagen um ±10%. Die Ergebnisse des Validierungsszenarios sind in Abbildung 4.6 dargestellt. Im linearen Ansatz sind signifikante Auswirkungen auf die installierte Leistung zu erkennen. Die Senkung der Investitionskosten um 5% führt zu einer Kapazitätssteigerung von 57,1 GW im

Referenzfall (2.530 €/kW) auf 75 GW. Dies stellt im Validierungsszenario das angenommene technische Potenzial dar. Dem gegenüber steht eine Erhöhung der Investitionskosten um 10%, welche zum Ausschluss der Offshore-Windenergie in der Lösung des Energiesystems führt. Im Gegensatz hierzu wird der Einfluss auf die Kapazitäten im QP-Modell deutlich reduziert. Die Veränderung der installierten Leistung liegt in einem Bereich von lediglich ±3,7 GW.

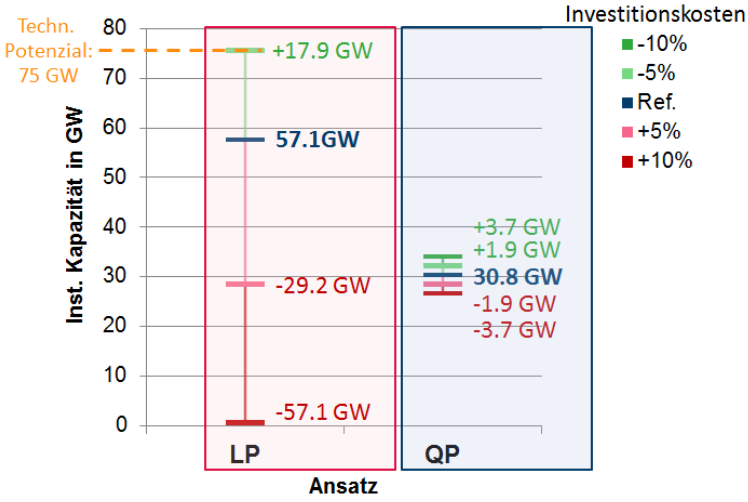


Abbildung 4.6: Sensitivitätsanalyse der Investitionskosten für Offshore-Windkraftanlagen und deren Auswirkungen auf die installierte Leistung im LP- und QP-Modell; entnommen aus: [204]

Neben den Auswirkungen auf die Ergebnisse ist es wichtig, die Änderungen der Berechnungsdauer unter Verwendung des QP-Ansatzes zu bestimmen. Der Berechnungsaufwand für solche komplexen Modelle wird jedoch von diversen Aspekten beeinflusst. Er ist unter anderem abhängig vom jeweiligen Modellaufbau, den Eingangsparametern, dem *Solver* und dem gewählten Lösungsalgorithmus. Im Fall des zur Validierung verwendeten Modells erhöht sich die Berechnungsdauer des QP-Ansatzes gegenüber dem LP-Ansatz um einen Faktor von 2,04. Die Optimierung wird dabei mit *Gurobi* durchgeführt. Weitere Untersuchungen mit verschiedenen Modellen und *Solver*-Konfigurationen sind in Abbildung 4.7 dargestellt. Sie zeigten eine Variation der Rechenzeit um den Faktor 0,43 bis 3,68 gegenüber dem LP-Ansatz für eine Einjahresoptimierung. Der Durchschnittswert der Erhöhung der Rechenzeit liegt bei einem Faktor von 2,29 (Median: 2,25). Bei der myopischen Optimierung einer Energiesystemtransformation (siehe Kapitel 4.3) führt der QP-Ansatz zu einer größeren Bandbreite an betrachteten Technologien. Dieser Effekt zeigt sich ebenfalls in Abbildung 4.7 anhand der steigenden Anzahl an Variablen im QP-Ansatz gegenüber dem LP-Ansatz. Infolgedessen wird die Differenz in der Rechenzeit um einen Faktor zwischen 1,63 und 6,13 weiter erhöht. Insgesamt werden sieben Modellkonfigurationen zu Validierungszwecken analysiert. Eine Übersicht der wichtigsten Lageparameter des Vergleichs der Berechnungsdauer findet sich in Anhang E, Tabelle E.1. Für jede Konfiguration, mit Ausnahme der umfangreichsten Einjahresoptimierung, werden jeweils drei Berechnungen der Einjahresoptimierung und eine des Transformationsmodells durchgeführt. Letztere basiert auf sieben individuellen Optimierungsproblemen mit ähnlicher Variablenanzahl. Die

Berechnungen werden jeweils für das lineare und das quadratische Optimierungsproblem ausgeführt. Bei der umfangreichsten Modellkonfiguration mit mehr als zehn Millionen Variablen wird nur die Einjahresoptimierung vorgenommen.

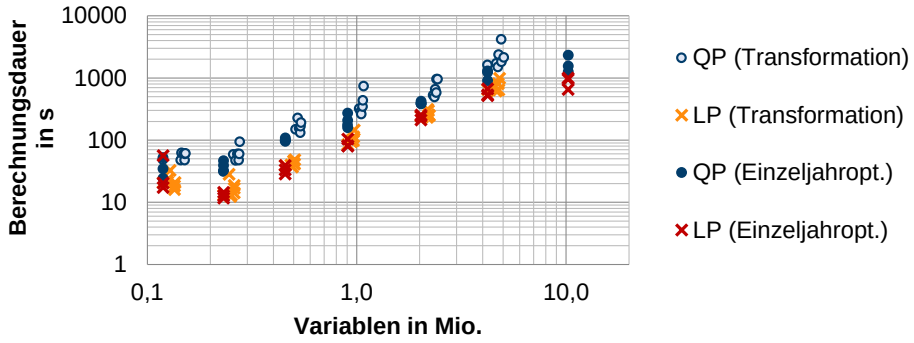


Abbildung 4.7: Vergleich der Berechnungsdauer verschiedener Optimierungsprobleme unter Verwendung des LP- und QP-Ansatzes (gleiche Eingangsparameter); entnommen aus: [204]

4.2.4 Diskussion

Die durchgeführte Kostenanalyse zeigt, dass die statistisch erfassten Investitionskosten für Technologien deutlich variieren und die Vorhersagen über zukünftige Trends mit Unsicherheiten behaftet sind. Dennoch können diese Kostenbereiche durch die Implementierung einer quadratischen Zielfunktion in Optimierungsmodellen für Energiesysteme vereinfacht berücksichtigt werden. Mit Hilfe des neuentwickelten quadratischen Optimierungsansatzes kann somit die Ergebnisqualität und -robustheit maßgeblich verbessert werden. Von diesem Ansatz profitieren insbesondere Modelle zur Bewertung von Strategien zur Treibhausgasreduktion, die einen hohen Anteil erneuerbarer Energien im System besitzen. Die Untersuchung zeigt, dass die Ergebnisse des modifizierten linearen Modells robuster werden und ein breiterer Technologiemix in der Lösung vorkommt. Im Gegensatz zum LP-Modell werden *Penny Switching*-Effekte deutlich reduziert und die Technologieanteile in der Lösung sind wesentlich weniger von einer Veränderung der spezifischen Investitionskosten abhängig. Im Vergleich mit den in Abbildung 4.5 dargestellten Ergebnissen zeigt sich, dass die installierten Kapazitäten der Windkraft- und Photovoltaikanlagen zudem aktuellen Trends folgen. Somit spiegelt die Lösung das aktuelle Investitionsverhalten besser wider und kann als realitätsnäher bezeichnet werden.

Es zeigen sich jedoch zwei Effekte des QP-Ansatzes, die bei der Betrachtung der Ergebnisse beachtet werden müssen. Bezogen auf die resultierenden Gesamtsystemkosten sind die berechneten Kosten des QP-Ansatzes systematisch niedriger als im LP-Ansatz, wenn der gleiche Durchschnittswert der Investitionskosten angenommen wird. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die durchschnittlichen Gesamtinvestitionskosten einer Technologie nur dann dem linearen Fall entsprechen, wenn die installierte Leistung ihre Obergrenze erreicht (vergleiche Abbildung 4.3). Der Effekt kann entweder marktwirtschaftlichen Mechanismen zugeordnet werden oder er muss mit den durchschnittlichen Kostenwerten nach der Optimierung korrigiert werden. Abgesehen von diesem Effekt werden die Ergebnisse des QP-Modells ebenfalls durch die Definition der spezifischen Investitionskostenbereiche

selbst beeinflusst. Bei einer konstanten relativen Abweichung *s* und einer Veränderung der Differenz aus *upper* und *lower bound* ändert sich gleichzeitig die Steigung *v*. Infolgedessen nähern sich die Anteile der alternativen Technologien in der Lösung an.

Zusammenfassend zeigt sich, dass der QP-Ansatz eine deutliche Verbesserung gegenüber der Kostenminimierung in herkömmlichen LP- oder MILP-Modellen darstellt. Die Ergebnisse werden erheblich robuster in Bezug auf Kostenunsicherheiten und umfassen ein größeres Spektrum an Technologien in der Lösung. Gleichzeitig können Sensitivitätsanalysen von Kostenparametern durch eine geringfügige Erhöhung der Berechnungszeit deutlich reduziert werden. Bei der Durchführung von Sensitivitätsanalysen ist für jeden variierten Parameter ein individueller Berechnungsdurchlauf notwendig. Folglich übersteigt die Variation von lediglich zwei Parametern bereits die zusätzliche Berechnungsdauer durch den QP-Ansatz. Aufgrund der deutlichen Verbesserung der Robustheit der Ergebnisse entfallen diese Sensitivitätsanalysen jedoch nahezu vollständig und die Berechnungsdauer kann maßgeblich reduziert werden. Darüber hinaus kann der Ansatz in den meisten LP-Modellen, basierend auf einem *Solver* wie *Gurobi*, *CPLEX* oder *XPRESS,* implementiert werden. Damit stellt er eine Option dar, robuste Schlüsseltechnologien in Energiesystemen zu identifizieren. Außerdem kann der Ansatz auf jede beliebige Technologie im System übertragen werden.

4.3 Transformationspfadanalyse

Das Ziel der Transformationspfadanalyse ist die Untersuchung von Transformationspfaden vom heutigen zu einem zukünftigen, nachhaltigen Energiesystem. Hierzu werden nachfolgend die Rahmenbedingungen und Annahmen zum Transformationsprozess erläutert. Zunächst wird in diesem Zusammenhang das zugrundeliegende Modellierungskonzept beschrieben. Anschließend wird auf die beiden zentralen Aspekte der Bestandsentwicklung heutiger Technologien und der Marktdurchdringung alternativer Technologien eingegangen. Abschließend werden Vor- und Nachteile des gewählten Ansatzes diskutiert.

4.3.1 Konzeptionierung

Zur Ermittlung einer Transformationsstrategie für ein technisches System muss generell zwischen zwei Ansätzen differenziert werden. Es handelt sich dabei um den Ansatz der perfekten Voraussicht (*perfect foresight*) und der nicht-perfekten bzw. myopischen Voraussicht (*myopic foresight*) [71]. Bei letzterem kann zudem zwischen dem auf historischen Entwicklungen basierenden *forecasting* und dem auf einem zukünftigen Zielsystem basierenden *backcasting* differenziert werden [44]. Des Weiteren existieren Mischformen dieser Ansätze, wie beispielsweise über einen rollierenden Betrachtungshorizont (*rolling horizon*) [232,233]. Alle Ansätze unterscheiden sich folglich in ihrem Betrachtungshorizont und den zur Verfügung stehenden Informationen eines Optimierungs- oder Simulationsprozesses. Abbildung 4.8 gibt einen Überblick zum grundlegenden Vorgehen bei den drei wichtigsten Ansätzen.

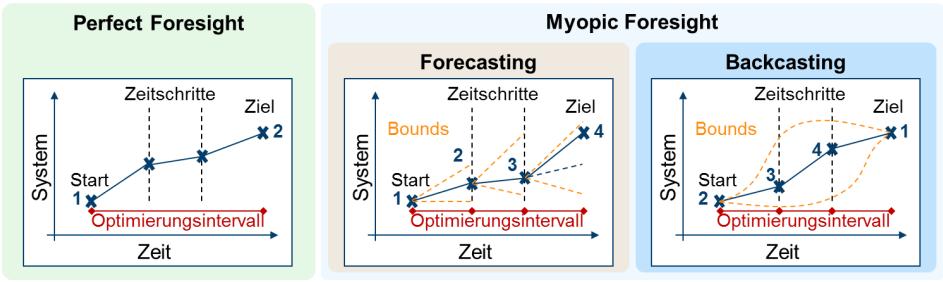


Abbildung 4.8: Vergleich der grundlegenden Ansätze zur Auslegung des Optimierungshorizonts; eigene Darstellung, angelehnt an: [71,82]

Im konkreten Fall der Optimierung der Energieversorgung und -nachfrage Deutschlands und der Festlegung einer optimalen Transformationsstrategie liegt der Betrachtungszeitraum zwischen heute und dem Zieljahr 2050. Je nach ausgewähltem Verfahren, liegen jedoch unterschiedliche Optimierungsintervalle vor. Bei dem *perfect foresight*-Ansatz wird eine Optimierung über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050 vorgenommen. Hierbei müssen alle Annahmen zu zukünftigen technischen und ökonomischen Parametern von Anfang an festgelegt werden und gehen in die Optimierung ein. Der Vorteil dieses Vorgehens besteht in der Kostenoptimierung über den gesamten Zeitraum bis zum Jahr 2050. Dies entspricht der Perspektive eines omniszienten Planers. Es wird somit der kostenoptimale Transformationspfad bestimmt. Dies bedeutet jedoch nicht, dass auch ein kostenoptimales Zielsystem vorliegt, obwohl dieses auch langfristig etabliert werden soll. Weitere Nachteile bestehen in der limitierten Abbildungsfähigkeit von Korrelationen und Rückwirkungen unterschiedlicher Effekte über den Optimierungszeitraum. Diese sind an die allgemeine mathematische Formulierung des Problems (z.B. als LP, QP, etc.) gebunden. Außerdem ist dieses Verfahren mit dem höchsten zeitlichen Berechnungsaufwand verbunden.

Im Gegensatz zu dieser Vorgehensweise, zeichnen sich die *myopic foresight*-Ansätze durch eine schrittweise Optimierung aus. Bei dieser wird der Betrachtungszeitraum in mehrere Optimierungsintervalle geteilt. Im Rahmen des *forecasting*-Prozesses werden ausgehend vom aktuellen Energiesystem *upper* und *lower bounds* für das jeweils nächste Intervall definiert und eine anschließende Optimierung durchgeführt. Die jeweiligen Grenzwerte für das System bzw. für die darin abgebildeten Technologien basieren in der Regel auf historischen Entwicklungen und den Ergebnissen aus vorangegangenen Optimierungsintervallen. Aufgrund dieser Trennung ist es möglich, nicht-lineare Zusammenhänge und Rückkopplungen zwischen den Intervallen zu berücksichtigen ohne einen deutlichen Anstieg der Berechnungsdauer. Verglichen mit dem *perfect foresight*-Ansatz besteht in der grundlegend geringeren Berechnungsdauer der größte Vorteil dieses Verfahrens. Der fundamentale Nachteil des Verfahrens liegt in der fehlenden Kostenoptimalität sowohl des Zielsystems als auch der Systemtransformation.

Zur Kompensation dieses Defizits kommt das *backcasting*-Verfahren zum Einsatz. Es basiert auf dem Konzept, zunächst das Energiesystem des Zieljahres möglichst frei zu optimieren und ausgehend von dem Ergebnis, obere und untere Grenzwerte für die Systeme

der Zwischenintervalle zu definieren. Anschließend wird die Kostenoptimierung der vorangegangenen Intervalle, wie im *forecasting*-Ansatz, innerhalb der gesetzten Grenzwerte durchgeführt. Grundlegend wird dieses Verfahren in Palzer (2016) [82] angewandt und beschrieben. Neben den Vorteilen des *forecasting*-Ansatzes besteht der zentrale Vorteil dieses Verfahrens in der Bestimmung der kostenminimalen Konfiguration des Zielsystems. Im Gegensatz zum *perfect foresight*-Ansatz kann hiermit jedoch nicht der kostenminimale Transformationspfad ermittelt werden.

Aufgrund der genannten Vorteile wird für diese Untersuchung ein Transformationsmodell nach dem *backcasting*-Verfahren entwickelt. Bei der Auswahl des Ansatzes geht die Annahme mit ein, dass das optimierte Energiesystem im Zieljahr 2050 auch langfristig über die nächsten Dekaden in dieser oder ähnlicher Form etabliert werden soll. Aus diesem Grund, besitzt die Bestimmung eines solchen kostenminimalen Systems höchste Priorität. Dies kann weder der *forecasting*- noch der *perfect foresight*-Ansatz leisten. Denn in komplexen Systemen mit vielen nahezu gleichwertigen Lösungen und einem weiten Betrachtungshorizont kann davon ausgegangen werden, dass das Zielsystem aus einem kostenoptimalen Transformationspfad heraus nicht kostenminimal ausgelegt ist.

Das entwickelte Transformationsmodell ist in Abbildung 4.9 und Abbildung 4.10 anhand eines Programmflussdiagramms dargestellt. Dabei sind die Art der Optimierung, der Betrachtungshorizont und das Optimierungsintervall im Modell flexibel anpassbar. Zur Generierung der Ergebnisse in Kapitel 5 ist allerdings nur der *backcasting*-Ansatz relevant, der aus diesem Grund nachfolgend vorgestellt wird. Aufgabe des in Abbildung 4.9 dargestellten ersten Teils der Modellierung, ist dabei die Übergabe der Bestands- und Neubaudaten zu allen Technologien *y* für das jeweilige Jahr der Optimierung. Aufbauend auf diesen Daten wird im ersten Schritt das Energiesystem des Zieljahres 2050 optimiert. Dabei gehen lediglich technische Potenziale und Restbestände aus heutigen Anlagenkapazitäten als limitierende Faktoren in der Technologieauswahl ein.

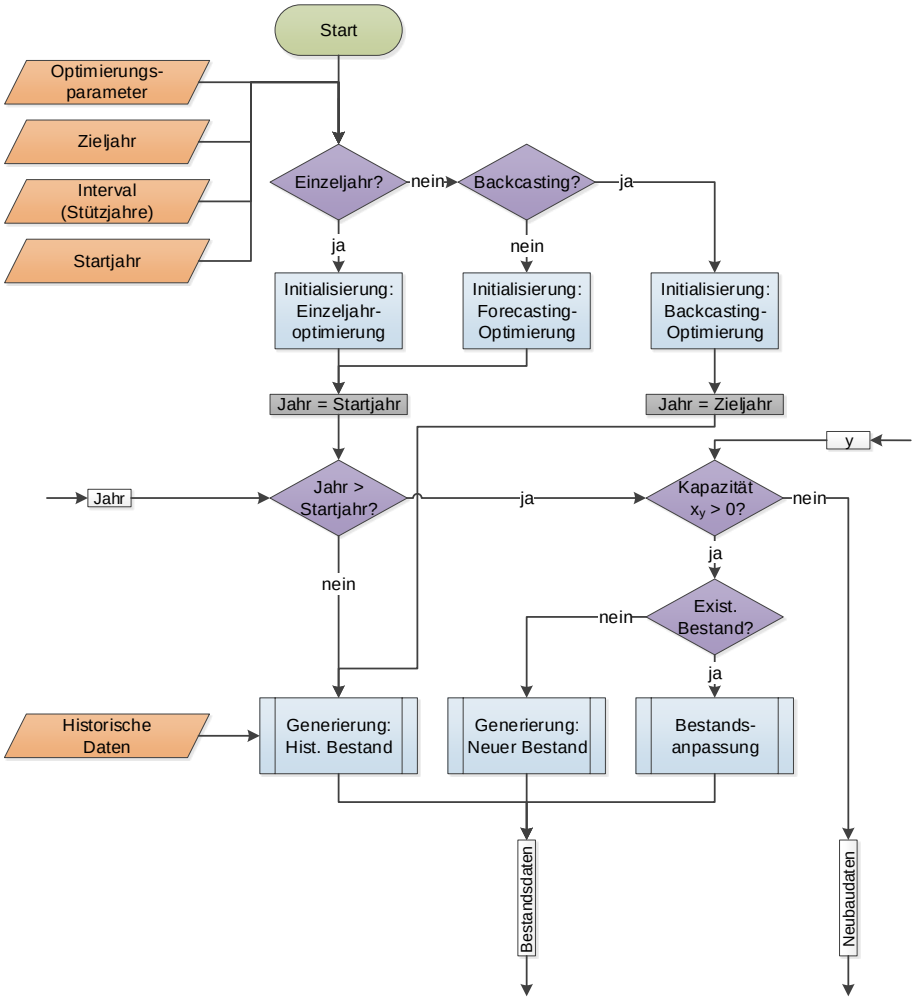


Abbildung 4.9: Schematisches Programmflussbild des myopischen Transformationsmodells (Teil 1)

Zur Bestimmung des minimalen (*lower bound*) und maximalen Ausbaus (*upper bound*) einer Technologie in den Zwischenjahren werden weitere Faktoren einbezogen. Die Ausbaubandbreite wird dabei derart bestimmt, dass der resultierende Anlagenbestand zielführend zur Erreichung der berechneten installierten Kapazität des Zielsystems ist. Es gilt dabei insbesondere die Bestandsentwicklung und Marktdurchdringungseffekte zu berücksichtigen. Diese Aspekte werden detailliert in Kapitel 4.3.2 beschrieben. Des Weiteren gehen Änderungen der Nachfragen und der techno-ökonomischen Parameter aufgrund von Lernkurven mit ein, die auf den beschriebenen Rahmendaten aus Kapitel 3 beruhen. Ergänzend werden technische Potenziale und Lebensdauern bei der Festlegung der minimalen und maximalen Ausbaugrenzwerte herangezogen. Unter Berücksichtigung aller Parameter wird anschließend dynamisch ein temporärer *lower* und *upper bound* für jede Technologie im jeweiligen Optimierungsintervall ermittelt. Dieses Vorgehen wird fortgeführt, bis das Zieljahr

2050 erreicht ist. Zur Generierung der Ergebnisse (siehe Kapitel 5) wird dabei ein Optimierungsintervall von fünf Jahren gewählt. Eine Übersicht zum zweiten Teil des Programmflussdiagramms ist in Abbildung 4.10 dargestellt.

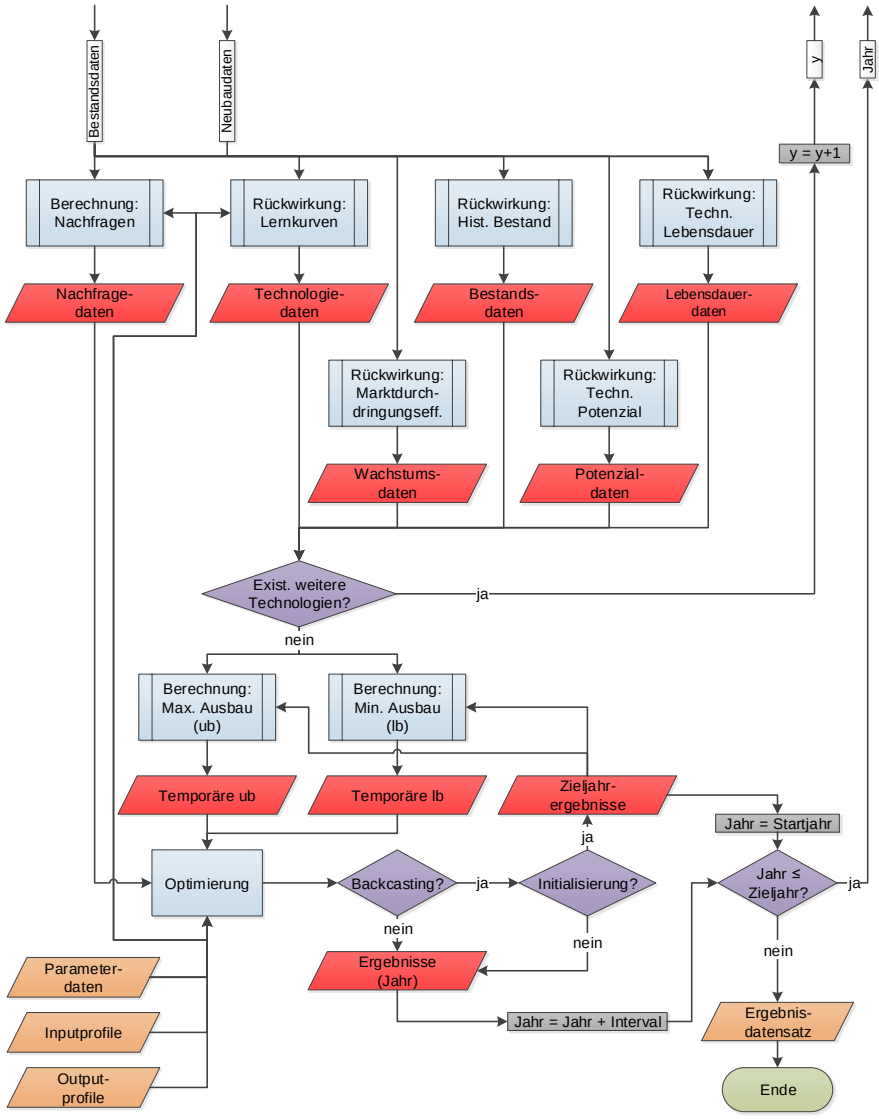


Abbildung 4.10: Schematisches Programmflussbild des myopischen Transformationsmodells (Teil 2)

4.3.2 Bestandsentwicklung und Marktdurchdringungseffekte

Bei dem entwickelten *backcasting*-Verfahren wird neben der Konfiguration des heutigen Energiesystems auch das Zielsystem im Jahr 2050 ermittelt. Zu dessen Erreichung aus einer Transformation des derzeitigen Energiesystems heraus, gilt es, die Entwicklung heutiger Technologiebestände und die Marktdurchdringung alternativer Technologien nachhaltig zu gestalten. Entsprechend müssen Kriterien technischer Machbarkeit beachtet werden, wie beispielsweise begrenzte Produktionskapazitäten einer Technologie bzw. die zeitliche Verzögerung bei deren Ausbau. Folglich soll der Zubau individueller Technologien sowohl beim Neubau als auch zur Kompensation des Bestandsrückgangs im Modell reguliert werden. Dies wird mit Hilfe einer maximalen Änderung der jährlichen Zubaurate umgesetzt. Demnach darf der Zubau einer Technologie nur um einen bestimmten Faktor über bzw. unter dem Zubau des Vorjahres liegen. Auf diese Weise sollen Marktdurchdringungseffekte berücksichtigt und eine realitätsnähere Systemtransformation gewährleistet werden. Somit werden Effekte wie beim Ausbau der PV-Anlagen in Deutschland vermieden (siehe Abbildung 4.11). Des Weiteren muss bei der Optimierung der Zwischenjahre beachtet werden, dass das Energiesystem jederzeit funktionsfähig bleibt. Das Ziel ist dabei immer ein kostenminimales System unter den gegebenen Randbedingungen zu finden, welches die jeweiligen Zwischenziele zur CO_2-Reduktion einhält.

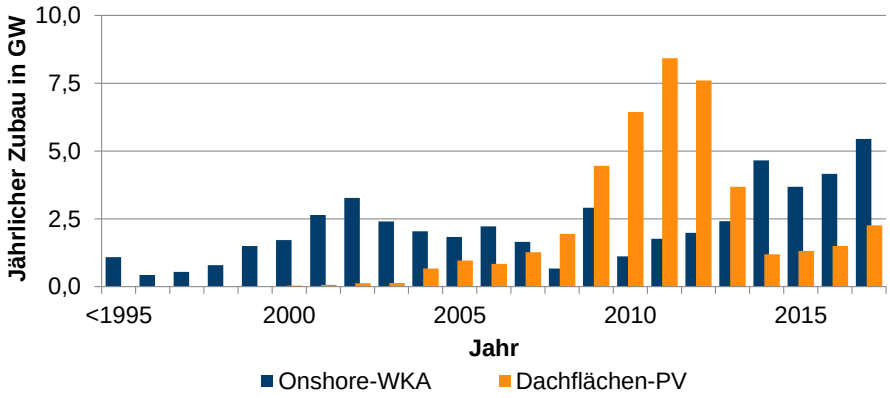


Abbildung 4.11: Historische Entwicklung des jährlichen Zubaus an Onshore-Windkraftanlagen und Photovoltaik-Anlagen in Deutschland bis 2017; Daten aus: [234]

In Bezug auf Bestandsanlagen werden für alle Technologien Annahmen zum Bestandsrückgang bzw. deren Ausscheiden aus dem Markt (Sterbelinien) hinterlegt. Diese basieren, wie in Kapitel 3.2.2 und 3.2.3 dargestellt, in der Regel auf Daten zum historischen Zubau der Technologie sowie auf Annahmen zur durchschnittlichen technischen Nutzungsdauer. Für den Fall, dass keine historischen Daten vorliegen, wird ein linearer Bestandsrückgang innerhalb des technischen Lebenszyklus der Technologie unterstellt. Dabei liegen die Daten zum Bestandsrückgang in jedem Optimierungsschritt vollständig vor. Entsprechend muss eine Technologie frühzeitig ausgebaut werden, falls die Kompensation eines starken Bestandsrückganges in nachfolgenden Optimierungsintervallen notwendig ist. Dies gilt auch, wenn die ausgebaute Anlagenkapazität in diesem Optimierungsintervall nicht ge-

braucht wird. Beispielsweise muss bei der Dachflächen-Photovoltaik zur Bestandserhaltung, der in den Jahren 2010 bis 2012 gebauten Anlagen, in den Jahren 2035 bis 2037 (25 Jahre technische Nutzungsdauer) eine Zubaukapazität vorgehalten werden. Diese muss ausreichend hoch sein, um einen Bestandsrückgang von 22,5 GW_{el} auszugleichen (vergleiche Abbildung 4.11). Ergänzend werden die Informationen zur eventuellen Aufstockung des Anlagenbestands bis zum Zielwert im Jahr 2050 berücksichtigt und eine Kalkulation des frühzeitig notwendigen Gesamtzubaus durchgeführt.

Zur Bestimmung eines angemessenen jährlichen Rahmens für den Zubau bzw. die Systemintegration einer Technologie werden die historischen Entwicklungen beim Ausbau der Onshore-Windenergie und der Dachflächen-Photovoltaik herangezogen. Beide Technologien profitierten von staatlichen Subventionen im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [235]. Dies führte zu einem schnellen Ausbau dieser Technologien (siehe Abbildung 4.11). Jedoch zeigt sich im zeitweisen Rückgang des jährlichen Zubaus eine starke Abhängigkeit von Anpassungen bei der Subventionierung, beispielsweise bei der Photovoltaik nach der Novellierung des EEG im Jahr 2012. Bei der Betrachtung der Änderung des jährlichen Zubaus der Dachflächen-Photovoltaik fällt auf, dass zu Beginn des Ausbaus in einzelnen Jahren deutliche Sprünge zu erkennen sind. Zum Beispiel ist im Jahr 2004 ein Anstieg des Zubaus von 0,13 GW/a in 2003 auf 0,67 GW/a (+415%) zu verzeichnen. Eine erste Phase der kontinuierlichen Steigerung des Zubaus liegt im Zeitraum von 2006 bis 2011 vor. Die durchschnittliche Änderung der Zubaurate beträgt hierbei +62% pro Jahr mit einem Hochpunkt im Jahr 2009 mit +128% pro Jahr. Dieser folgt jedoch auch ein deutlicher Rückgang im Zeitraum von 2011 bis 2014 um 43% pro Jahr. Im Fall der Onshore-Windkraftanlagen (WKA) fallen die Änderungsraten moderater aus. Im Zeitraum von 1996 bis 2002 liegt sie bei +42% pro Jahr, zwischen 2010 und 2017 bei +30% pro Jahr sowie zwischen 2002 und 2008 bei -19% pro Jahr. Über den gesamten dargestellten Zeitraum liegt eine Steigerung von durchschnittlich +13% pro Jahr vor. Ausgehend von diesen Daten wird technologieübergreifend eine konservative Vorgabe der maximalen jährlichen Änderung der Zubaurate von ±25% pro Jahr gesetzt.

Basierend auf den Vorgaben zur maximalen Zubauratenänderung wird nachfolgend der gesamte Optimierungsspielraum für die Technologien erläutert. Entsprechend der Zielsetzung des *backcasting*-Ansatzes (siehe Kapitel 4.3.1) soll im Jahr 2050 ein bestimmter Zielwert für den Anlagenbestand einer Technologie erreicht werden. Außerdem sollen im Transformationszeitraum größtmögliche Freiheiten bei der Optimierung eingeräumt werden. Um dies zu gewährleisten, muss ein entsprechender Lösungsraum aufgespannt werden.

Die Begrenzungen des maximal möglichen Technologieausbaus (*upper bounds*) sind dabei einfach zu bestimmen. Gemäß den zuvor gemachten Angaben ist der Ausbau zunächst durch die maximale Zubausteigerung um 25% pro Jahr begrenzt. Des Weiteren greifen die in Kapitel 4.3.1 beschriebenen Kriterien, wie das technische Potenzial und die technische Lebensdauer in Kombination mit dem Zielwert, der im Jahr 2050 nicht überschritten werden darf. Im Fall des letztgenannten Kriteriums muss zudem der Aspekt der maximalen Zubausenkung um 25% pro Jahr beachtet werden. Auch diese darf im Modell nicht zu Überkapazitäten im Zieljahr führen.

Bei den unteren Grenzwerten (*lower bounds*) in den Zwischenjahren ist zwischen Bestandstechnologien und alternativen Technologien zu unterscheiden. Im Fall der Bestandsanlagen muss zum einen der Bestandsrückgang kompensiert und zum anderen eine eventuelle Bestandsaufstockung bis 2050 durchgeführt werden. Hierbei gelten die Limitierungen der Zubauratenänderung. Im Fall einer alternativen Technologie muss eine zusätzliche Annahme zum Markteintritt getroffen werden. Für diese Technologien wird eine logistische Marktpenetrationskurve *f(τ)* angenommen, die in Gleichung 4.25 beschrieben. Diese verfolgt das Ziel, den minimalen Ausbau einer Technologie, mit der Startkapazität $x_{startjahr}$, im Zwischenjahr τ zur Erreichung der Zielkapazität $x_{zieljahr}$ zu bestimmen.

$$f(\tau) = \frac{a(x_{zielwert} - x_{startjahr})}{1 + ac(x_{zielwert} - x_{startjahr}) \cdot e^{-b(\tau - startjahr)}} + x_{startjahr} \qquad \textit{Gl.4.25}$$

Eine Funktion dieser Form nähert sich zwei Asymptoten. Dies hat zur Folge, dass ein Startwert größer Null definiert werden muss. Im Optimierungsintervall von fünf Jahren wird für den Markteintritt im Energiesektor der maximale Ausbau einer Anlagenkapazität auf 500 MW limitiert und in den anderen Sektoren auf 0,5% des jeweiligen Marktpotenzials (eigene Annahmen). Außerdem muss ein Zielwert definiert werden, der über der Zielkapazität $x_{zieljahr}$ liegt, um diese auch zu erreichen. Dieser wird für alle Technologien 10% oberhalb der jeweiligen Zielkapazität $x_{zieljahr}$ festgelegt (Parameter *a* entspricht dem Wert 1,1). Infolgedessen wird die Zielkapazität im Zieljahr erreicht, wenn bereits eine deutlich negative Zubauratenänderung vorliegt. Der jährliche Zubau ergibt sich entsprechend aus der Ableitung von *f(τ)*, dargestellt in Gleichung 4.26.

$$f'(\tau) = \frac{a^2 bc \cdot e^{b(\tau - startjahr)} \cdot (x_{zielwert} - x_{startjahr})^2}{\left(ac\left(x_{zielwert} - x_{startjahr}\right) \cdot e^{b(\tau - startjahr)}\right)^2} \qquad \textit{Gl.4.26}$$

Die Zubauratenänderung wird folglich durch den Quotienten aus *f'(τ)* und *f'(τ-1)* ausgedrückt und gemäß den beschriebenen Grenzwerten in Gleichung 4.27 limitiert. Diese Vorgabe führt zu einem empirischen Wert für Parameter *b* von 0,22.

$$0{,}75 \leq \frac{f'(\tau)}{f'(\tau - 1)} \leq 1{,}25 \qquad \textit{Gl.4.27}$$

Die Anpassung von Parameter *c* erfolgt über den Wert des maximalen Ausbaus jeder Technologie im ersten Optimierungsintervall, dem Startwert. Abhängig von der jeweiligen Technologieart und deren sektoraler Zugehörigkeit kann die Zielkapazität somit zu unterschiedlichen Zeitpunkten erreicht werden. Dies ist in Abbildung 4.12 am Beispiel der Funktionen *f(τ)* anhand unterschiedlicher Startwerte und Parameterwerte für *c* veranschaulicht. Je nach Startwert kann der weitere Zubau entsprechend beschleunigt werden. Da es sich um den minimalen Ausbau einer Technologie zur Einhaltung des Zielwertes im Jahr 2050 handelt, ist das vorzeitige Erreichen des Zielwertes nicht notwendig. Dementsprechend kann der Technologieausbau auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden. Mit diesem Vorgehen wird somit der Zeitpunkt des letztmöglichen Markteintritts für jede Technologie individuell bestimmt.

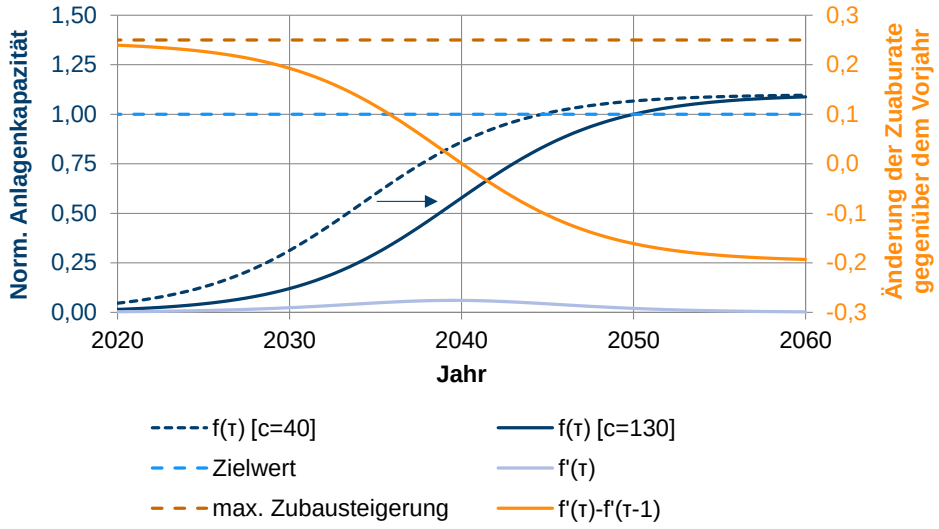


Abbildung 4.12: Normierte Darstellung der Funktion zum minimalen Technologiebestand sowie dessen Zielwert, der resultierende minimale jährliche Zubau, die maximale spezifische Zubausteigerung und die Änderung der Zubaurate für den Zeithorizont von 2020 bis 2050

4.3.3 Diskussion

Mit dem neuentwickelten Ansatz zur Transformationspfadanalyse entsteht die Möglichkeit, der Optimierung des Energiesystems den größtmöglichen Entscheidungsspielraum einzuräumen. Die höchste Priorität besitzt dabei die Ermittlung eines kostenoptimalen Zielsystems, welches bis zum Jahr 2050 umgesetzt werden soll. Unter der Zielsetzung, die geforderte Systemkonfiguration im Jahr 2050 zu erreichen, werden die Grenzwerte der Optimierung auch für die Zwischenjahre derart festgesetzt, dass der größtmögliche Optimierungsspielraum besteht. Bei der Bestimmung der Grenzwerte kommt eine weitere Stärke des Ansatzes zum Tragen. Hierbei werden nicht-lineare Zusammenhänge und Rückkopplungseffekte aus anderen Optimierungsintervallen berücksichtigt.

Bei der Gegenüberstellung des entwickelten myopischen Ansatzes mit *perfect foresight*-Ansätzen zeigen sich die entscheidenden Vorteile in der Ermittlung des kostenoptimalen Zielsystems, der Berücksichtigung komplexer Rückkopplungseffekte und der reduzierten Berechnungsdauer. Der Nachteil des verwendeten Verfahrens liegt in der fehlenden Option, die Kosten der Systemtransformation zu minimieren. Diese sind allerdings weniger relevant als die Kosten des Zielsystems und werden somit gezielt vernachlässigt.

Im Vergleich zu myopischen *forecasting*-Ansätzen, liegt der maßgebliche Vorteil des Vorgehens ebenfalls in der Bestimmung des kostenoptimalen Zielsystems. Bei der Systemtransformation wird in jedem Optimierungsintervall der maximale Optimierungsspielraum ermittelt unter Berücksichtigung von Rückkopplungseffekten über den gesamten Betrachtungshorizont. Dies stellt ebenfalls einen bedeutenden Vorteil gegenüber existierenden *backcasting*-Ansätzen dar.

Entgegen dem Vorgehen bei einigen anderen *forecasting*- und *backcasting*-Ansätzen werden historische Entwicklungen beim Ausbau von Technologien im entwickelten Ansatz nur geringfügig berücksichtigt mittels der Beschränkung der jährlichen Zubauratenänderung. Dies hat den Vorteil, dass eventuelle, langjährige Trends im Ausbau einer Technologie in nur wenigen Jahren umgekehrt werden, falls dies technisch und ökonomisch sinnvoll ist. Insbesondere durch die ausbleibende Berücksichtigung von aktuellen Steuerungsmaßnahmen, wie beispielsweise staatliche Subventionen oder Steuern, kann dies allerdings unter Umständen auch zu realitätsfernen Ausbaupfaden führen.

Bei der Anwendung des Ansatzes auf das modellierte Energiesystem Deutschlands zeigen sich zudem weitere Aspekte, die es bei der Bewertung der Ergebnisse zu beachten gilt. Die drei relevantesten, auftretenden Effekte bei der Systemtransformation sind nachfolgend qualitativ in Abbildung 4.15 skizziert.

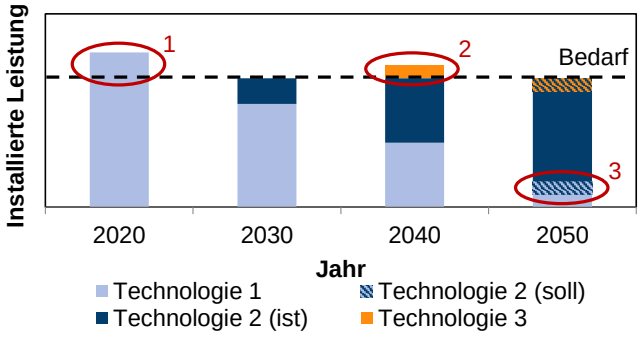


Abbildung 4.13: Schematische Darstellung der möglichen auftretenden Effekte bei der Transformationspfadanalyse des Energiesystems unter Anwendung des entwickelten myopischen Modellansatzes

Der erste dargestellte Effekt basiert auf der zugrundeliegenden Datenlage. Für viele Technologien liegen statistisch erfasste Kapazitäten vor, die über die Deckung der aggregierten Nachfrage hinausgehen. Diese sind beispielsweise auf Reservekapazitäten und relevante regionale Kapazitäten zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität zurückzuführen. Das hat zur Folge, dass die installierten Leistungen einiger Technologiearten nach Ablauf der technischen Nutzungsdauer reduziert werden, obwohl keine Änderung der Nachfrage vorliegt. Außerdem ermöglichen diese Überkapazitäten einen flexibleren Einsatz der Technologien, wodurch die geringfügigen Abweichungen bei der Systemvalidierung zu erklären sind (siehe Kapitel 4.1.2).

Ein zweiter auftretender Effekt ist der Ausbau von Technologien, deren Ausbau nicht zum Erreichen des Zielsystems notwendig ist. Dieser kann teilweise über dem eigentlichen Bedarf im zugehörigen Zwischenjahr liegen. Dieses Systemverhalten ist durch zwei Hauptgründe bedingt. Zum einen dient es der Aufrechterhaltung der Stabilität und Funktionalität des Energiesystems. Demnach kann es sein, das gewisse Technologien in der Übergangsphase des Systems erforderlich sind, die in nachfolgenden Optimierungsintervallen oder im eingeschwungenen Zielsystem nicht mehr gebraucht werden (Brückentechnologien). Zum anderen ist dieses Verhalten auf die Einhaltung von fixen CO_2-Zwischenzielen in den Zwischenjahren zurückzuführen. Der Aufwand zur Einhaltung dieser Ziele kann je nach Bestandsentwicklung und Ausbauentscheidung aus den vorherigen Optimierungsintervallen

deutlich variieren. Folglich kann es sein, dass in einem Intervall verfügbare Ausbaukapazitäten ungenutzt bleiben, die im nächsten Intervall zur Einhaltung des CO_2-Reduktionsziels nötig sind. Dies hat den Ausbau von weiteren Technologien zur CO_2-Vermeidung als Konsequenz. In Einzelfällen kann dies zu überhöhten Grenzvermeidungskosten führen, beispielsweise durch Maßnahmen wie die energetische Sanierung außerhalb des Sanierungszyklus oder dem vorzeitigen Austausch von Pkw. Aus ökonomischer Sicht würden solche Maßnahmen einfach auf Folgeperioden verteilt werden.

Der dritte auftretende Effekt bei der Systemtransformation resultiert wiederum direkt oder indirekt aus dem zweiten Effekt. Es zeigt sich, dass das angestrebte Zielsystem im Jahr 2050 aus der freien Optimierung nicht aus der Transformation des Energiesystems heraus zu erreichen ist. Dies liegt einerseits an der Entwicklung der Anlagenbestände sowie den angenommenen techno-ökonomischen Lernkurven. Es ist demnach nicht möglich, die gemittelten Kosten und Effizienzen von Anlagenbeständen aus der Transformation bereits im Rahmen der freien Optimierung abzuschätzen. Folglich werden im Zieljahr unterschiedliche Kapazitäten benötigt und es stellt sich gegebenenfalls ein abweichendes Kostenoptimum ein. Andererseits kann der zwischenzeitige Ausbau zusätzlicher Technologien zu verbleibenden Restbeständen im Zieljahr führen. Diese haben Auswirkungen auf den Bedarf an alternativen Technologien zur Deckung der gleichen Nachfrage sowie auf andere Technologiearten aufgrund eventueller Rückkopplungseffekte. Zur Kompensation dieses Effekts wird eine maximale zulässige Abweichung vom Zielwert des Anlagenbestands für jede Technologie festgelegt. Diese besteht aus einem absoluten und einem relativen Anteil. Entsprechend darf die installierte Leistung jeder Technologie im Jahr 2050 aus der Systemtransformation gegenüber der freien Optimierung des Zielsystems absolut um ±500 MW oder ±0,5% des Marktpotenzials abweichen, sowie relativ um ±5% des Zielwertes. Diese Werte repräsentieren die minimale nötige Toleranz zur sicheren Gewährleistung der Lösbarkeit des Optimierungsproblems. Somit stellt dies den bestmöglichen Ansatz zur Entwicklung einer Transformationsstrategie hin zum kostenoptimalen zukünftigen Energiesystem dar, bei größtmöglichem Optimierungsspielraum.

4.4 Versorgungsinfrastrukturen

Die Abbildung von Versorgungsinfrastrukturen bzw. die Berücksichtigung von deren Kosten stellt einen weiteren, methodisch anspruchsvollen Punkt der Modellierung dar. Bei den zugrundeliegenden Annahmen handelt es sich um Näherungen basierend auf Ergebnissen entsprechender Infrastrukturmodelle. Im Gegensatz zu einer vollen räumlichen Auflösung, wie beispielsweise in Welder et al. (2018) [203], wird zur Einbindung dieser Ergebnisse ein Ansatz zur Generierung einer räumlichen Pseudo-Auflösung entwickelt. Dieser wird nachfolgend vorgestellt und die Ansätze bzw. die Datengrundlage zur Abbildung der Strom-, Wärme- und Gasnetze sowie der Verkehrsinfrastrukturen erläutert.

a. Räumliche Pseudo-Auflösung

Eine räumliche Auflösung in Energiesystemmodellen ermöglicht die Berücksichtigung regionaler Unterschiede bei der Energieversorgung und -nachfrage. Insbesondere die Standortabhängigkeit der fluktuierenden Einspeisung aus PV- und Windkraftanalagen sorgt dabei für einen zunehmenden Bedarf zur Erhöhung der räumlichen Auflösung in Modellen. Das Konzept der räumlichen Pseudo-Auflösung sieht vor, ausschließlich räumliche Aspekte für

diese Technologien zu erfassen. Alle weiteren Technologien und Nachfragen werden hingegen nicht räumlich aufgeschlüsselt. Auf diese Weise können die weitreichenden geografischen Effekte auf die Einspeisung dieser Energiequellen erfasst werden. Des Weiteren können Auswirkungen auf den Infrastrukturbedarf, unter Vernachlässigung der Nachfrageseite, näherungsweise bestimmt werden. Erste Ansätze für ein solches Vorgehen finden sich beispielsweise in Palzer (2015) [82].

Wie bereits in Kapitel 3.2.3 beschrieben, wird zwischen neun Regionen differenziert. Bei zwei dieser Regionen handelt es sich um Offshore-Regionen (Nord- und Ostsee) und bei sieben um Onshore- bzw. Landregionen. Diese sind in Abbildung 4.14 (links) dargestellt. Den PV- und Windkraftanlagen in diesen Regionen werden individuelle Einspeiseprofile, Kosten und technische Potenziale zugeordnet, basierend auf Ryberg (2019) [123]. Außerdem werden die aktuellen Bestände dieser Technologien in den einzelnen Regionen erfasst (siehe Abbildung 4.14, rechts).

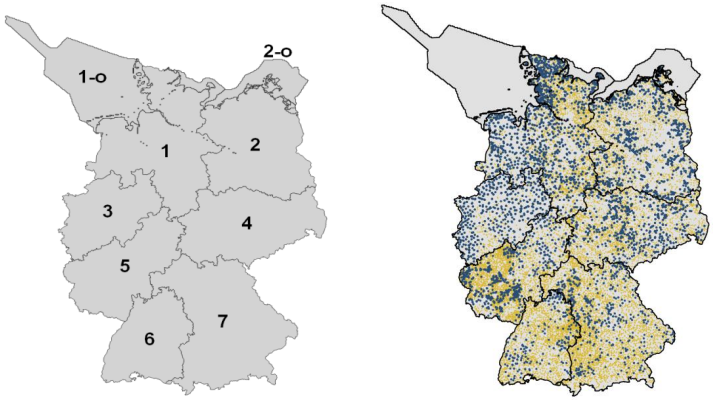


Abbildung 4.14: Modellierte Nachfrage-Regionen (links) sowie installierte Onshore-WKA und Photovoltaikanlagen im Jahr 2016 (rechts); PV-Standorte: Gelb; WKA-Standorte: Blau; Daten aus: [124]

Diese Regionen bilden die Grundlage zur Analyse des Infrastrukturausbaus und dessen Kosten. Ihr Einfluss zeigt sich insbesondere bei der nachfolgend beschriebenen Abbildung der Stromnetze im Modell.

b. Stromnetze

Wie bei allen betrachteten Infrastrukturen sollen auch bei den Stromnetzen die zukünftigen Ausbau- und Instandhaltungskosten bei der Optimierung berücksichtigt werden. Dabei gilt es die wesentlichen Treiber des Netzausbaus und -umbaus zu identifizieren. Aufgrund der vorliegenden Datenlage und -struktur wird das deutsche Stromnetz in zwei Komponenten aufgeteilt, ein aggregiertes Übertragungs- und Verteilnetz. Hieraus resultieren drei Ein- und Ausspeisepunkte für die Systemkomponenten. Es handelt sich dabei um eine Vereinfachung räumlich hoch aufgelöster Simulations- bzw. Lastflussmodelle des Stromnetzes, wie beispielsweise in Syranidis et al. (2018) [236]. Eine Übersicht der Modellstruktur und der wichtigsten Komponenten ist in Abbildung 4.15 dargestellt.

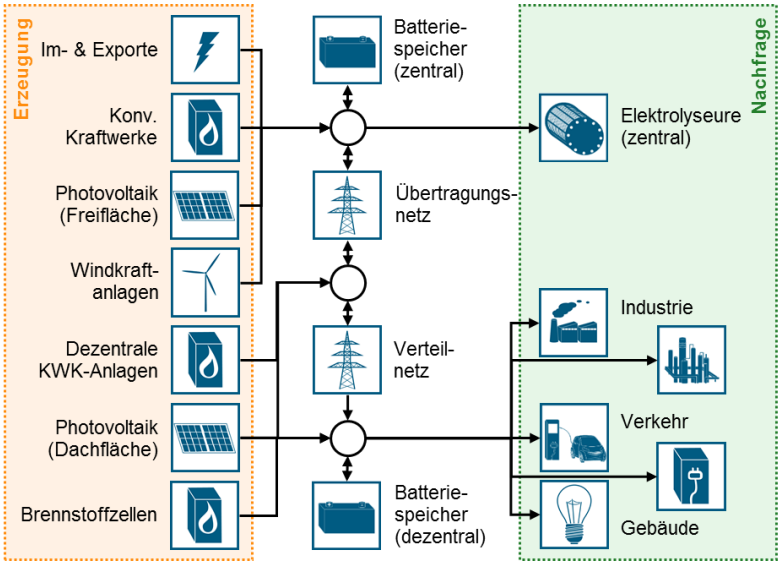


Abbildung 4.15: Schematische Darstellung der Modellimplementierung der Stromnetzstrukturen in Deutschland

Die angenommenen Aus- und Umbaukosten, bedingt durch den Ausbau der abgebildeten Systemkomponenten, leiten sich größtenteils aus Bründlinger et al. (2018) [90], Gerbert et al. (2018) [88], Büchner et al. (2014) [237] sowie aus den Angaben im Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017) [238] ab. Des Weiteren kommen Annahmen zu regionalen Unterschieden der Netzkapazitäten und der Differenz aus Erzeugung und Nachfrage zum Tragen, die zu unterschiedlichen Übertragungsnetzausbaukosten führen. Hierbei wird zwischen den beschriebenen Regionen aus Kapitel 3.2.3, Tabelle 3.2, differenziert und somit eine räumliche Pseudo-Auflösung eingeführt. Darüber hinaus werden ergänzende Annahmen basierend auf detaillierten Untersuchungen zu bestimmten Schlüsselkomponenten getroffen. Dies betrifft den Aspekt, dass Übertragungsnetzkapazitäten durch den Ausbau von Power-to-Gas-Kapazitäten und den anschließenden Energietransport über Gasnetze eingespart werden. Hierzu wird der Ausbau von Elektrolyseanlagen in Norddeutschland mit direkter Anbindung an Onshore- und Offshore-Windparks berücksichtigt. Die zugrundeliegenden Annahmen basieren auf Robinius (2015) [150]. Ebenfalls berücksichtigt werden Netzausbaukosten durch die Erhöhung des BEV-Anteils der Pkw-Flotte nach Robinius (2018) [239] sowie Annahmen zum Eigenverbrauch von Strom aus PV- und dezentralen KWK-Anlagen in Anlehnung an Lukas und Zehner (2014) [240].

Die erhobenen Daten werden mittels eines Stufenmodells, angelehnt an Lindberg et al. (2014) [241], implementiert. Dieses basiert auf der Unterstellung unterschiedlicher Netzausbaukosten C_1 und C_2 in Abhängigkeit von zwei Ausbauschwellen x_1 und x_2 der installierten Leistung einer Technologie (siehe Abbildung 4.16). Dabei hängen die Ausbauschwellen von ermittelten oder abgeschätzten Restkapazitäten des Übertragungs- oder Verteilnetzes ab, bezüglich der Einbindung zusätzlicher erneuerbarer Energien. Diese basieren auf Agricola et al. (2012) [242], Büchner et al. (2014) [243], Rehtanz et al. (2014) [244] und Bründlinger et al. (2018) [90]. Die Annahmen zu den technischen Potenzialen x_3 stützen sich für erneuerbare Energien auf Ryberg (2019) [123].

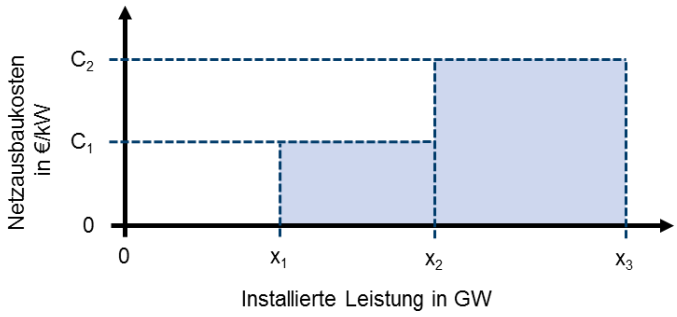


Abbildung 4.16: Schematische Darstellung der Modellimplementierung von Ausbauschwellen und -kosten für die Stromnetze in Deutschland bedingt durch den Ausbau bestimmter Technologien; angelehnt an: [241]

Eine Übersicht der Ausbaukosten und -schwellen für Dachflächen- und Freiflächen-PV sowie Onshore- und Offshore-WKA ist in Anhang C, Tabelle C.21, hinterlegt.

c. Wärmenetze

Die hinterlegte Struktur und die techno-ökonomischen Daten der Wärmenetze orientieren sich an Schweikardt et al. (2012) [245], Konstantin (2018) [246] und Bründlinger et al. (2018) [90]. Die leitungsgebundene Wärmeversorgung wird dabei in ein aggregiertes Nah- und Fernwärmenetz unterteilt (siehe Abbildung 4.17). Entsprechend entstehen drei potenzielle Einspeisepunkte für Heiztechnologien. Folglich werden diese in zentrale Nahwärme- und Fernwärme- sowie dezentrale Heiztechnologien eingeteilt. Die Unterscheidung nach Nah- und Fernwärme richtet sich dabei nach der angeschlossenen thermischen Leistung der Anlagen und der Definition der maximalen Leitungslänge. Letztere liegt bei 15 m für die Punkt-zu-Punkt-Verbindung von Erzeugung und Nachfrage bei Nahwärmenetzen. Bei Leitungslängen über 15 m wird nachfolgend von Fernwärmenetzen gesprochen. Basierend auf dieser Definition werden die Kosten für Nahwärmenetze in den Kosten für Hausanschlussleitung und -übergabestation berücksichtigt. Zusätzliche Netzkosten entstehen jedoch bei der Fernwärme. Diese hängen wiederum von diversen Faktoren ab, wie beispielsweise der angeschlossenen thermischen Leistung, der Leitungslänge und der Anschlussdichte, welche in Konstantin (2018) [246] unter dem Begriff der Wärmedichte zusammengefasst werden. Bedingt durch die Modellstruktur des Gebäudesektors (vergleiche Kapitel 3.3.1) wird bei der Kostenabschätzung zudem zwischen den unterschiedlichen Gebäudearten unterschieden. Die Differenzierung der Netzkosten nach Siedlungsstruktur orientiert sich dabei an Blesl (2002) [247]. Des Weiteren wird unterstellt, dass die abgenommene Wärme in Nicht-Wohngebäuden ebenfalls zur Bereitstellung von Niedertemperaturprozesswärme genutzt werden darf. Die Bereitstellung von Mittel- und Hochtemperaturprozesswärme wird hierbei gesondert betrachtet. Hierfür werden keine gesonderten Netzkosten berücksichtigt. Neben den Instandhaltungskosten der Wärmenetze wird bei den Ausbaukosten außerdem zwischen bereits existierenden Wohn-, Gewerbe- und Industriegebieten sowie Neubaugebieten unterscheiden. Eine Übersicht der angenommenen Parameter findet sich in Anhang C, Tabelle C.22.

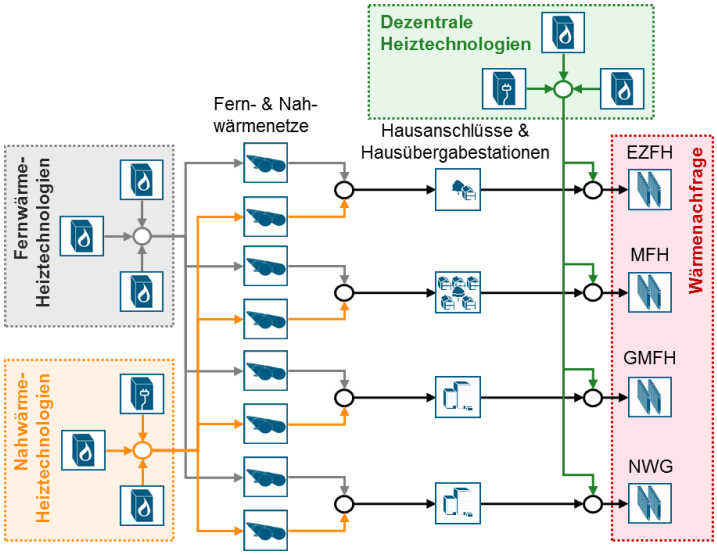


Abbildung 4.17: Schematische Darstellung der Modellimplementierung der Wärmenetzstrukturen in Deutschland

d. Gasnetze und Verkehrsinfrastrukturen

Bei der Betrachtung der Gasnetze wird zwischen dem bestehenden Erdgasnetz und einem potenziellen zukünftigen Wasserstoffnetz unterschieden. Die eventuelle Umwidmung des Erdgasnetzes wird dabei nicht berücksichtigt. Für das Erdgasnetz wird aufgrund der Datenlage keine weitere Untergliederung vorgenommen (siehe Abbildung 4.18). Die angenommenen spezifischen Gesamtkosten richten sich dabei nach Angaben aus dem Monitoringbericht Gasnetze (2017) [248] und Daten der AGEB [93] und belaufen sich auf 5,90 €/MWh. Diese beinhalten sämtliche Kapital- und Betriebskosten. Die angenommenen Verluste sowie der Verbrauch zum Betrieb von Verdichtern für den Gastransport werden mit 1% des Gasdurchsatzes abgeschätzt, in Anlehnung an Harthan und Hermann (2018) [94].

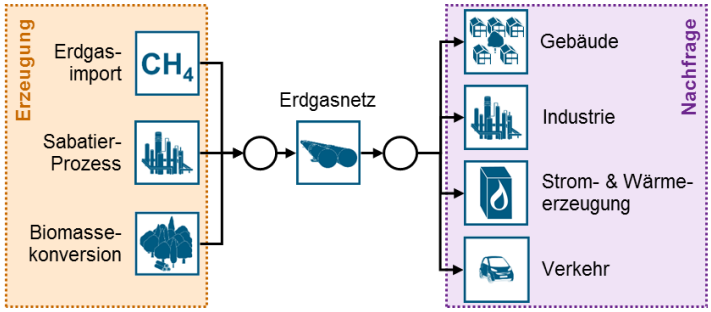


Abbildung 4.18: Schematische Darstellung der Modellimplementierung der Erdgasnetzstruktur in Deutschland

Die Annahmen zur Struktur und zu den techno-ökonomisch Daten einer potenziellen zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur orientieren sich an Robinius (2015 und

2018) [150,239]. Hierbei wird zwischen einem Transmissions- und Distributionsnetz unterschieden sowie drei Ein- und Ausspeisepunkte definiert (siehe Abbildung 4.19). Aufgrund einer unterstellten Mindestgröße des zukünftigen Wasserstoffbedarfs von 1 Mt/a werden spezifische Gesamtkosten für das Transmissionsnetz von 20 €/MWh und für das Distributionsnetz von 18 €/MWh angenommen in Anlehnung an Robinius (2018) [239].

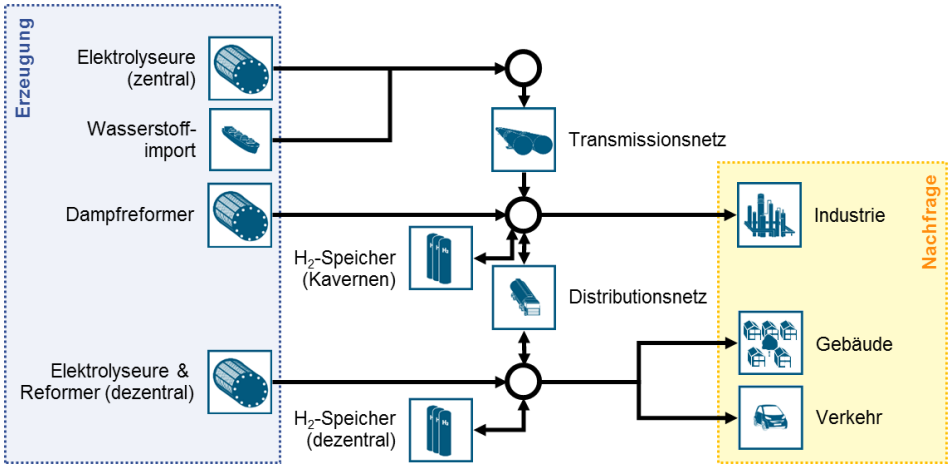


Abbildung 4.19: Schematische Darstellung der Modellimplementierung der Wasserstoffinfrastrukturen in Deutschland

Für die Verkehrsinfrastrukturen werden ebenfalls nur spezifische Gesamtkosten im Modell berücksichtigt. Diese umfassen Annahmen zu Lade-, Oberleitungs- und Wasserstofftankinfrastrukturen für Pkw und Kleintransporter, Omnibusse, Lkw sowie Züge. Kosten für Flüssigkraftstofftankstellen werden als vergleichsweise gering abgeschätzt und folglich vernachlässigt. Die entsprechenden Kostenannahmen zu den Verkehrsinfrastrukturen sind in Anhang C, Tabelle C.23, aufgeführt.

4.5 Synthetische kalte Dunkelflaute

Bei der Auslegung der Systemkomponenten, insbesondere der Speicher- und Reservekapazitäten, spielt die Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien eine entscheidende Rolle. Zur Bestimmung der Einspeisezeitreihen und der Systemauslegung wird das Wetterjahr 2013 genutzt (siehe Kapitel 3.1). Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird zudem ein Worst-Case-Szenario zur Anlagenauslegung betrachtet. Hierzu wird eine synthetische kalte Dunkelflaute in den Eingangsdaten aus dem Wetterjahr 2013 erzeugt. Die Definition dieser kalten Dunkelflaute orientiert sich dabei an Lorenczik et al. (2018) [89]. Demnach wird über einen Zeitraum von 14 Tagen die Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien auf 10% der installierten Leistung begrenzt. Außerdem wird der Stromimport aus angrenzenden Staaten auf 10% der Kuppelkapazität limitiert und die thermische Raumwärme- und Warmwassernachfrage um 25% erhöht. Eine Untersuchung historischer Dunkelflauten in Europa aus Ryberg (2019) [123] zeigt, dass es sich bei den erzeugten synthetischen Profilen um ein unwahrscheinliches Extremszenario handelt. Hierbei wird eine Dunkelflaute als zusammenhängender Zeitraum definiert, in dem die Stromerzeugung erneuerbarer Energien unter 25% ihrer durchschnittlichen Erzeugung liegt. Die

längste erfasste Dunkelflaute der kombinierten Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie bei der Analyse von 37 Wetterjahren (1980-2016) umfasst demnach für Deutschland einen Zeitraum von 7,15 Tagen. Die entsprechende Eintrittswahrscheinlichkeit einer Dunkelflaute über 14 Tage wird mit weniger als 1% angegeben.

Die resultierenden Einspeiseprofile sind in Anhang D, Abbildung D.1 bis Abbildung D.5 und Abbildung D.7, dargestellt. Das modifizierte thermische Nachfrageprofil ist in Abbildung 4.20 im Vergleich zum Referenzjahr aufgeführt. Es zeigt sich, dass sich die thermische Spitzenlast auf den Zeitraum der synthetischen kalten Dunkelflaute verschiebt.

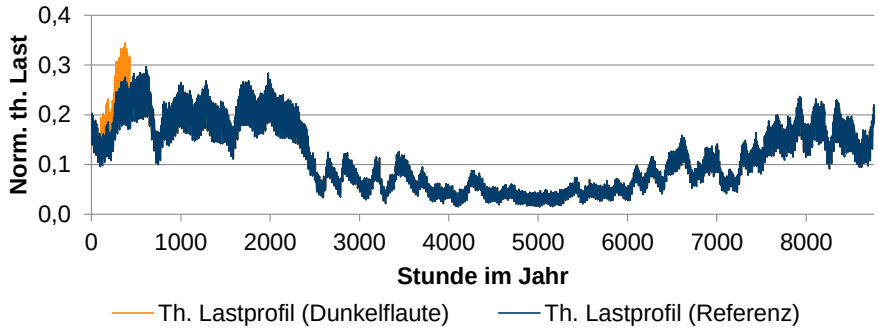


Abbildung 4.20: Normiertes, stündliches thermisches Lastprofil für Raumwärme und Warmwasser im Referenz- und Dunkelflaute-Szenario; basierend auf eigenen Berechnungen

Die Bestimmung des Zeitraums für die synthetische Dunkelflaute richtet sich nach den Einspeisezeitreihen der fluktuierenden erneuerbaren Energien. Hierzu wird der gleitende Durchschnitt über 14 Tage des ungewichteten, kumulierten, normierten Erzeugungspotenzials dieser Energiequellen ermittelt. Sowohl der gleitende Durchschnitt als auch das kumulierte Erzeugungspotenzial sind in Abbildung 4.21 dargestellt. Die Auswahl des Zeitraums der synthetischen Dunkelflaute entspricht dabei dem Zeitraum des ohnehin geringsten kumulierten Erzeugungspotenzials. Dieser entfällt auf die Zeit vom 4. Januar, 5 Uhr, bis 18. Januar, 5 Uhr.

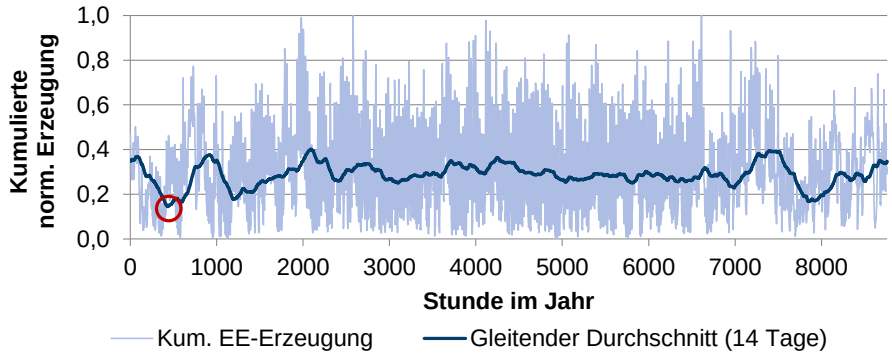


Abbildung 4.21: Normiertes, stündlich aufgelöstes, kumuliertes Einspeisepotenzial erneuerbarer Energien für das Wetterjahr 2013 und der resultierende gleitende Durchschnitt über 14 Tage (Minimum rot markiert); Daten aus: [123]

4.6 Zusammenfassung

Aufbauend auf der zuvor vorstellten Datengrundlage wird im Rahmen dieses Kapitels die zugrundeliegende Methodik zur Generierung der nachfolgenden Ergebnisse erläutert. Hierzu wird zunächst das verwendete Grundmodell zur Optimierung eines Energiesystems über ein Jahr beschrieben. Aufbauend auf diesem Modellansatz wird eine Methodik zur Berücksichtigung von Kostenunsicherheiten aufgezeigt. Anschließend wird die Überführung der jährlichen Optimierung in ein Modell zur Analyse der Transformation vom heutigen in ein zukünftiges Energiesystem vorgestellt. Abschließend werden mit der Implementierung von Versorgungsinfrastrukturen und einer kalten Dunkelflaute zwei weitere methodische Merkmale des Modells vorgestellt.

Bei dem eingesetzten Grundmodell handelt es sich um ein lineares Optimierungsmodell zur Minimierung der jährlichen Gesamtsystemkosten der Energieversorgung und -nachfrage in Deutschland. Eine zentrale Nebenbedingung ist dabei die Limitierung der jährlichen CO_2-Emissionen, wodurch ein Zwang zur Umstrukturierung des Energiesystems impliziert wird. Dabei liegen eine zeitliche Auflösung von einer Stunde und eine räumliche Pseudo-Auflösung der Erzeugung fluktuierender erneuerbarer Energien für neun Regionen vor. Zusätzlich kommen Maßnahmen zur Aggregation von Zeitreihen zum Einsatz. Das entwickelte Modell wird abschließend anhand historischer Daten aus dem Jahr 2013 validiert.

Die Modifizierung des Grundmodells zur Berücksichtigung von Kostenunsicherheiten basiert auf der Annahme, dass die Investitionskosten für technische Anlagen immer einer gewissen Bandbreite unterliegen. Mit Hilfe statistischer Daten zu den realen Investitionskosten von Onshore-Windparks wird diese These gestützt. Der anschließend vorgestellte Modellierungsansatz bezieht erstmalig diese Kostenvarianz über die Formulierung eines quadratischen Optimierungsproblems mit ein. Die Validierung der Methodik zeigt zudem eine deutliche Verbesserung der Robustheit der Ergebnisse sowie ein breiteres und realistischeres Spektrum an Technologien in der Lösung. Zugleich zeigt sich ein erhebliches Einsparpotenzial an Berechnungszeit aufgrund der möglichen Reduktion von notwendigen Sensitivitätsanalysen bzw. Parametervariationen. Darüber hinaus ermöglicht dieser Ansatz die Entwicklung der ersten Energieszenarien für Deutschland, die vollkommen konsistent und technologieoffen sind.

Nach der Beschreibung der punktuellen Optimierung des Energiesystems wird der entwickelte Ansatz zur Untersuchung einer möglichen Transformation des Systems vorgestellt. Es handelt sich dabei um einen myopischen *backcasting*-Ansatz zur Ermittlung eines kostenminimalen Zielsystems im Jahr 2050. Einen zentralen Aspekt bei dessen Entwicklung stellt die Gewährleistung des größtmöglichen Optimierungsspielraums im Zwischenzeitraum bis zum Jahr 2050 dar. Dafür wird eine Methodik zur Erfassung von Rückkopplungseffekten bei der Bestandsentwicklung und Marktdurchdringung von Technologien entwickelt und erklärt. Dabei zeigt sich, dass ein frei optimiertes Energiesystem im Jahr 2050, unter Berücksichtigung von verbleibenden Anlagenbeständen, nicht exakt aus der Transformation heraus erreicht werden kann. Allerdings kann der Transformationspfad zum kostenoptimalen zukünftigen Energiesystem bei Zulassung minimaler Toleranzen mit Hilfe dieses neuentwickelten Ansatzes unter größtmöglichem Optimierungsspielraum bestimmt werden.

Ergänzend zur Modellentwicklung werden zudem zwei methodische Aspekte zum Umgang mit den Eingangsdaten des Modells aufgezeigt. Zunächst wird die Abbildung von infrastrukturellen Aspekten der Energieversorgung dargelegt. Dabei werden Strom-, Wärme- und Gasnetze sowie Versorgungsnetze für alternative Transportmittel untersucht. Aufgrund der realen räumlichen Auflösung von nur einem Knoten werden hierbei Ansätze zur Berücksichtigung von Daten aus räumlich hoch aufgelösten Infrastrukturmodellen präsentiert. Diese dienen einer Näherung der resultierenden Kosten aus dem Aus- und Umbau von Versorgungsinfrastrukturen zur Implementierung in das Modell. Somit kann die Ergebnisqualität hinsichtlich der Berücksichtigung infrastruktureller Auswirkungen deutlich verbessert werden bei nur marginaler Erhöhung der Berechnungszeit.

Ein weiterer relevanter Aspekt in Bezug auf die Eingangsdaten ist die Einbeziehung schlechter Wetter- und Witterungsbedingungen in die Auslegung des Energiesystems. Hierfür wird ein Vorgehen zur Generierung einer synthetischen kalten Dunkelflaute im Referenzwetterjahr beschrieben. Im Zeitraum des bereits geringsten Einspeisepotenzials der fluktuierenden erneuerbaren Energien im verwendeten Wetterjahr wird eine zweiwöchige Periode bestimmt. In dieser werden sowohl das Erzeugungspotenzial der betroffenen Energiequellen als auch das Stromimportpotenzial um 90% reduziert. Außerdem wird im gleichen Zeitraum die Raumwärme- und Warmwassernachfrage um 25% angehoben. Die Auswirkungen dieser sowie der anderen angewandten Methodiken auf die Ergebnisse wird neben der Vorstellung der Referenzszenarien (siehe Kapitel 5.1) anhand einer Sensitivitätsanalyse (siehe Kapitel 5.2) analysiert und bewertet.

5 Auswertung der CO_2-Reduktionsstrategien

Zur Analyse und Bewertung von CO_2-Reduktionsstrategien werden zunächst, angelehnt an die Klimaziele der Bundesregierung, zwei Referenzszenarien zur Treibhausgasreduktion um 80% bzw. 95% vorgestellt. Hierbei handelt es sich um die kostenoptimalen CO_2-Reduktionsstrategien unter Berücksichtigung der vorgestellten methodischen Aspekte. Im Rahmen der Auswertung werden die unterschiedlichen Ergebnisse der beiden Referenzszenarien gegenübergestellt und Gemeinsamkeiten sowie Differenzen beider Strategien offengelegt. Anschließend erfolgt eine Sensitivitätsanalyse zu den angewandten Methoden, um deren Auswirkungen auf die dargestellten Ergebnisse aufzuzeigen. Neben der methodischen Sensitivität der Ergebnisse wird ergänzend ebenfalls die Sensitivität in Bezug auf das gesetzte CO_2-Reduktionsziel untersucht. Abschließend erfolgt jeweils die Diskussion der Ergebnisse.

Die Kernergebnisse und einige Abbildungen der im Folgenden präsentierten Szenarien wurden bereits in Robinius et al. (2019) [249] veröffentlicht.

5.1 Referenzszenarien: 80% und 95% CO_2-Reduktion

Im Rahmen dieses Kapitels werden die kostenoptimalen CO_2-Reduktionsstrategien zur Reduktion der CO_2-Emissionen in Deutschland um 80% bzw. 95% beschrieben. Diese Szenarien werden im Folgenden als *Szenario 80* und *Szenario 95* bezeichnet. Bei der Erstellung der Szenarien werden neben physikalisch bedingten Restriktionen und technischen Potenzialgrenzen keine weiteren Limitierungen bei dem Ausbau individueller Technologien vorgenommen. Es kommt eine Aggregation der zugrundeliegenden Zeitreihen auf 48 Typtage zum Einsatz (siehe Kapitel 0) und der in Kapitel 4.2 beschriebene Ansatz der quadratischen Programmierung zur Berücksichtigung von Kostenunsicherheiten. Des Weiteren werden infrastrukturelle Aspekte bei der Optimierung involviert sowie Importe von Energieträgern basierend auf erneuerbaren Energien (siehe Kapitel 4.4). Die Auswirkungen einer kalten Dunkelflaute (siehe Kapitel 4.5) werden in den Referenzszenarien nicht beachtet. Diese werden zusammen mit den Auswirkungen der anderen methodischen Aspekte auf die Ergebnisse nachfolgend im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse (siehe Kapitel 5.2) analysiert.

Im Folgenden sind die Ergebnisse aus *Szenario 80* und *Szenario 95* hinsichtlich der unterschiedlichen Systemeigenschaften vergleichend dargestellt. Zu bestimmten Systemeigenschaften werden zudem charakteristische Effekte an einem ausgewählten Szenario erläutert. Dabei werden die Ergebnisse in der Regel für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 angegeben. Die Ergebnisse für das Jahr 2020 unterliegen dabei bereits einer Optimierung mit gewissen Freiheitsgraden ausgehend vom erfassten Anlagenbestand aus dem Jahr 2017 und dem Wetterjahr 2013. Entsprechend sind diese Ergebnisse nicht als Status quo oder Prognose anzusehen. Dieses Vorgehen dient dem Ausgleich der größten Auswirkungen zeitlicher und räumlicher Aggregationseffekte auf die Ergebnisse. Somit kann im Jahr 2020 von einem eingeschwungenen Systemzustand ausgegangen werden, der als Referenz für die weitere Transformation dient. Hierfür wird zunächst ein Überblick zum Gesamtsystem gegeben und anschließend zu den einzelnen Sektoren. Abschließend erfolgt die Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse.

5.1.1 Gesamtsystem

Die Ergebnisse zum Gesamtsystem dienen der Identifizierung der maßgeblichen Veränderungen in der Energieversorgung und -nachfrage zur Einhaltung der Klimaziele. Hierfür werden nachfolgend die CO_2-Emissionen, der Primär- und Endenergiebedarf sowie die Systemkosten beschrieben. Dabei sind die wichtigsten Energieträger und signifikantesten Veränderungen zur Transformation des Energiesystems differenziert nach Sektoren aufgezeigt.

a. CO_2-Emissionen

Bedingt durch die vorgegebenen Klimaziele sind die maximalen CO_2-Emissionen in den Stützjahren der Untersuchung exogen gesetzt. Bei der sektoralen Verteilung der Emissionen handelt es sich jedoch um ein Optimierungsergebnis. Dieses lässt erste Rückschlüsse auf die nötigen Maßnahmen in den einzelnen Sektoren sowie die damit einhergehenden CO_2-Vermeidungskosten zu. Da alle Sektoren und Technologien bei der Vermeidung von CO_2-Emissionen in Konkurrenz zueinanderstehen, werden zunächst die kostengünstigsten Vermeidungspotenziale gehoben. Abbildung 5.1 zeigt die Entwicklung des CO_2-Ausstoßes in beiden Szenarien. Es ist zu erkennen, dass in *Szenario 80* die Emissionen bis zum Jahr 2050 gegenüber 2020 im Industriesektor auf 89 Mt_{CO2}/a (-49%), im Energiesektor auf 68 Mt_{CO2}/a (-76%), im Verkehrssektor auf 36 Mt_{CO2}/a (-76%) und im Gebäudesektor auf 18 Mt_{CO2}/a (-87%) zurückgehen. Bereits in diesem Fall entfallen die höchsten verbleibenden Emissionen auf den Industriesektor. Folglich liegen hier die höchsten Vermeidungskosten vor. Dies zeigt sich ebenfalls in *Szenario 95*. Die verbleibenden Emissionen sind zu 72% mit 37 Mt_{CO2}/a auf den Industriesektor zurückzuführen. Dabei ist anzumerken, dass dessen Emissionen zu 85% mit ca. 32 Mt_{CO2}/a auf prozessbedingte CO_2-Emissionen (z.B. bei der Zementherstellung) zurückzuführen sind. Die energiebedingten CO_2-Emissionen des Industriesektors liegen lediglich bei ca. 6 Mt_{CO2}/a. Dies entspricht einer Senkung um 95%. In den anderen Sektoren sinken die Emissionen im Fall des Energiesektors auf ca. 11 Mt_{CO2}/a (-96%), im Verkehrssektor auf ca. 3 Mt_{CO2}/a (-98%) und im Gebäudesektor auf ca. 1 Mt_{CO2}/a (-99%). Es zeigt sich, dass die Reihenfolge der Sektoren nach ihren verbleibenden Emissionen ab dem Jahr 2040 in beiden Szenarien gleich ist. Folglich liegt in keinem der Sektoren ein sprunghafter Anstieg der Vermeidungskosten in diesem Bereich der CO_2-Reduktionsziele vor.

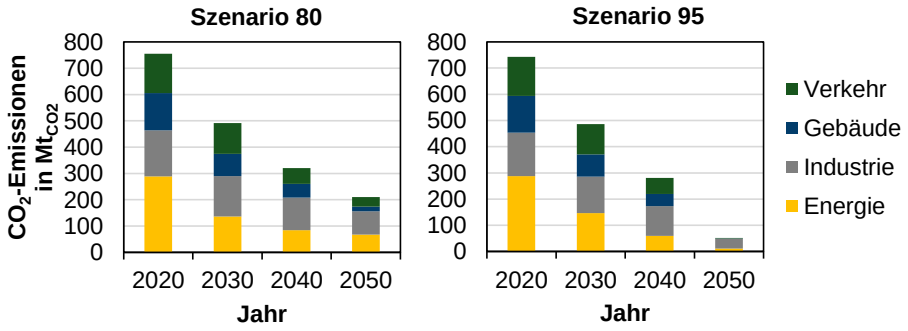


Abbildung 5.1: Vergleich der Entwicklung der sektoralen CO_2-Emissionen in Szenario 80 und Szenario 95

b. Primär- und Endenergiebedarf

Der Primärenergieverbrauch basiert aktuell zu etwa 12% auf erneuerbaren Energien (vergleiche Abbildung 3.9). Zur Einhaltung der Klimaziele steigt dieser Anteil im Jahr 2050 in *Szenario 80* auf 58% an und in *Szenario 95* auf 96% an. Die Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträger ist Abbildung 5.2 zu entnehmen. In *Szenario 80* zeigt sich, dass trotz einem Anteil von 42% der fossilen Energieträger eine CO_2-Reduktion um 80% gegenüber 1990 erreicht werden kann. Dies ist durch die Umstellung von Kohle auf Erdgas als Energieträger sowie durch massive Energieeffizienzsteigerungen erreichbar. Die Erdgasnutzung liegt mit 654 TWh im Jahr 2050 nur 23% unter dem Bedarf von 2017. Aufgrund des geringeren spezifischen Emissionsfaktors im Vergleich zu Kohlen (siehe Anhang C, Tabelle C.1), von 0,201 kg_{CO2}/kWh ist es bei vollständiger Umsetzung durch Verbrennung für die Emission von ca. 131 Mt_{CO2}/a verantwortlich. Dies entspricht etwa 63% der zulässigen Gesamtemissionen in 2050 bei einem 80%-Reduktionsziel. Neben Erdgas werden im Jahr 2050 in *Szenario 80* zudem 29 TWh an Steinkohlen und 62 TWh an Mineralölprodukten eingesetzt. Der Anteil der erneuerbaren Energien setzt sich zu 408 TWh aus Biomasse, 364 TWh aus Onshore-WKA, 102 TWh aus Offshore-WKA und 125 TWh aus PV zusammen. Außerdem werden 76 TWh an elektrischer Energie und 14 TWh PtL-Kraftstoffe importiert.

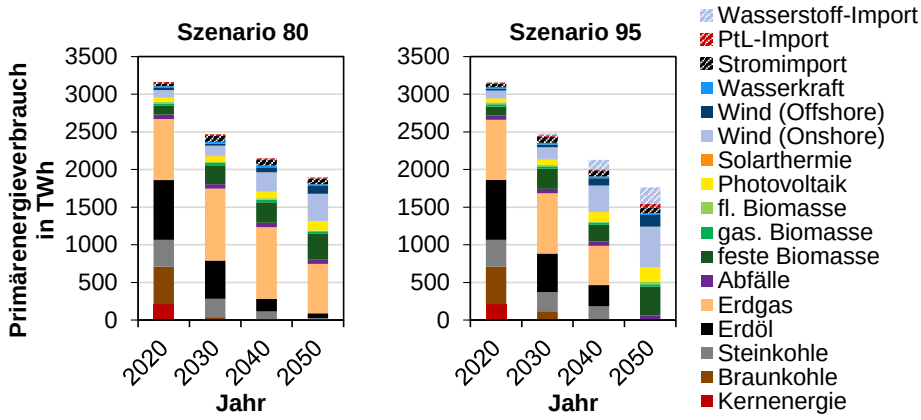


Abbildung 5.2: Vergleich der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

Zur Veranschaulichung der Unterschiede zwischen *Szenario 80* und *Szenario 95* ist in Abbildung 5.3 die Änderung des Primärenergieverbrauchs aus *Szenario 95* gegenüber *Szenario 80* aufgetragen. In Summe liegt der Einsatz fossiler Energieträger mit Ausnahme der nicht-erneuerbaren Abfälle in *Szenario 95* bei nur ca. 5 TWh. Demnach muss deren Einsatz bis zum Jahr 2050 fast vollständig durch erneuerbare Energieträger kompensiert werden. Die zeitgleiche Reduktion aller fossiler Energieträger führt zu dem Effekt, dass der Anteil der Braun- und Steinkohlen sowie von Erdöl in den Jahren 2030 bzw. 2040 um 94 bzw. 183 TWh über den Werten aus *Szenario 80* liegen. Im Fall der Biomasse ist eine Verschiebung des Einsatzes von 2040 auf 2050 zu erkennen. Dies wird durch einen stärkeren Ausbau der Photovoltaik- und Windkraftanlagen bereits im Jahr 2040 kompensiert. Des Weiteren sind ein Zuwachs bei den PtL-Kraftstoffimporten auf insgesamt 48 TWh sowie der

Import von Wasserstoff in Höhe von 219 TWh in 2050 zu verzeichnen. Unter der vereinfachten Annahme des vollständigen Imports fossiler Energieträger zeigt sich ein Absinken der Importquote von Energieträgern von aktuell etwa 74% auf ca. 44% (*Szenario 80*) bzw. ca. 20% (*Szenario 95*). Hierbei sind zusätzliche Importe erneuerbarer Energieträger berücksichtigt. Insgesamt liegt zudem eine Effizienzsteigerung des Systems vor. Während der gesamte Primärenergieverbrauch in *Szenario 80* im Jahr 2050 in Summe bei 1.894 TWh liegt, sinkt dieser in *Szenario 95* auf 1.763 TWh ab.

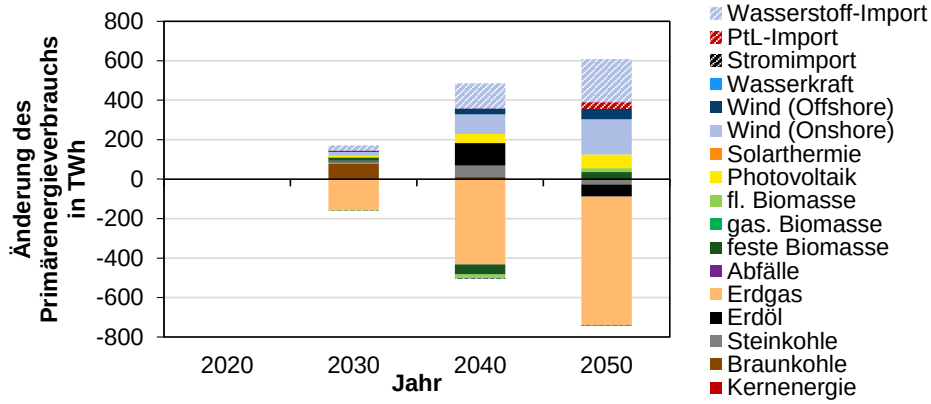


Abbildung 5.3: Änderung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträger in Szenario 95 gegenüber Szenario 80

Eine Steigerung der Energieeffizienz ist ebenfalls an der Entwicklung des Endenergieverbrauchs abzulesen (siehe Abbildung 5.4). Dieser sinkt von aktuell etwa 2.520 TWh auf 1.689 TWh in *Szenario 80* bzw. 1.623 TWh in *Szenario 95*. Im Verkehrssektor liegt die Reduktion gegenüber 2020 bei 41% auf 408 TWh in *Szenario 80* und bei 46% auf 378 TWh in *Szenario 95*. Für den Gebäudesektor sind Einsparungen in Höhe von 47% auf 563 TWh in *Szenario 80* bzw. von 51% auf 523 TWh in *Szenario 95* zu erkennen. Im Industriesektor liegt die Reduktion bis 2050 in beiden Szenarien bei nur 8% gegenüber 2020. In *Szenario 95* liegt der Endenergieverbrauch des Industriesektors mit 721 TWh sogar marginal über dem Wert in *Szenario 80* (717 TWh). Dies ist auf eine Verschiebung der Energieversorgung von der dezentralen Erzeugung in den Energie- bzw. Umwandlungssektor zurückzuführen und führt aus Gründen der Bilanzierung zu einer Reduktion der Umwandlungsverluste im Industriesektor.

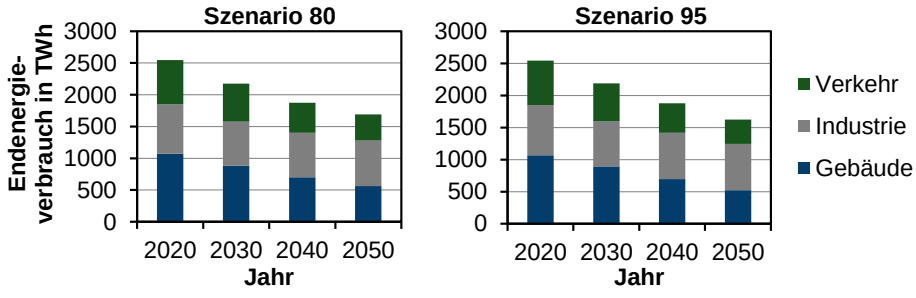


Abbildung 5.4: Vergleich der Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektor in Szenario 80 und Szenario 95

Um die Steigerung der Energieeffizienz einordnen zu können, ist die sektorale Endenergieeinsparung im Jahr 2050 in Abbildung 5.5 in Relation zum theoretischen Endenergieverbrauch bei unverändertem Technologiemix dargestellt. Zur Ermittlung dieser theoretischen Verbrauchswerte werden die aktuellen Technologieanteile und die zugehörigen technischen Eigenschaften (*frozen efficiency)* in den Sektoren fortgeschrieben und anhand steigender oder sinkender Nachfragen aus Kapitel 3 skaliert. Dieses Vorgehen gewährt Einblicke in den notwendigen Aufwand zur entsprechenden Absenkung des Endenergieverbrauchs. Hierbei zeigt sich, dass die getroffenen Einsparungen über den zuvor beschriebenen Werten gegenüber 2020 liegen. Insbesondere durch die steigende Produktion im Industriesektor müssen somit weitreichende Maßnahmen ergriffen werden, um 2050 unter den heutigen Endenergieverbrauchswerten zu liegen.

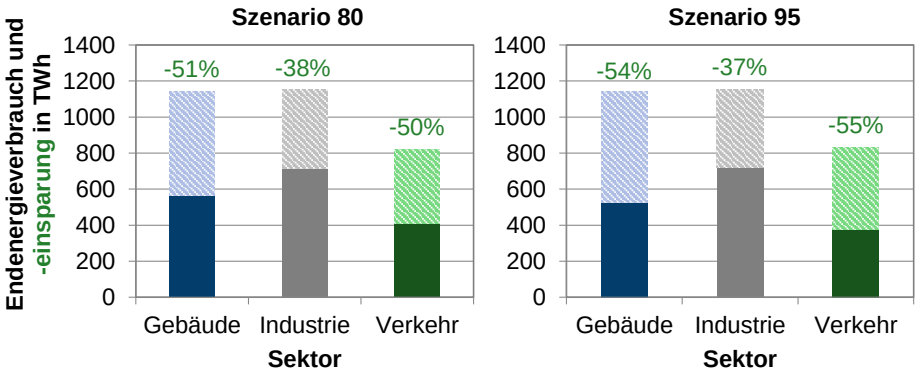


Abbildung 5.5: Vergleich des Endenergieverbrauchs und der Energieeinsparung nach Sektor im Jahr 2050 in Szenario 80 und Szenario 95

c. Systemkosten

Bei der Angabe der Gesamtsystemkosten ist anzumerken, dass nur die Kosten der erfassten Technologien und Prozesse im Modell abgebildet werden. Die Kosten exogen vorgegebener Maßnahmen und technischer Entwicklungen werden ebenfalls nicht berücksichtigt. Des Weiteren werden für Technologien ohne Alternativoption keine Kapitalkosten erfasst und teilweise werden für Bestandstechnologien nur die Mehrkosten alternativer Austauschtechnologien berücksichtigt. Aus diesen Gründen sind in Abbildung 5.6 nur die Mehrkosten zur Transformation des Energiesystems dargestellt, ohne Angabe der Gesamtsystemkosten, da diese nur eine Teilmenge des Energiesystems abbilden. Die angegebenen Mehrkosten gegenüber 2020 sind dabei nach Sektoren aufgeteilt und die Kosten für Infrastrukturen, Speicher sowie für Kraftstoffe zusätzlich ausgewiesen.

Insgesamt ist demnach mit einem Anstieg der Gesamtsystemkosten um 49 Mrd. €/a (*Szenario 80*) bis 128 Mrd. €/a (*Szenario 95*) zu rechnen. Der größte Anstieg der Kosten ist in beiden Szenarien im Verkehrssektor mit 49 bzw. 54 Mrd. €/a zu verzeichnen. Dies wird besonders durch die stark ansteigende Güterverkehrsnachfrage (siehe Kapitel 3.5.1) beeinflusst, getrieben durch einen Anstieg des Bruttoinlandsprodukts (BIP). Im Energiesektor kommt es zu Mehrkosten in Höhe von 24 bzw. 52 Mrd. €. Die Kosten des Gebäudesektors bleiben in beiden Szenarien nahezu konstant. In *Szenario 95* fallen durch den Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe (z.B. Wasserstoff) zusätzlich etwa 40 Mrd. €/a an.

Beim Import fossiler Kraftstoffe ist dagegen mit Einsparungen von bis zu 50 bzw. 76 Mrd. € pro Jahr zu rechnen. Die Infrastruktur- und Speicherkosten (siehe Kapitel 4.4) steigen insbesondere in *Szenario 95* an. Jedoch ist ihr Anteil an den gesamten Mehrkosten mit 14% in *Szenario 80* bzw. 19% in *Szenario 95* vergleichsweise gering.

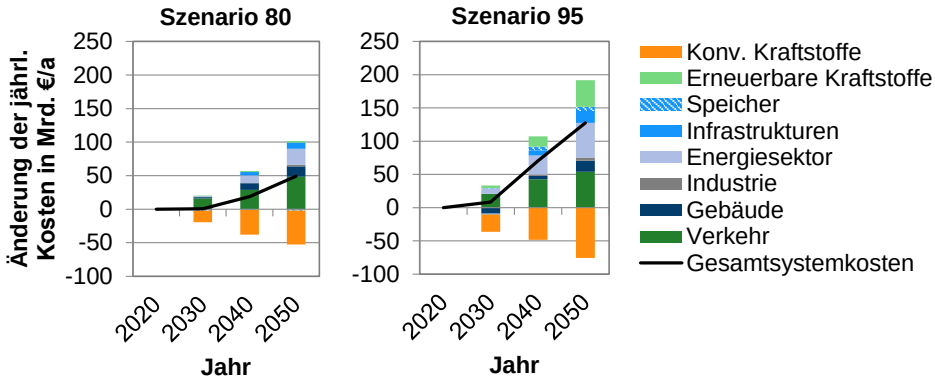


Abbildung 5.6: Vergleich der Entwicklung der Änderung der jährlichen Gesamtsystemkosten gegenüber 2020 sowie deren Zusammensetzung in Szenario 80 und Szenario 95

Der Vergleich der Mehrkosten in *Szenario 95* gegenüber *Szenario 80* (siehe Abbildung 5.7) veranschaulicht die angesprochenen zusätzlichen Kosten zur Treibhausgasreduktion um 95%. Zur Reduktion der weiteren 15% der Emissionen erhöhen sich die jährlichen Gesamtkosten um ca. 80 Mrd. €/a. Die Kostensteigerung spiegelt sich dabei in allen Sektoren wider.

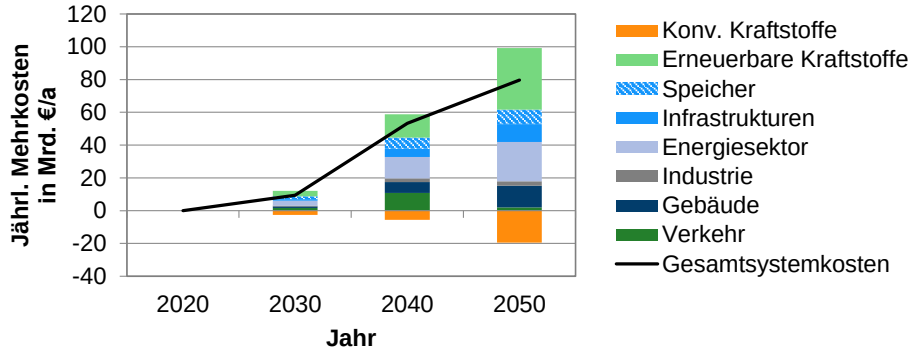


Abbildung 5.7: Änderung der jährlichen Gesamtsystemkosten gegenüber 2020 sowie deren Zusammensetzung in Szenario 95 gegenüber Szenario 80

Zur Beantwortung der Frage nach den Gesamtkosten der Transformation des Energiesystems zur Einhaltung der Klimaziele müssen die diskontierten, kumulierten Kosten herangezogen werden. Gegenüber dem Referenzsystem aus dem Jahr 2020 liegen diese im dargestellten Zeitraum bis zum Jahr 2050, bei einem unterstellten Zinssatz von 2%, bei 655 Mrd. € in *Szenario 80* und 1.850 Mrd. € in *Szenario 95*.

Um die dargestellten Ergebnisse in Relation zur volkswirtschaftlichen Entwicklung Deutschlands zu setzen, werden zunächst in Abbildung 5.8 relevante Kenngrößen aufgeführt. Es wird in beiden Szenarien mit einem Wachstum des Bruttoinlandsprodukts (BIP) pro Kopf um ca. 50% bis 2050 gerechnet. Der Primärenergieverbrauch (PEV) pro Kopf sinkt im gleichen Zeitraum um 36-40%. Demzufolge ist mit einem Anstieg der Primärenergieproduktivität um 234-251% zu rechnen.

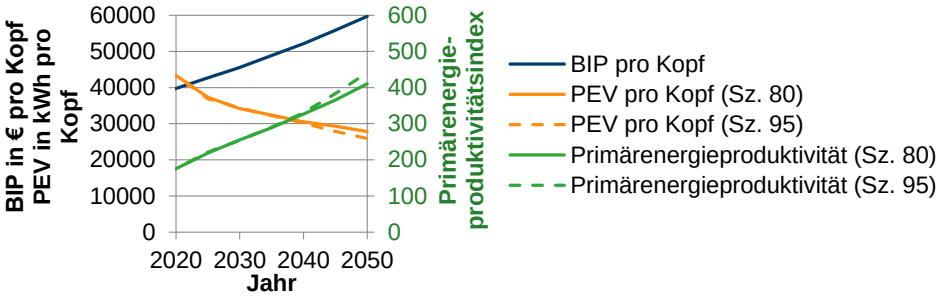


Abbildung 5.8: Vergleich der Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts pro Kopf, des Primärenergieverbrauchs pro Kopf und der Primärenergieproduktivität in Szenario 80 und Szenario 95

Die energiebedingten Mehrkosten, bezogen auf die BIP-Entwicklung, wird in Abbildung 5.9 als Indikator zur Einordnung der Größenordnung der Mehrkosten der Systemtransformation aufgezeigt. Diese steigen demnach in *Szenario 80* um 1,1% des BIP_{2050} an und in *Szenario 95* um 2,8% des BIP_{2050}. In Szenario 80 ist zudem bereits ein Rückgang der relativen Mehrkosten am BIP ab dem Jahr 2045 zu erkennen. Zum Vergleich sind außerdem die jährlichen Importkosten für Energieträger als Anteil des BIP angegeben. Diese sinken von ca. 2,3% des BIP in 2020 auf 0,6% in *Szenario 80* bzw. 1,0% in *Szenario 95* im Jahr 2050.

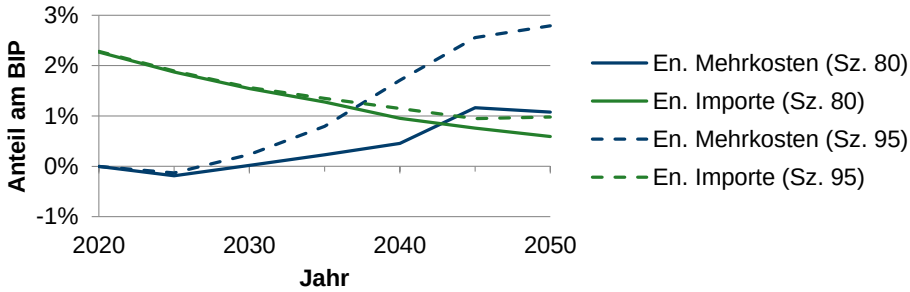


Abbildung 5.9: Vergleich der Entwicklung der jährlichen energetischen Mehrkosten des Gesamtsystems gegenüber 2020 sowie der Kosten für Energieträgerimporte als Anteil am Bruttoinlandsprodukt in Szenario 80 und Szenario 95

Als weitere Bezugsgröße zu den Mehrkosten des Energiesystems sind die CO_2-Vermeidungskosten anzuführen. Diese liegen im Jahr 2050 im Durchschnitt in *Szenario 80* bei 83 €/t_{CO2} und in *Szenario 95* bei 170 €/t_{CO2}. Die Grenzkosten der Vermeidung liegen hingegen in 2050 bei bis zu 306 €/t_{CO2} in *Szenario 80* und bei bis zu 744 €/t_{CO2} in *Szenario 95*.

5.1.2 Energiesektor

Bei der Vorstellung der Ergebnisse des Energiesektors wird zunächst auf die installierten Kraftwerkskapazitäten eingegangen. Anschließend wird die resultierende Strom- und Wärmebereitstellung erläutert. Abschließend wird der Bedarf an Speichertechnologien und Power-to-X-Maßnahmen untersucht.

a. Installierte Kraftwerkskapazitäten

Die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland ist in Abbildung 5.10 nach Energieträger bzw. Technologie dargestellt. Im Rahmen der Transformation des Energiesystems ist zunächst ein Rückgang der installierten elektrischen Leistung bis zum Jahr 2030 auf 201 bzw. 209 GW zu erkennen. Dieser Effekt ist zum einen auf das Ausscheiden der Kernkraftwerke sowie von vielen Kohlekraftwerken aus dem Strommarkt zu erklären. Zum anderen basiert dieser Effekt auf einer signifikanten Energieeffizienzsteigerung in den Nachfragesektoren. Ab dem Jahr 2040 ist jedoch ein gegenläufiger Trend zu erkennen. Trotz des vollständigen Marktaustritts der verbliebenen Kohlekraftwerke steigt die installierte Leistung stark an. Sie erreicht im Jahr 2050 einen Wert von 342 GW in *Szenario 80* bzw. 477 GW in *Szenario 95*. Die erneuerbaren Energien haben hieran einen Anteil von 87% mit 296 GW bzw. 99% mit 471 GW.

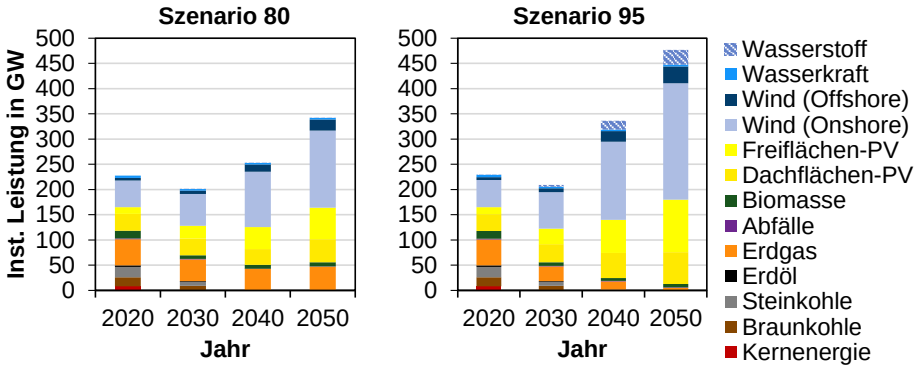


Abbildung 5.10: Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

In *Szenario* 80 liegen die installierten Leistungen der fluktuierenden erneuerbaren Energien im Jahr 2050 bei 153 GW Onshore-WKA, 22 GW Offshore-KWA, 63 GW Freiflächen-PV und 46 GW Dachflächen-PV. Die flexiblen Erzeugungskapazitäten liegen in *Szenario 80* bei 47 GW an Gaskraftwerken und 8 GW an Biomassekraftwerken. Insbesondere bei den Gaskraftwerkskapazitäten zeigt sich jedoch in Abbildung 5.11 ein Rückgang, wenn es um die Einhaltung des 95%-Reduktionsziels geht. In *Szenario 95* sinkt der Bedarf an Gaskraftwerken auf 4 GW und bei Biomassekraftwerken auf 7 GW ab. Dies wird kompensiert durch den Ausbau von 30 GW an wasserstoffbasierten Technologien, wie SOFC und Wasserstoffgaskraftwerken. Außerdem steigt der Ausbau der Onshore-WKA um 78 GW auf 231 GW, der Offshore-WKA um 11 GW auf 33 GW, der Freiflächen-PV um 42 GW auf 104 GW und der Dachflächen-PV um 17 GW auf 63 GW an.

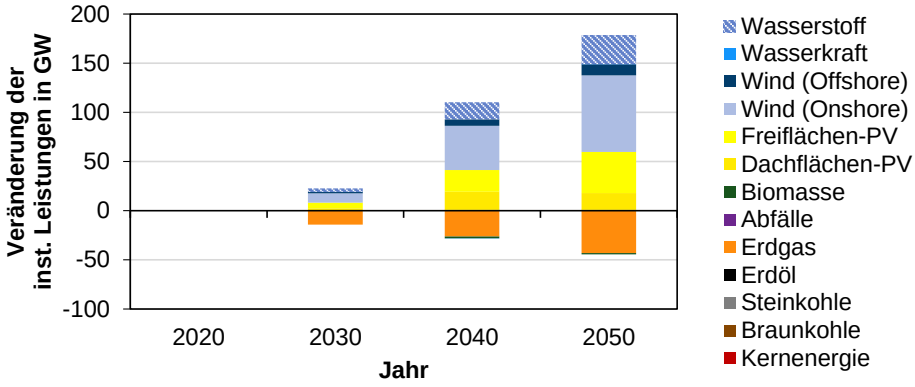


Abbildung 5.11: Änderung der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger in Szenario 95 gegenüber Szenario 80

Bei der Auswertung der installierten Leistungen zeigt sich, dass die Photovoltaik- und Windkraftanlagen Schlüsseltechnologien zur Einhaltung der Klimaziele darstellen. Aus diesem Grund wird nachfolgend auf die regionale Verteilung dieser fluktuierenden erneuerbaren Energien eingegangen. Hierfür werden die definierten sieben Land- und zwei Seeregionen herangezogen.

Im Fall der Dachflächen-PV zeigt sich in Abbildung 5.12 in beiden Szenarien der stärkste Ausbau in Baden-Württemberg und Bayern. Der Anteil dieser Regionen an der insgesamt installierten Leistung liegt bei 43% bzw. 46%. Weitere Potenziale, aufgrund vieler geeigneter Dachflächen ergeben sich in den Regionen Nordrhein-Westfalen, Hessen, Rheinland-Pfalz und Niedersachsen. In Szenario 80 ist zudem ein Absinken der installierten Leistung im Jahr 2040 zu erkennen. Dies ist auf den in Kapitel 4.3.2 beschriebenen Effekt zurückzuführen, dass allein in den Jahren 2035 bis 2037 mit einem Bestandsrückgang von 22,5 GW an Dachflächen-PV zu rechnen ist. Aufgrund der gesetzten Rahmenbedingungen beim Ausbau von Technologien kommt es in *Szenario 80* nicht zu dessen vollständiger Kompensation.

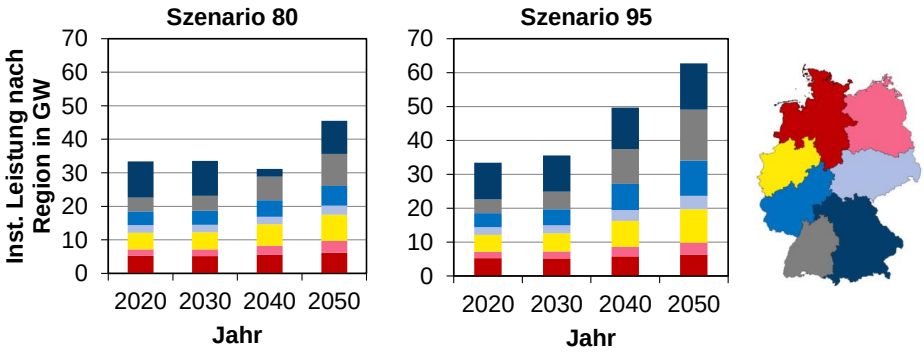


Abbildung 5.12: Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Dachflächen-Photovoltaikanlagen nach Region in Szenario 80 und Szenario 95

Bei der Freiflächen-PV ergibt sich ebenfalls der größte Ausbau in den Regionen Bayern und Baden-Württemberg, bedingt durch das große technische Potenzial und die vergleichsweise hohen möglichen Volllaststunden. Zusammen tragen beide Regionen zu 60% des Ausbaus in *Szenario 80* bzw. zu 57% in *Szenario 95* bei (siehe Abbildung 5.13).

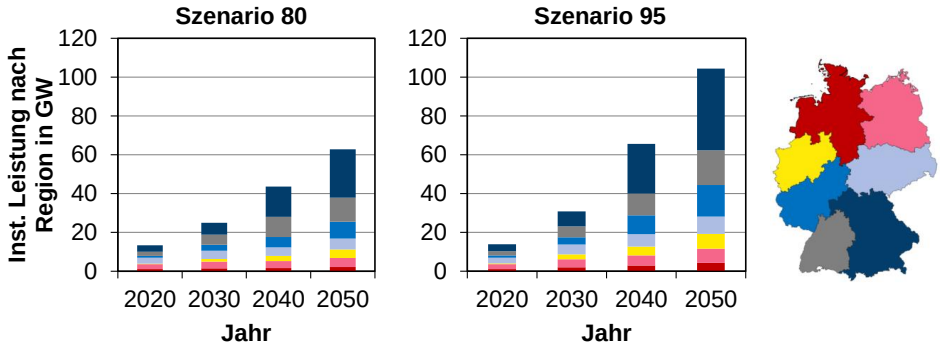


Abbildung 5.13: Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen nach Region in Szenario 80 und Szenario 95

Entgegen den Entwicklungen bei der Photovoltaik, findet der Ausbau der Onshore-WKA verstärkt in den beiden nördlichen Regionen statt (siehe Abbildung 5.14). Diese stellen im Jahr 2050 in *Szenario 80* zusammen ca. 59% bzw. in *Szenario 95* ca. 57% der installierten Leistung dar. Außerdem ist der Grafik ein deutlicher Ausbau der Kapazitäten in Bayern auf bis zu 33 bzw. 50 GW zu entnehmen. Ein solcher Ausbau ist auf die hohen angenommenen technischen Potenziale aus Kapitel 3.2.3 zurückzuführen sowie auf geringere Übertragungsnetzausbaukosten. Außerdem ergeben sich unterschiedliche Windbedingungen und somit Verschiebungen in den Einspeisepotenzialprofilen bedingt durch abweichende meteorologische und topologische Effekte gegenüber den nördlichen Regionen. Diese führen zu einer möglichen höheren Anlagenauslastung in den Regionen.

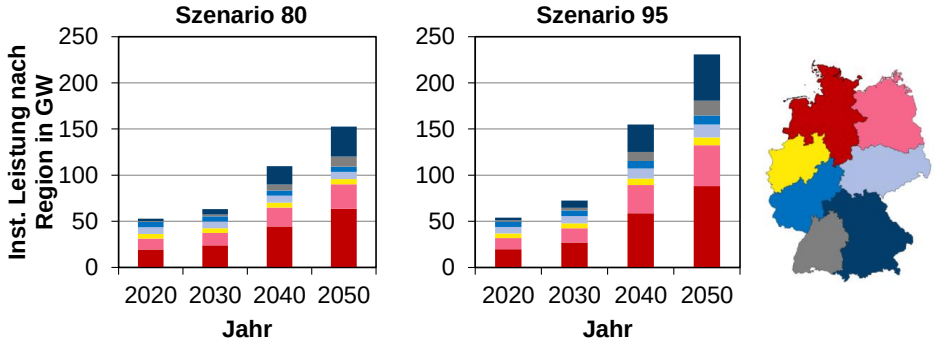


Abbildung 5.14: Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Onshore-Windkraftanlagen nach Region in Szenario 80 und Szenario 95

Im Fall der Offshore-WKA werden nur zwei Regionen betrachtet. In Abbildung 5.15 wird ersichtlich, dass insbesondere in der Nordseeregion bessere Bedingungen für den Ausbau von Offshore-WKA vorliegen. Beide Szenarien zeigen einen Anteil von 89-90% der Offshore-Windenergienutzung in der Nordseeregion.

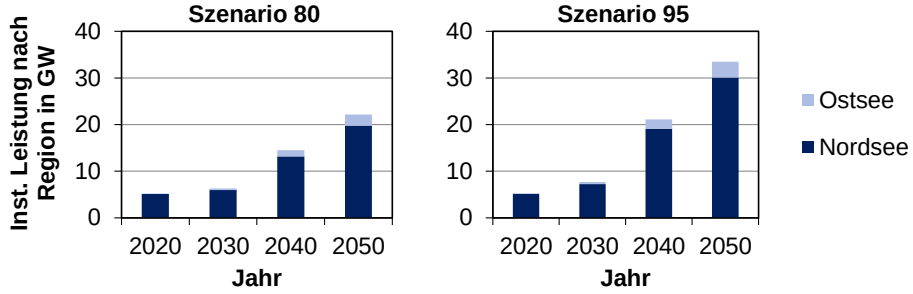


Abbildung 5.15: Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Offshore-Windkraftanlagen nach Region in Szenario 80 und Szenario 95

b. Strom- und Wärmebereitstellung

Die zuvor beschriebenen Anlagen dienen in erster Linie der Stromversorgung. Jedoch liegen auch im Jahr 2050 noch installierte Leistungen von KWK-Anlagen vor. Aus diesem Grund wird nachfolgend zunächst die Stromnachfrage und -erzeugung sowie anschließend die Wärmenachfrage und -erzeugung für alle Nachfragesektoren analysiert.

Eine Stromnachfrage liegt aktuell vor allem im Industrie- und Gebäudesektor vor. Durch eine zunehmende Elektrifizierung in allen Sektoren sowie des Ausbaus von Power-to-X-Prozessen ist in allen Sektoren, einschließlich des Verkehrssektors, eine Zunahme des Nettostromverbrauchs zu verzeichnen (siehe Abbildung 5.16). Der Nettostromverbrauch des Gebäudesektors steigt dabei in *Szenario* 80 bzw. *Szenario* 95 bis 2050 auf 289 TWh/a (+21%) bzw. 366 TWh/a (+54%) an. Im Industriesektor ist ein Anstieg auf 303 TWh/a (+21%) bzw. 332 TWh/a (+32%) zu erkennen. Der Nettostromverbrauch des Verkehrssektors erhöht sich auf bis zu 40 TWh/a (+333%) bzw. 49 TWh/a (+408%). Im Rahmen der PtX-Prozesse kommt insbesondere der Elektrolyse mit 84 TWh/a bzw. 261 TWh/a eine besondere Bedeutung zu. In Summe liegt der Nettostromverbrauch somit bei 716 TWh/a (*Szenario 80*) bzw. 1.008 TWh/a (*Szenario 95*).

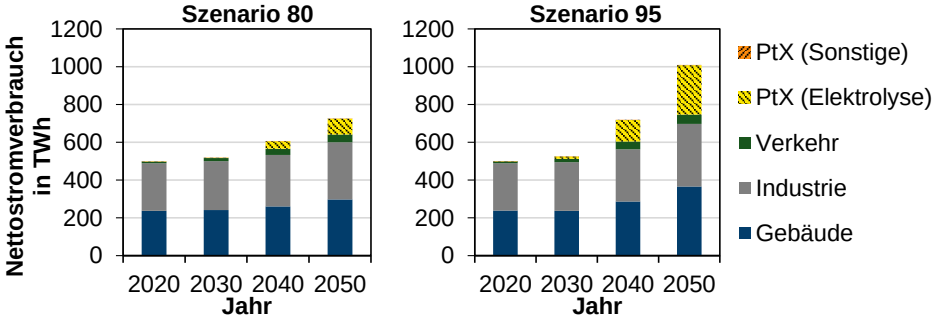


Abbildung 5.16: Vergleich der Entwicklung des Nettostromverbrauchs nach Sektor bzw. Bereich in Szenario 80 und Szenario 95

Die Bruttostromerzeugung spiegelt die installierte Leistung in Anhängigkeit der Volllaststunden (VLS) der Anlagen wider. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung steigt bis zum Jahr 2050 in *Szenario 80* bzw. *Szenario 95* auf 90% bzw. 99% an (siehe Abbildung 5.17). Den größten Anteil steuern Onshore-WKA mit 364 TWh/a (2.384 VLS) bzw. 543 TWh/a (2.354 VLS) bei, gefolgt von Offshore-WKA mit 102 TWh/a (4.595 VLS) bzw. 154 TWh/a (4.597 VLS). Die Freiflächen-PV erzeugt 2050 insgesamt 75 TWh (1.194 VLS) bzw. 124 TWh (1.187 VLS) und die Dachflächen-PV 50 TWh (1.099 VLS) bzw. 69 TWh (1.100 VLS). Die Auslastung der Gaskraftwerke liegt in *Szenario* 80 bei 1.755 VLS. Diese sinkt in *Szenario 95* auf 286 VLS ab, wird jedoch durch die Nutzung der SOFC-Anlagen mit 1.751 VLS ergänzt. Der Stromimport liegt 2050 bei 76 bzw. 75 TWh und der -export bei 49 bzw. 54 TWh. Im Saldo entspricht dies einem Nettoimport von 27 bzw. 21 TWh. Insgesamt liegt die Bruttostromerzeugung im Jahr 2050 somit bei 821 bzw. 1.074 TWh/a.

Insbesondere der Ausbau der Onshore-Windenergie ist vermehrt mit einem Akzeptanzproblem in der Bevölkerung verbunden, weshalb sich der beschriebene Ausbau gegebenenfalls nicht realisieren lässt. Aus diesem Grund wird in Anhang G, Abbildung G.1, eine Sensitivitätsanalyse für *Szenario 95* vorgestellt, mit einem verstärkten Fokus auf den Ausbau von Offshore-Windenergie. Es zeigt sich, dass mit einem Ausbau von 59 GW Offshore-WKA, eine Reduktion der installierten Leistung der Onshore-WKA um 10% auf 209 GW möglich ist. Die jährlichen Mehrkosten hierfür belaufen sich auf ca. 1 Mrd. €.

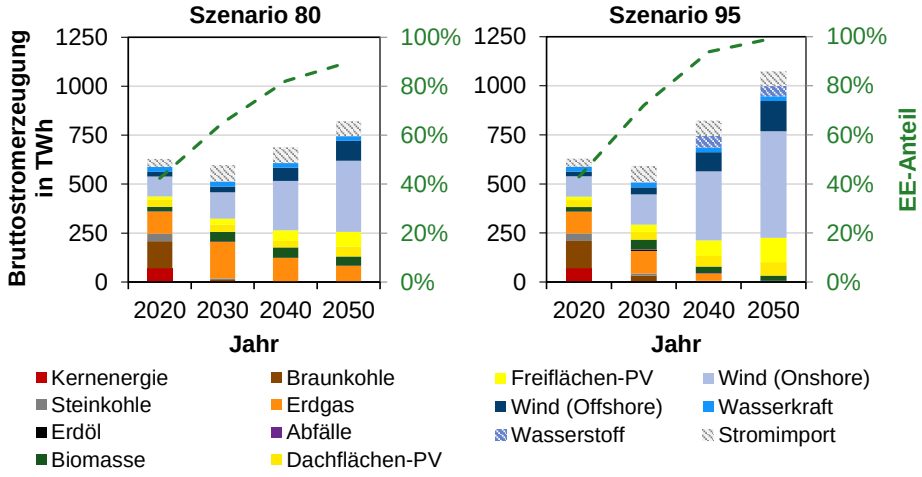


Abbildung 5.17: Vergleich der Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträger sowie des Anteils erneuerbarer Energien (EE) an der Stromerzeugung in Szenario 80 und Szenario 95

Im Gegensatz zur Stromnachfrage zeigt sich bei der Entwicklung der Wärmenachfrage eine deutliche Reduktion bis 2050 aufgrund von Effizienzsteigerungen und Wärmedämmmaßnahmen. Bei der Warmwasser- und Raumwärmenachfrage ist dabei in Abbildung 5.18 der stärkste Effekt zu erkennen. Diese sinkt um bis zu 24% in *Szenario 80* und um 31% in *Szenario 95*. Der Prozesswärmebedarf bleibt trotz steigender Bruttowertschöpfung nahezu konstant. Insgesamt sinkt die gesamte Wärmenachfrage um 14% auf 1.077 TWh/a in *Szenario 80* und um 19% auf 1.017 TWh/a in *Szenario 95*.

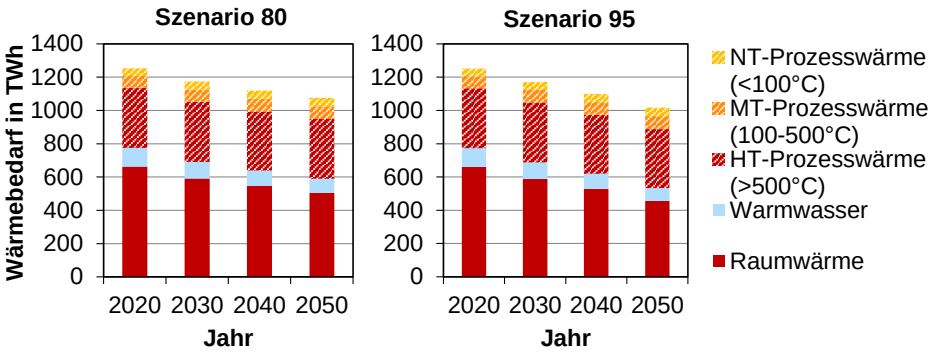


Abbildung 5.18: Vergleich der Entwicklung Gesamtwärmenachfrage nach Art und Temperaturniveau in Szenario 80 und Szenario 95

Bei der Wärmebereitstellung zeichnet sich bis 2050 eine zunehmende Elektrifizierung ab (siehe Abbildung 5.19). In *Szenario 80* steigt ihr Anteil auf 42% an bzw. auf 54% in *Szenario 95*. Ebenfalls ist ein Ausbau der Biomassefeuerung zur erkennen. Ihr Anteil erhöht sich in beiden Szenarien auf ca. 23%. Während in *Szenario 80* im Jahr 2050 noch 25% der Wärmeerzeugung über Erdgas gewährleistet wird, reduziert sich dieser Anteil in *Szenario 95* auf 4%. Dieser wird durch die elektrische Wärmeerzeugung sowie durch den Einsatz von Wasserstoff, mit einem Anteil von 16%, substituiert. Eine detaillierte Beschreibung der sektoralen Wärmeerzeugung findet sich in den Kapiteln zu den jeweiligen Sektoren.

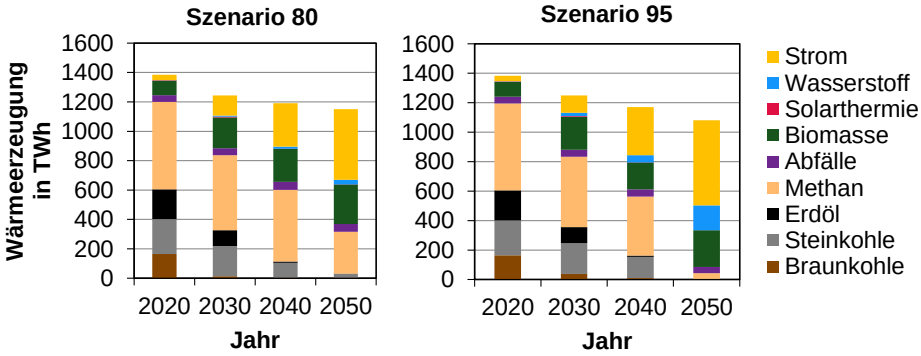


Abbildung 5.19: Vergleich der Entwicklung Gesamtwärmeerzeugung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

c. Energiespeichertechnologien und Power-to-X

Bedingt durch den Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien nimmt der Bedarf an Speichertechnologien im System deutlich zu. Dies gilt insbesondere für Strom. Die potenziellen Optionen zur Speicherung elektrischer Energie zeichnen sich allerdings durch ein breites Spektrum an spezifischen Kapital- und Betriebskosten aus. Letztere werden vor allem durch den technischen Wirkungsgrad der Technologien beeinflusst. Bei den ausgewählten untersuchten Technologien zeigt sich ein reziprok proportionaler Zusammenhang zwischen den spezifischen Kapitalkosten C_0 und dem technischen Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad $\eta_{S\text{-}S}$. Diese Abhängigkeit führt zu einer Differenzierung bei den Speichertechnologien nach Anwendungsgebiet. Je stärker fluktuierend ein Speicher genutzt wird, desto entscheidender

sind die Betriebskosten und der Speicherwirkungsgrad für die Technologieauswahl und weniger die Kapitalkosten. Umgekehrt gilt das entgegengesetzte Verhältnis bei saisonalen Speicheraufgaben. In Abbildung 5.20 wird die Speichernutzung im Jahr 2050 am Beispiel von *Szenario 95* dargestellt. Das Diagramm zeigt die installierte Speicherkapazität über den Lade- bzw. Entladezyklen pro Jahr. Diese werden vereinfacht über die Quotienten aus der im Jahr eingespeicherten Energie und der installierten Speicherkapazität definiert. Zusätzlich sind die techno-ökonomischen Daten zu den Speichertechnologien gegeben. Anhand der Werte lassen sich zwei Speichergruppen identifizieren. Zum einen dienen die Batterie-, Pump- und Druckluftspeicher als Kurz- und Mittelfristspeicher und zum anderen werden die Wasserstoff- und Methanspeicher als Langfristspeicher genutzt.

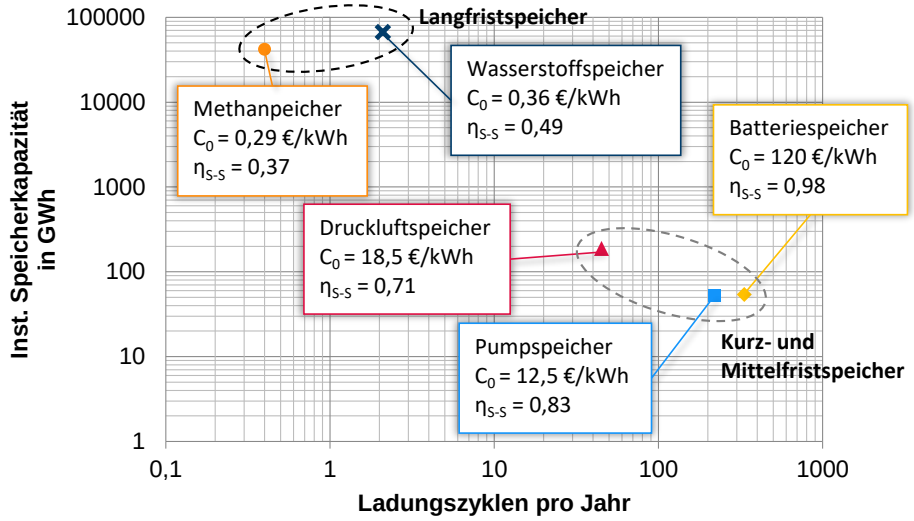


Abbildung 5.20: Vergleich der installierten Speicherkapazität und der Speichernutzung anhand der Ladungszyklen pro Jahr nach Speicherart im Jahr 2050 am Beispiel von Szenario 95

Bei der Betrachtung der Kurz- und Mittelfristspeicher ist in Abbildung 5.21 eine Zunahme der Speicherkapazität durch die Marktdurchdringung batterieelektrischer Fahrzeuge zu erkennen. Diese reichen bei der stündlichen Modellauflösung aus, um die Kurzfristspeicheraufgaben abzudecken. Der weitere Ausbau von Batteriespeichern ist demnach nicht nötig. Beim Zubau der Pumpspeicherkapazitäten ist in beiden Szenarien ein Zuwachs von ca. 10% zu verzeichnen. Die hiervon wahrgenommen Kurz- und Mittelfristspeicheraufgaben werden zudem durch den Ausbau von Druckluftspeichern unterstützt. In *Szenario 95* steigt der Ausbau adiabatischer Druckluftspeicher auf bis zu 189 GWh Speicherkapazität an.

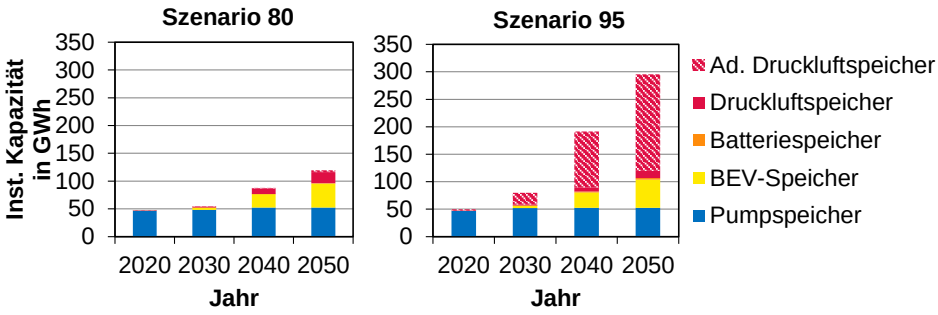


Abbildung 5.21: Vergleich der Entwicklung der installierten Speicherkapazität der Kurzzeit-Speichertechnologien nach Speicherart in Szenario 80 und Szenario 95

Zur saisonalen Langfristspeicherung eignen sich in Deutschland vor allem Wasserstoff- und Methan-Salzkavernenspeicher. Für diese zeigt sich in Abbildung 5.22 ein deutlicher Rückgang bei den Erdgas- bzw. Methanspeicherkapazitäten bis zum Jahr 2050. Dieser Rückbau des Kavernenspeicherpotenzials wird durch die angenommene technische Nutzungsdauer induziert. Ein Ausbau neuer Salzkavernenspeicher für Erdgas bzw. Methan findet nicht statt. Dies ist auf den Aspekt zurückzuführen, dass die derzeitigen Erdgasspeicherkapazitäten einer strategischen Reserve dienen. Im Modell wird jedoch nur der Speicherbedarf zur unmittelbaren energetischen Nutzung berücksichtigt, welcher deutlich niedriger liegt. Die verbleibende Speicherkapazität der Erdgas- bzw. Methanspeicher liegt im Jahr 2050 bei ca. 42 TWh. Ergänzend zur Methanspeicherung wird in beiden Szenarien ebenfalls eine Speicherkapazität für Wasserstoff aufgebaut bis zu einer Höhe von 3 TWh in *Szenario* 80 bzw. 67 TWh in *Szenario 95*.

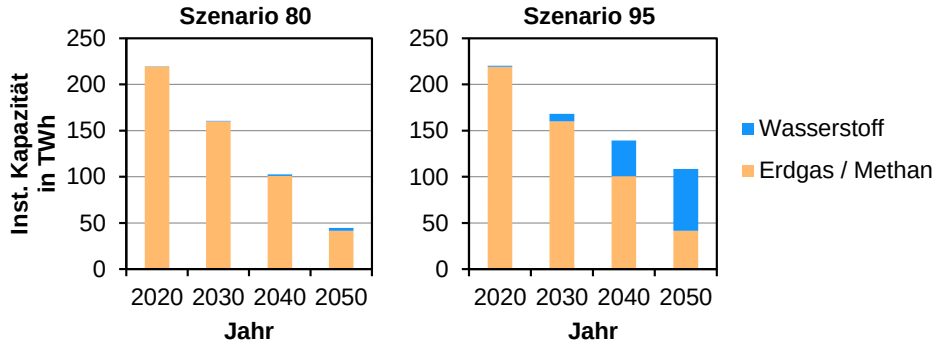


Abbildung 5.22: Vergleich der Entwicklung der installierten Speicherkapazität der Langzeit-Speichertechnologien nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

Die Wasserstoffspeicherung stellt dabei insbesondere in *Szenario 95* die zentrale Technologie zum Ausgleich der witterungsabhängigen Einspeisung der erneuerbaren Energien dar. Anhand der aufgezeigten Speicherstandsentwicklung über das Jahr 2050 in Abbildung 5.23 wird ersichtlich, dass der Wasserstoffspeicher in *Szenario 95* einem klaren saisonalen Transfer der verfügbaren Energie aus den Sommer- und Herbstmonaten in die Winter- und Frühlingsmonate dient.

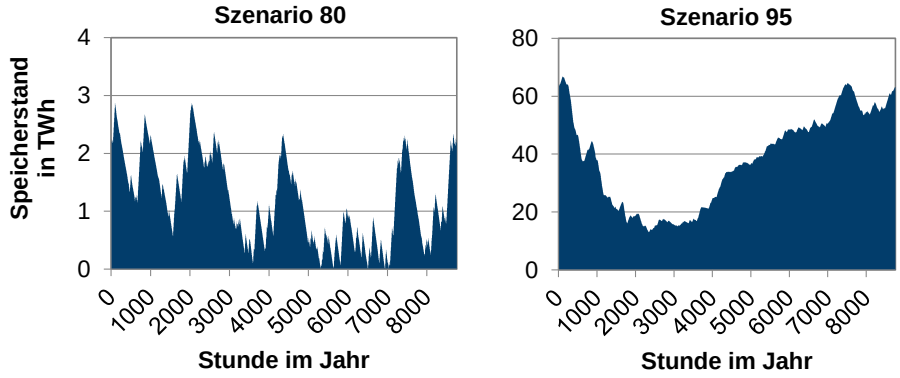


Abbildung 5.23: Vergleich der Speicherstandsentwicklung des Wasserstoff-Salzkavernenspeichers über das Jahr 2050 in Szenario 80 und Szenario 95

Die energetische Nutzung des Wasserstoffs verteilt sich wiederum auf unterschiedliche Sektoren. Während er in *Szenario 80* noch ausschließlich im Verkehrs- und Industriesektor genutzt wird, wächst der Bedarf in *Szenario 95* in allen Sektoren an (siehe Abbildung 5.24). In *Szenario 80* liegt 2050 eine Nachfrage von 112 TWh/a im Verkehrssektor und von 32 TWh/a im Industriesektor zur Direktreduktion von Stahl vor. Im Verkehrssektor steigt diese auf bis zu 145 TWh/a und im Industriesektor auf 133 TWh/a in *Szenario 95* an. Demnach findet Wasserstoff bei einem CO_2-Reduktionsziel von 95% auch bei der allgemeinen Prozesswärmebereitstellung Anwendung. Zusätzlich wird er im Energiesektor mit 91 TWh/a zur Rückverstromung bzw. in KWK-Prozessen genutzt sowie im Gebäudesektor mit 27 TWh/a.

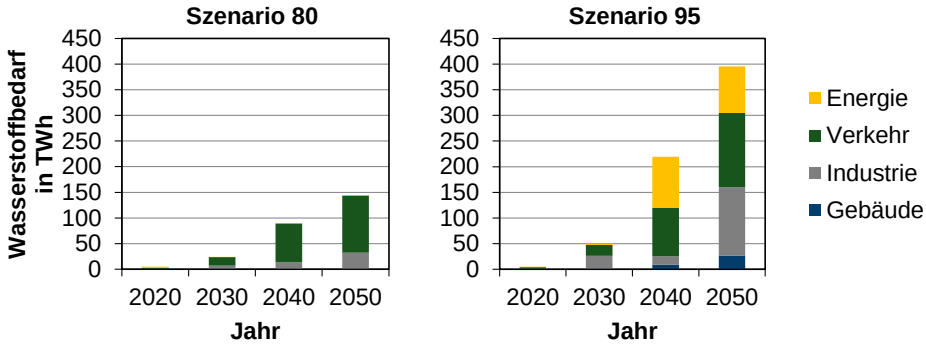


Abbildung 5.24: Vergleich der Entwicklung des jährlichen Wasserstoffbedarfs nach Sektor in Szenario 80 und Szenario 95

Die Versorgung der Wasserstoffnachfrage wird in *Szenario 80* mit einem Anteil von 61% in 2050 noch überwiegend über die Dampfreformierung von Erdgas bewerkstelligt (siehe Abbildung 5.25). Die restliche benötigte Wasserstoffmenge wird über den Elektrolyseprozess in Deutschland bereitgestellt. In *Szenario 95* kommt die Dampfreformierung nur noch in den Zwischenjahren bis 2040 zum Einsatz. Im Jahr 2050 werden mit 219 TWh/a etwa 55% des Wasserstoffbedarfs über den Import von erneuerbarem Wasserstoff abgedeckt. Der verbleibende Bedarf wird ebenfalls über den Elektrolyseprozess gedeckt.

Ein Vergleich der Wasserstoffbereitstellung in *Szenario 95* gegenüber *Szenario 80* findet sich in Anhang F, Abbildung F.1.

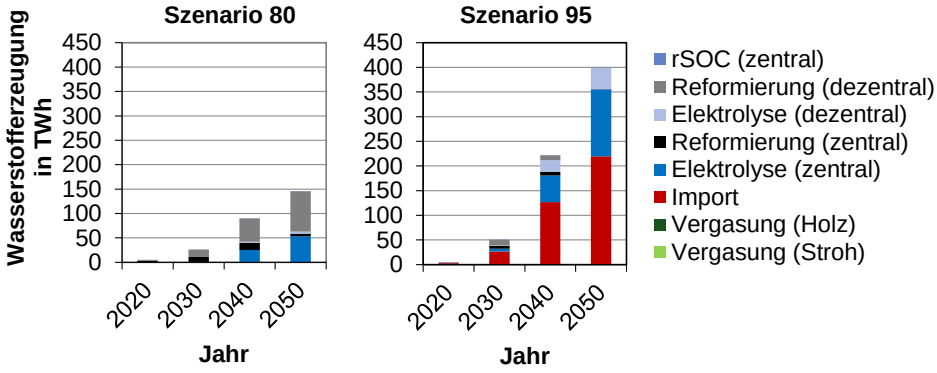


Abbildung 5.25: Vergleich der Entwicklung der jährlichen Wasserstofferzeugung nach Technologie bzw. Verfahren in Szenario 80 und Szenario 95

Die korrespondierenden installierten Leistungen der Anlagen zur Wasserstofferzeugung sind in Abbildung 5.26 dargestellt. Die durchschnittliche Auslastung der Elektrolyseanlagen liegt im Jahr 2050 bei ca. 2.636 VLS in *Szenario 80* und bei ca. 2.887 VLS in *Szenario 95*.

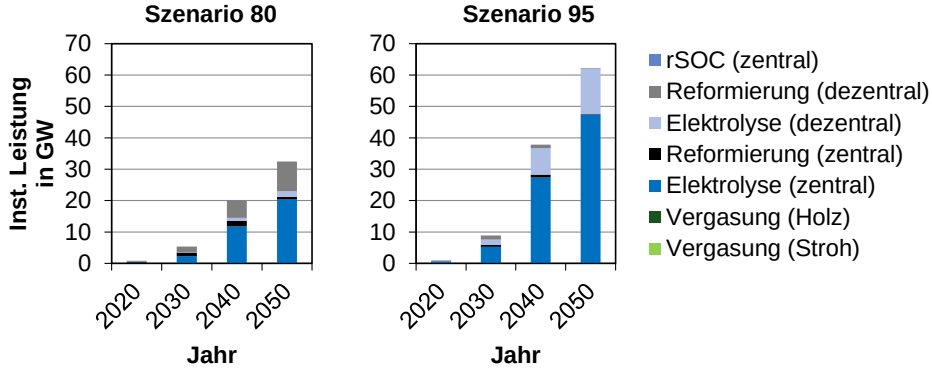


Abbildung 5.26: Vergleich der Entwicklung der installierten Leistung der Technologien bzw. Verfahren zur Wasserstofferzeugung in Szenario 80 und Szenario 95

Zur Veranschaulichung des Betriebsverhaltens der Elektrolyseanlagen ist in Abbildung 5.27 die stündliche elektrische Last im Jahr 2050 am Beispiel von *Szenario 95* abgebildet. Hierbei ist die Elektrolyse als zusätzliche zukünftige Verbrauchergruppe hervorgehoben. Es zeigt sich über das Jahr eine Spitzenlast von bis zu ca. 200 GW. Anhand des Lastprofils der übrigen Verbraucher ist zu erkennen, dass die Elektrolyse nur zu allgemeinen Spitzenlastzeiten genutzt wird. Diese zeichnen sich durch ein besonders hohes Dargebot an elektrischer Energie aus PV und Windenergie aus.

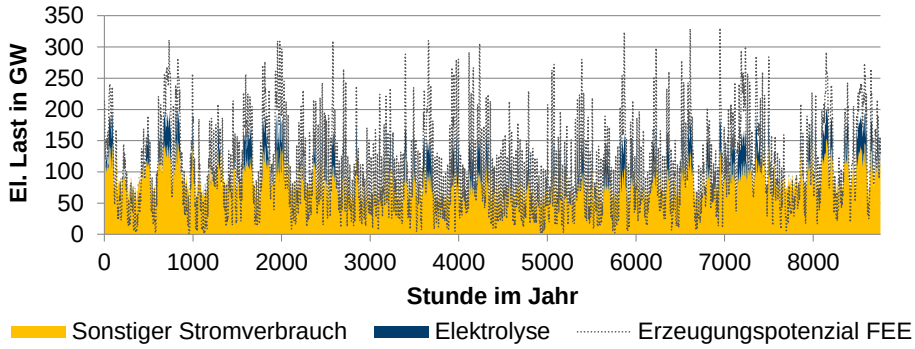


Abbildung 5.27: Verlauf der stündlichen elektrischen Last und des Stromerzeugungspotenzials der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) im Jahr 2050 unter Hervorhebung der Elektrolyseanlagen als zukünftigen Verbraucher am Beispiel von Szenario 95

Neben der Nutzung von Wasserstoff kommt der Nutzung von Erdgas bzw. Methan in *Szenario 80* ebenfalls eine besondere Rolle zu. Bedingt durch den Ausstieg aus der Kohle- und Kernenergie stellt Erdgas den zentralen fossilen Energieträger in Zwischenjahren 2030 und 2040 bei der Transformation des Energiesystems dar (siehe Abbildung 5.28). In *Szenario 80* ist sogar ein Anstieg des Erdgasbedarfs im Zeitraum zwischen 2030 und 2040 auf bis zu 948 TWh/a zu erkennen, getrieben durch die zusätzliche Nachfrage im Energiesektor. Im Jahr 2050 sinkt die Erdgasnachfrage wiederum auf 647 TWh/a (-24% gegenüber 2016) ab. Bedingt durch den massiven Rückgang der Erdgasnutzung im Jahr 2050 in *Szenario 95* ist hier jedoch kein Anstieg des Erdgas- bzw. Methanbedarfs in den Zwischenjahren zu verzeichnen. Stattdessen geht die Nachfrage auf lediglich 42 TWh/a zurück.

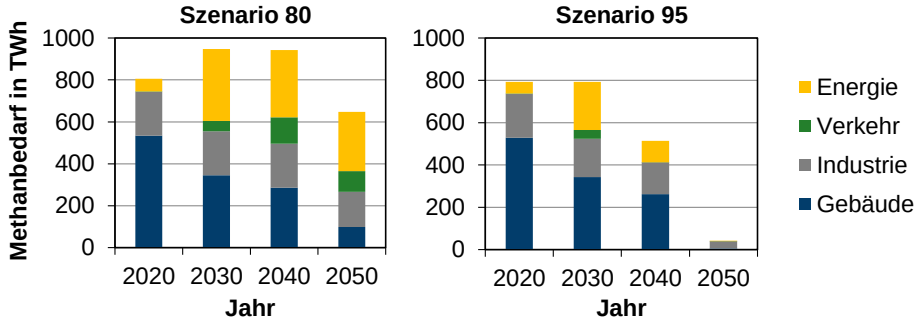


Abbildung 5.28: Vergleich der Entwicklung des Methanbedarfs nach Sektor in Szenario 80 und Szenario 95

Die Versorgung der Erdgas- und Methannachfrage wird in Abbildung 5.29 dargestellt. In *Szenario 80* wird sie bis zum Jahr 2050 noch vollständig über fossiles Erdgas gedeckt. Gleiches gilt für den Zeitraum bis 2040 in *Szenario 95*. Allerdings erfolgt hierbei eine Umstellung auf Biomethan bis zum Jahr 2050 zur Einhaltung des CO_2-Reduktionsziels von 95%.

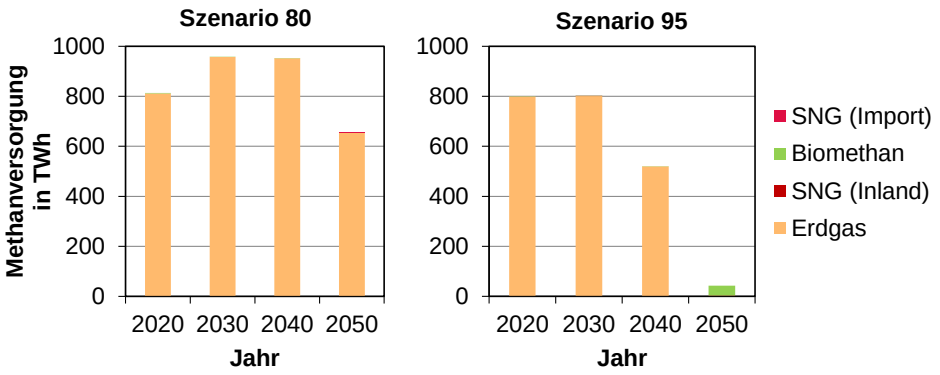


Abbildung 5.29: Vergleich der Entwicklung der Methanversorgung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

Ein weiterer zentraler Energieträger im potenziellen zukünftigen Energiesystem ist Biomasse. Aufgrund ihrer umfangreichen und kostengünstigen Speicher- bzw. Lagerfähigkeit dient sie der flexiblen Energiebereitstellung im System. Im Jahr 2050 trägt sie entsprechend Abbildung 5.30 insgesamt mit 408 bzw. 461 TWh zur Primärenergieversorgung bei. Der größte Teil der bereitgestellten Energie wird dabei mit 51% in *Szenario 80* bzw. 57% in *Szenario 95* im Industriesektor zur Prozesswärmeversorgung genutzt. Zur Herstellung von Biokraftstoffen werden bis zu 46 bzw. 60 TWh umgesetzt. Im Bereich des Energie- und Gebäudesektors ist jedoch in den Szenarien eine deutliche Verschiebung zu erkennen. Bei den geringeren CO_2-Reduktionszielen in *Szenario 80* kommt die Biomasse noch verstärkt zur Wärmebereitstellung bzw. in KWK-Anlagen im Gebäudesektor zum Einsatz. In *Szenario 95* wird die verfügbare Energie stattdessen verstärkt im Energiesektor umgesetzt. Dieses Verhalten ist insbesondere auf die Bereitstellung und Nutzung von Biomethan im Energiesektor zurückzuführen.

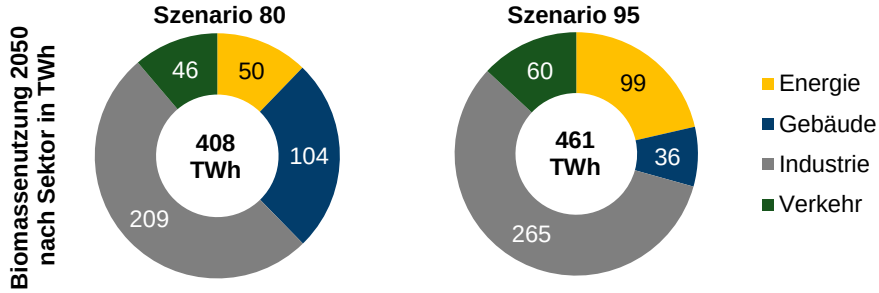


Abbildung 5.30: Vergleich der energetischen Biomassenutzung nach Sektor im Jahr 2050 in Szenario 80 und Szenario 95

Zur Bereitstellung der Biomasse werden in beiden Szenarien die verfügbaren Potenziale an Rest- und Abfallbiomasse sowie an Anbauflächen im Jahr 2050 nahezu vollständig ausgenutzt. Im Bereich der Rest- und Abfallbiomasse wird ausschließlich die verfügbare Strohmenge nicht vollständig umgesetzt. Dies lässt sich auf die hohen technischen Anforderungen und Kosten bei der energetischen Umwandlung von Stroh zurückführen (vergleiche Anhang C, Tabelle C.5 und Tabelle C.7). In *Szenario 95* wird die

verfügbare Strohmenge allerdings zu ca. 94% (29 TWh/a) umgesetzt und in *Szenario 80* nur zu ca. 10% (3 TWh/a). In Summe trägt die Rest- und Abfallbiomasse somit zu ca. 223 TWh/a (*Szenario 80*) bzw. ca. 250 TWh/a (*Szenario 95*) bei. In Bezug auf die verfügbaren Acker- bzw. Grünlandflächen werden die verfügbaren Potenziale zum Energiepflanzenanbau von 3,0 Mio. ha bzw. 1,7 Mio. ha im Jahr 2050 in beiden Szenarien vollständig ausgenutzt (vergleiche Kapitel 3.2.3). Die Grünlandflächen werden dabei in beiden Szenarien ausschließlich zur Bewirtschaftung von Kurzumtriebsplantagen (KUP) verwendet. Diese tragen mit etwa 68 TWh/a zur Strom- und Wärmeerzeugung bei. Bei der Verwendung der verfügbaren Ackerlandflächen unterscheiden sich die Szenarien wiederum. Während diese in *Szenario 80* zu 70% für KUP und zu 30% für den Rapsanbau zur Verfügung stehen, sind es in *Szenario 95* 79% der Flächen für KUP und 21% für den Zuckerrübenanbau. Insbesondere der hohe energetische, flächenspezifische Ertrag durch den Zuckerrübenanbau ermöglicht die zusätzliche Energiebereitstellung durch Biomasse in *Szenario 95*.

5.1.3 Gebäudesektor

Bei der Beschreibung des Gebäudesektors wird zunächst auf die Gebäudebestandsentwicklung und die elektrischen Anwendungstechnologien eingegangen und anschließend werden die Auswirkungen auf die Wärmebereitstellung erläutert.

a. Gebäudebestandsentwicklung

Die Entwicklung des aktuellen Gebäudebestands lässt sich in drei Kategorien aufteilen, den Abriss von Bestandsgebäuden, die Sanierung von Bestandsgebäuden und den Neubau. Zur besseren Unterscheidung wird nachfolgend zunächst auf den Wohngebäudebestand eingegangen und anschließend auf den Nichtwohngebäudebestand. Die Angaben beziehen sich dabei immer auf den Referenzgebäudebestand auf dem Jahr 2015.

Anhand der Entwicklungen in *Szenario 80* und *Szenario 95* aus Abbildung 5.31 zeigt sich, dass die Sanierung von Bestandswohngebäuden sowie die Einhaltung effizienter Gebäudestandards beim Neubau eine entscheidende Rolle bei der Transformation des Energiesystems spielen.

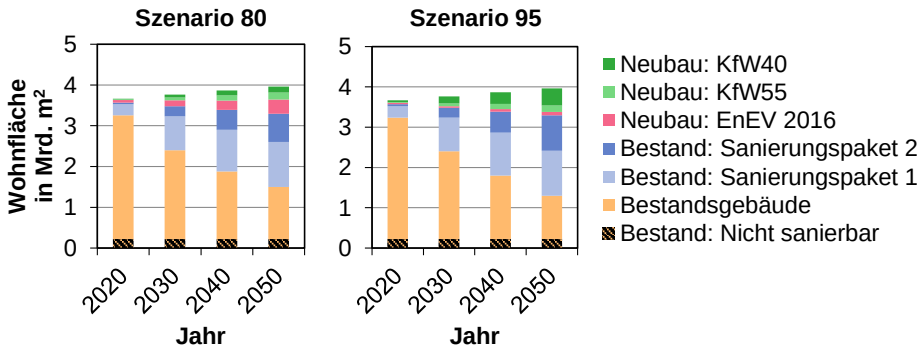


Abbildung 5.31: Vergleich der Entwicklung des Wohngebäudebestands anhand der Wohnfläche nach energetischem Sanierungsstand in Szenario 80 und Szenario 95

Im direkten Vergleich der getroffenen Maßnahmen in *Szenario 95* gegenüber *Szenario 80* ist ein Anstieg des Sanierungsbedarfs in Abbildung 5.32 zu erkennen. Entsprechend steigt

der Anteil der energetisch sanierten Bestandswohngebäude von 55% auf 61% im Jahr 2050 an. Hierbei ist anzumerken, dass 7% des Gebäudebestands als nicht-sanierbar angenommen sind und weitere 12,5% des Bestands im betrachteten Zeitraum nicht im Sanierungszyklus liegen. Bei der zusätzlichen Sanierung zeigt sich außerdem ein direkter Umstieg auf das energieeffizientere Sanierungspaket 2 (vergleiche Kapitel 3.3.4). Ein ähnlicher Effekt ist ebenfalls beim Neubau zu beobachten. Hier erfolgt eine Umstellung vom Standard EnEV 2016 auf KfW 40.

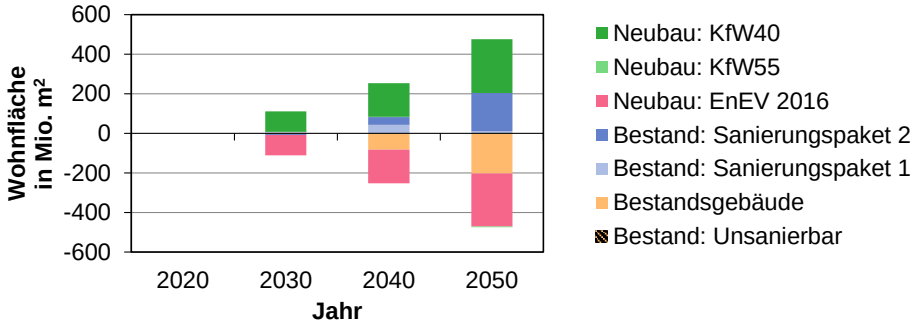


Abbildung 5.32: Veränderung des Wohngebäudebestands anhand der Wohnfläche nach energetischem Sanierungsstand in Szenario 95 gegenüber Szenario 80

Basierend auf der dargestellten Bestandsentwicklung lässt sich die jährliche energetische Sanierungsrate bestimmen. Bedingt durch den unterstellten Sanierungszyklus stehen in jedem Jahr Sanierungsmaßnahmen für 2,5% des Gebäudebestands an. Für diese Gebäude fallen folglich nur die energiebedingten Mehrkosten bei der energetischen Sanierung an. Abbildung 5.33 ist zu entnehmen, dass diese Grenze an einer Stelle in *Szenario 80* im Jahr 2030 mit 2,7% bei den Mehrfamilienhäusern überschritten wird. Folglich entfallen bei der energetischen Sanierung von 0,2% des Gebäudebestands die Vollkosten der getroffenen Sanierungsmaßnahmen an. Dieses Modellverhalten ist auf die beschriebenen Effekte der myopischen Systemtransformation aus Kapitel 4.3 zurückzuführen. In der Realität würde eine Verschiebung der Sanierungsmaßnahmen in eine frühere oder nachfolgende Periode stattfinden. Über alle Gebäudetypen liegt die durchschnittliche jährliche Sanierungsrate bei 1,3% in *Szenario 80*. Diese steigt in *Szenario 95* auf 1,5% pro Jahr an.

Darüber hinaus zeigt sich in beiden Szenarien das Verhalten, dass die energetische Sanierungsrate nach einem Anstieg bis zum Jahr 2030 bis zum Jahr 2040 zunächst abnimmt und anschließend bis 2050 wieder ansteigt. Dieser Effekt wird durch die relativen CO_2-Vermeidungskosten in den unterschiedlichen Perioden bestimmt. Der Zeitraum bis zum Jahr 2030 zeichnet sich durch einen geringen Anteil erneuerbarer Energien an der Strom- und Wärmeerzeugung ab. Aus diesem Grund besitzen Energieeinsparmaßnahmen in diesem Zeitraum ein höheres CO_2-Vermeidungspotenzial als in späteren Perioden. Umgekehrt liegt insbesondere für strombasierte Heiztechnologien, wie Wärmepumpen, ein höheres CO_2-Vermeidungspotenzial bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung vor.

In der weiteren Auswertung zeigt sich, dass im Zeitraum bis zum Jahr 2030 ebenfalls verstärkt effiziente Haushaltsgeräte und Beleuchtungen in den Gebäuden zum Einsatz kommen. Hierbei machen Wärmepumpen nur einen sehr geringen Anteil an der

Wärmeversorgung aus. Dieser steigt jedoch signifikant ab dem Stützjahr 2040 an. Im Jahr 2050 werden sowohl auf der Versorgungs- als auch auf der Nachfrageseite Maßnahmen ergriffen, um die gesetzten CO_2-Reduktionsziele einzuhalten. Insbesondere in *Szenario 95* steigt die durchschnittliche Sanierungsrate nochmals im Zeitraum zwischen 2040 und 2050 zum Teil über 2% an.

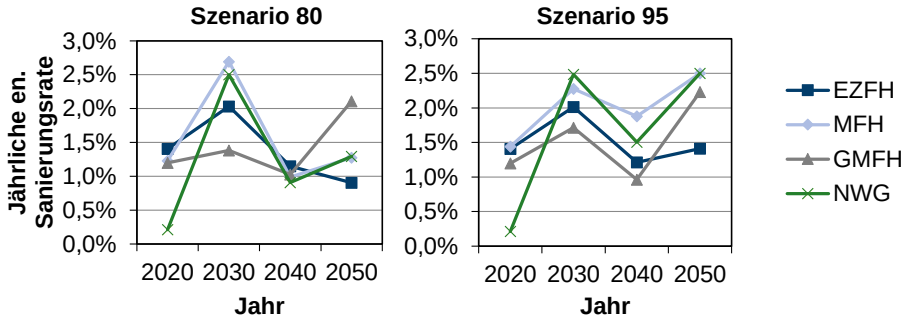


Abbildung 5.33: Vergleich der Entwicklung der jährlichen energetischen Sanierungsrate nach Gebäudetyp in Szenario 80 und Szenario 95

Um die entsprechenden Effizienzgewinne im Gebäudesektor aufzuzeigen, ist in Abbildung 5.34 der spezifische Endenergieverbrauch der Wohngebäude dargestellt. Neben einem generellen Rückgang des Wärmebedarfs aufgrund der Sanierungsmaßnahmen ist die Elektrifizierung des Sektors deutlich zu erkennen. Infolgedessen sinkt der gesamte spezifische Endenergieverbrauch im Durchschnitt in *Szenario 80* um 53% auf ca. 81 kWh/(m²a) und in *Szenario 95* um 61% auf 66 kWh/(m²a).

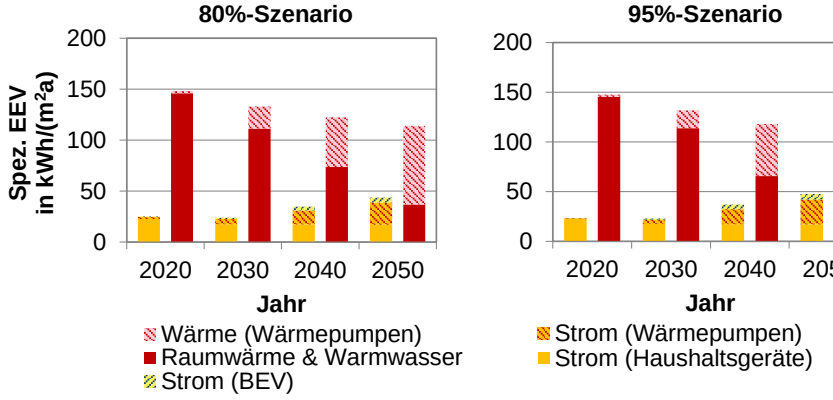


Abbildung 5.34: Vergleich der Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs (EEV) in Wohngebäuden nach Nutzung in Szenario 80 und Szenario 95

Bei den eingesetzten Haushaltsgeräten und Leuchtmitteln ist ebenfalls ein deutlicher Umstieg auf energieeffiziente Alternativen im Zeitraum bis 2030 ersichtlich. Wie Abbildung 5.35 zeigt, stellt sich frühzeitig ein Gleichgewicht zwischen Referenztechnologien sowie den effizienten Alternativtechnologien ein, welches sich im Zeitraum zwischen 2030 und 2050 nur geringfügig verändert. Vor allem bei der Beleuchtung erweist sich der Umstieg auf die LED-Technik als wirtschaftliche Option zur Energieeinsparung und somit

zur CO_2-Vermeidung. Die eingesetzten Technologien führen insgesamt zu einer Reduktion der Stromnachfrage in diesem Bereich um bis zu 48% im Jahr 2050 gegenüber 2020 in beiden Szenarien.

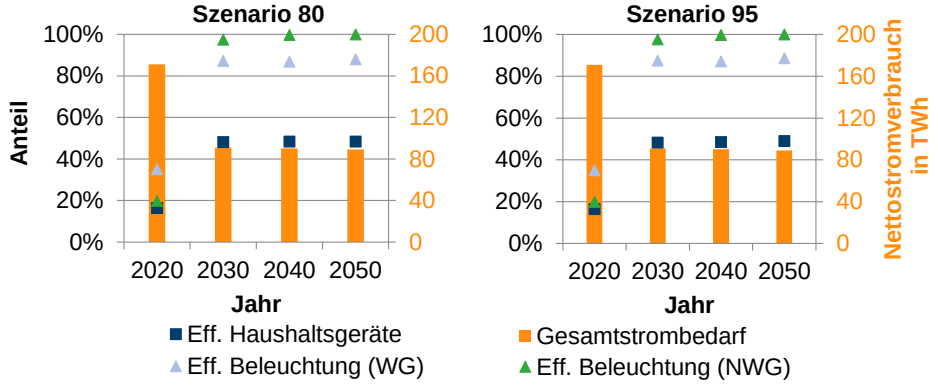


Abbildung 5.35: Vergleich der Entwicklung des Anteils effizienter Haushaltsgeräte und Beleuchtungen am jeweiligen Gerätebestand sowie des resultierenden Strombedarfs in Szenario 80 und Szenario 95

Ergänzend zur Betrachtung der Wohngebäudeentwicklung wird in Abbildung 5.36 die Bestandsentwicklung im Nichtwohngebäudebereich dargestellt. Im Gegensatz zur Nettozunahme der Wohnfläche sinkt die Nutzfläche der Nichtwohngebäude bis 2050 um 15%. Der Anteil der energetisch sanierten Bestandsgebäude liegt hier bei 36% im Jahr 2050 in *Szenario 80* und bei 50% in *Szenario 95*. Aufgrund der hohen angenommenen Effizienzstandards beim Neubau von Nichtwohngebäuden und den vergleichsweise geringen Kosten werden hierbei die als Standard definierten Maßnahmen (vergleiche Kapitel 3.3.4) umgesetzt.

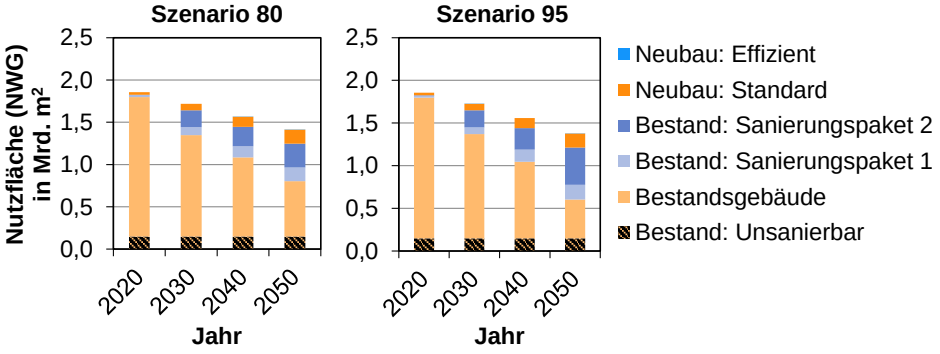


Abbildung 5.36: Vergleich der Entwicklung des Nichtwohngebäudebestands anhand der Nutzfläche nach energetischem Sanierungsstand in Szenario 80 und Szenario 95

b. Wärmebereitstellung

In Bezug auf die Wärmebereitstellung für den Gebäudesektor wird zunächst auf deren Struktur und anschließend auf die zugrundeliegenden Technologien und Energieträger eingegangen. Hierzu wird in Abbildung 5.37 die Entwicklung der Anteile der Fern- und Nahwärme (vergleiche Kapitel 4.4) sowie der dezentralen Wärmeversorgung aufgezeigt. Trotz des technologischen Wandels im Gebäudesektor sind strukturelle Veränderungen hinsichtlich des Anteils der dezentralen Wärmeversorgung vergleichsweise gering. Dieser steigt in *Szenario 80* von 70% auf 75% an bzw. sinkt in *Szenario 95* auf 66% ab. Die größten Veränderungen liegen im Bereich der Fernwärmeversorgung vor. Deren Anteil an der Gebäudewärmeversorgung sinkt in beiden Szenarien bis 2050 auf 1-2%. Dieser Effekt beruht auf den geringeren Skaleneffekten beim Ausbau strom- oder biomassebasierter Heiztechnologien. Folglich reichen die Kosteneinsparungen beim Bau eines großen, zentralen Heizwerks nicht aus, um die Kosten für den Ausbau eines Fernwärmenetzes zu kompensieren. Jedoch profitieren Nahwärmelösungen von diesem Effekt. Ihr Anteil steigt bis 2050 auf 23% in *Szenario 80* bzw. auf 33% in *Szenario 95* an. Bis zu dieser Größenordnung reichen die Kosteneinsparungen beim Ausbau größer skalierter Wärmepumpen und Biomasseheizanlagen zur Kompensation der zusätzlichen Wärmenetzkosten aus. Da sich der Gesamtanteil der Nah- und Fernwärme in Summe nur geringfügig bis zum Jahr 2050 verändert, kann die Teilung aktueller Fernwärmestrukturen in kleinere Einheiten eine potenzielle Option zur zukünftigen Wärmeversorgung darstellen.

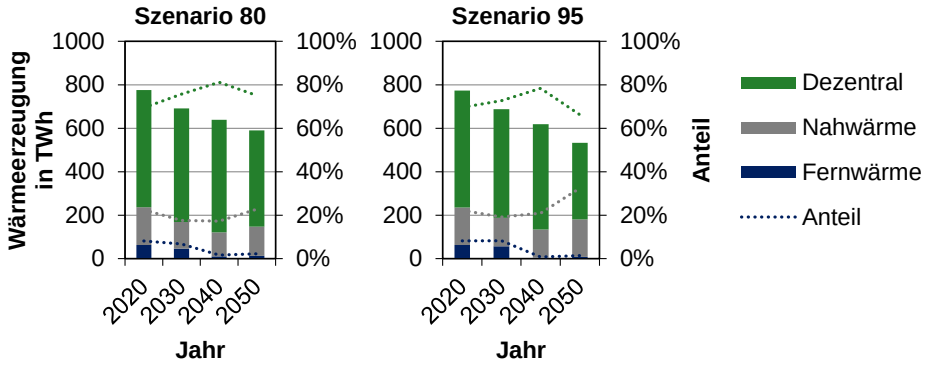


Abbildung 5.37: Vergleich der Entwicklung des Anteils der Fern- und Nahwärme sowie der dezentralen Erzeugung an der Raumwärme- und Warmwasserversorgung in Szenario 80 und Szenario 95

Bei der in Abbildung 5.38 geschilderten Entwicklung der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung nach Energieträger ist die deutliche Elektrifizierung des Sektors zu erkennen. Der Anteil von Wärmepumpen an der Gebäudewärmeversorgung erhöht sich in *Szenario 80* auf bis zu 68% und in *Szenario 95* auf bis zu 83%. Diese ersetzen bis zum Jahr 2040 vor allem die vornehmlich auf Braun- und Steinkohle basierte Fernwärmeerzeugung. Während in *Szenario 80* in 2050 noch ein Anteil von 17% der Wärmeversorgung über fossiles Erdgas abgedeckt wird, erfolgt in *Szenario 95* eine fast vollständige Verdrängung fossiler Energieträger. Diese werden durch den weiteren Ausbau von Wärmepumpen und den Einsatz von wasserstoffbasierten Technologien (z.B. SOFC) ersetzt.

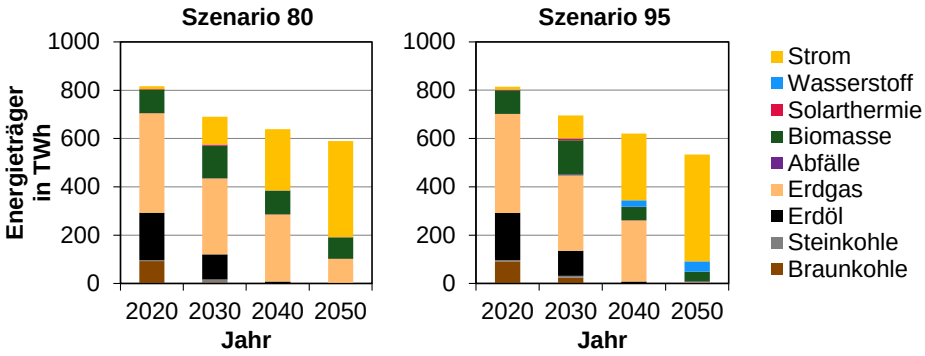


Abbildung 5.38: Vergleich der Entwicklung der Raumwärme- und Warmwasserversorgung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

5.1.4 Industrie- und Gewerbesektor

Mit dem deutlichen Anstieg des BIP bis zum Jahr 2050 geht auch die Annahme eines Wachstums der Bruttowertschöpfung (BWS) um +47% gegenüber 2015 einher (vergleiche Kapitel 3.4.1). Bedingt durch die exogen bestimmten Energieeffizienzmaßnahmen im Industriesektor bleibt der Prozesswärmebedarf jedoch auf einem konstanten Niveau, trotz steigender Bruttowertschöpfung (siehe Abbildung 5.39). Beim Nettostrombedarf ist hingegen ein Anstieg durch die zunehmende Elektrifizierung der Prozesswärmebereitstellung zu verzeichnen. In *Szenario 95* sind ab 2040 zusätzliche Elektrifizierungsmaßnahmen gegenüber *Szenario 80* zu erkennen. Insgesamt erhöht sich der Nettostromverbrauch um ca. +28% in *Szenario 80* und um ca. +42% in *Szenario 95.*

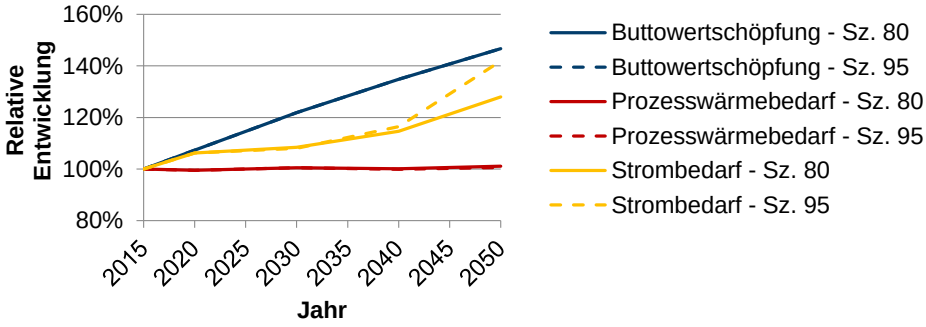


Abbildung 5.39: Vergleich der relativen Entwicklung der Bruttowertschöpfung, des Prozesswärme- und Strombedarfs des Industriesektors gegenüber 2015 in Szenario 80 und Szenario 95

Bei der Analyse der Ergebnisse des Industriesektors wird nachfolgend zunächst auf die Entwicklungen der im Detail abgebildeten, energieintensiven Industrieprozessen eingegangen. Im Anschluss werden der allgemeine Prozesswärmebedarf sowie dessen Bereitstellung in den anderen Industriebereichen beschrieben.

a. Industrieprozessentwicklung

Der Stahlherstellungsprozess stellt einen der energie- und CO_2-intensivsten Industriebereiche in Deutschland dar. Neben dem Recycling von Stahl über Elektrolichtbogenöfen kommt zur Rohstahlerzeugung derzeit nur der Hochofenprozess in entsprechenden Hüttenwerken zum Einsatz. Zur Einhaltung der CO_2-Reduktionsziele zeigt sich jedoch in Abbildung 5.40 in beiden Szenarien, dass das Direktreduktionsverfahren über Wasserstoff zukünftig eine wichtige Alternative ist. Das Verfahren ersetzt in beiden Szenarien sukzessive den Hochofenprozess bis zu einem Marktanteil im Jahr 2050 von 66% (*Szenario 80*) bzw. 100% (*Szenario 95*) an der Rohstahlerzeugung.

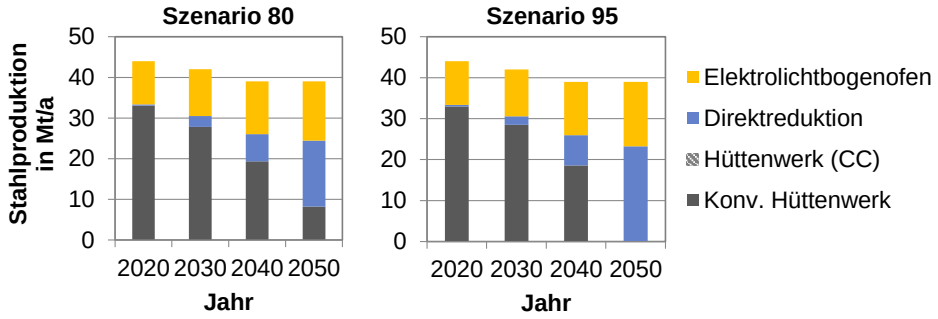


Abbildung 5.40: Vergleich der Entwicklung der Stahlproduktion nach Verfahren in Szenario 80 und Szenario 95

Aus der Prozessumstellung bei der Stahlerzeugung sowie dem Rückgang der Jahresproduktionsmenge (vergleiche Kapitel 3.4.1) zeigt sich ebenfalls eine Veränderung der nötigen Energieträger zur Stahlproduktion (siehe Abbildung 5.41). Der Anteil von Kohle bzw. Koks als Energieträger wird zunehmend von Wasserstoff und Methan abgelöst.

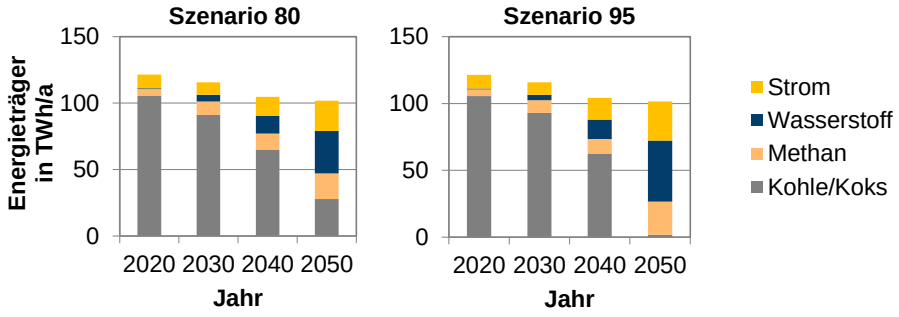


Abbildung 5.41: Vergleich der Entwicklung des Endenergiebedarfs der Stahlproduktion nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

Für den Zementherstellungsprozess zeigen sich ebenfalls Verschiebungen beim Einsatz der Energieträger zur Prozesswärmebereitstellung. Diese entsprechen weitestgehend den allgemeinen Veränderungen des Brennstoffmix zur Prozesswärmeerzeugung, welche im Folgenden vorgestellt werden. Die modellierte Option der CO_2-Abscheidung bzw. deren Integration in einen CCU-Prozess stellt in beiden Szenarien, unter den gegebenen Rahmenbedingungen, keine Option dar.

b. Prozesswärmebereitstellung

Die gesamte Prozesswärmebereitstellung aller Industriebereiche wird in Abbildung 5.42 anhand des Brennstoffeinsatzes verdeutlicht. Es zeigt sich, dass insbesondere Biomasse als Energieträger für den Industriesektor an Bedeutung gewinnt. In *Szenario 80* bzw. *Szenario 95* steigt ihr Anteil bis zum Jahr 2050 auf 33% bzw. 37% an. Durch die zunehmende Umstellung auf strombasierte Verfahren steigt deren Anteil auf bis zu 15% bzw. 26% an. Dies wird ebenfalls durch den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger ergänzt. Dieser macht in 2050 einen Anteil von 6% bzw. 22% aus. Zusammen verdrängen diese drei vornehmlich regenerativ gewonnenen Energieträger fossile Energieträger aus dem System.

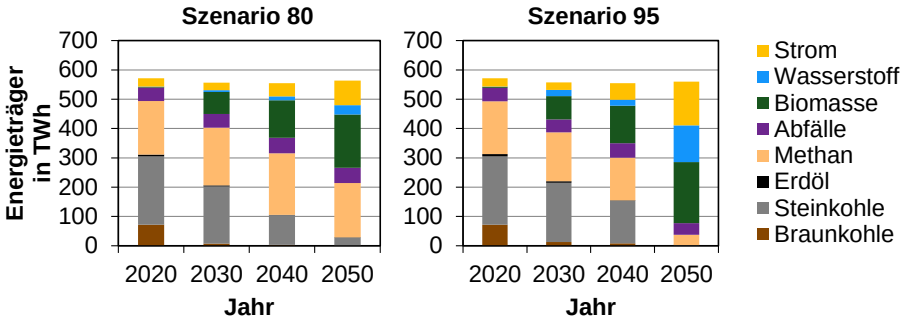


Abbildung 5.42: Vergleich der Entwicklung des Endenergiebedarfs der sonstigen Industriebereiche nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

Während in *Szenario 80* in 2050 noch 5% des Energiebedarfs über Steinkohlen und 33% über Erdgas gedeckt wird, stellen sie in *Szenario 95* keine Option dar. Der verbleibende Einsatz von 6% Methan als Energieträger wird über Biomethan abgedeckt. Mit Anteilen von 9% bzw. 7% werden im Industriesektor in beiden Szenarien jedoch noch anfallende nichterneuerbare Abfälle energetisch verwertet. Diese Unterschiede sind auch in Abbildung 5.43 zu erkennen, die Veränderungen aus *Szenario 95* gegenüber *Szenario 80* aufzeigt. Hierbei ist außerdem der bereits im Rahmen des Primärenergiebedarfs (siehe Kapitel 5.1.1) beschriebene Effekt der zusätzlichen Kohlenutzung in den Jahren 2030 und 2040 zu sehen.

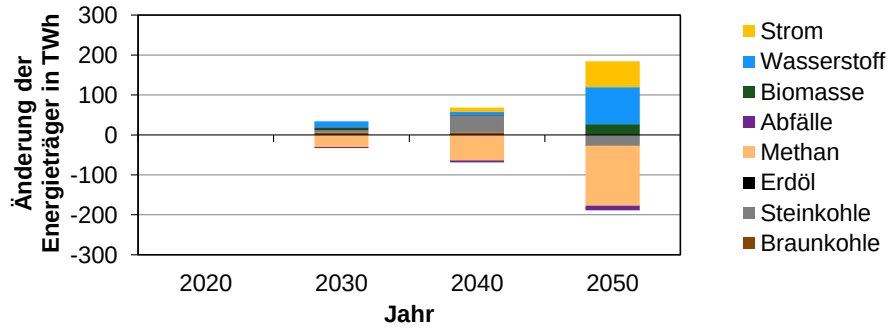


Abbildung 5.43: Veränderung des Endenergiebedarfs der sonstigen Industriebereiche nach Energieträger in Szenario 95 gegenüber Szenario 80

Im Folgenden wird auf die auf die Prozesswärmebereitstellung der sonstigen Industriebereiche eingegangen, ohne die gesondert betrachtete Stahl- und Zementherstellung. Für diese Industriebereiche wird die Prozesswärmebereitstellung nach Temperaturniveau beschrieben.

Bei der Hochtemperaturprozesswärme (> 500°C) gelten besondere Anforderungen an die zugrundeliegenden Technologien bzw. Prozesse. Zur Erreichung des geforderten Temperaturniveaus werden nur induktive Verfahren sowie solche, basierend auf der direkten Verbrennung, berücksichtigt. Im Fall der Biomasse wird unterstellt, dass sich nur aufbereitete Bioöle und -kohlen zur Bereitstellung der entsprechenden Temperaturen eignen. Diese erreichen gemäß Abbildung 5.44 bei der HT-Prozesswärmeerzeugung einen Anteil von bis zu 65% in *Szenario 80* und 78% in *Szenario 95*. Somit stellt insbesondere Biokohle einen potenziell wichtigen Energieträger im zukünftigen Industriesektor dar. Der Einsatz der Biomasse wird dabei in *Szenario 80* durch fossiles Erdgas ergänzt. Hingegen wird die Biomasse in *Szenario 95* durch den Einsatz von Wasserstoff flankiert. Im Jahr 2030 zeigt sich in *Szenario 95* zudem die punktuelle Nutzung von Wasserstoff zur Einhaltung der vorgegebenen Klimaziele. Im Jahr 2040 wird dieser aufgrund intersektoraler Verschiebungen wieder verdrängt, durch die Verwendung von noch vorhandenen erdgasbasierten Feuerungskapazitäten. Unter realen Bedingungen ist mit keinem Rückgang des Wasserstoffeinsatzes im Jahr 2040 zu rechnen. Dieser Effekt ist auf die myopische Transformationspfadanalyse zurückzuführen (vergleiche Kapitel 4.3.3).

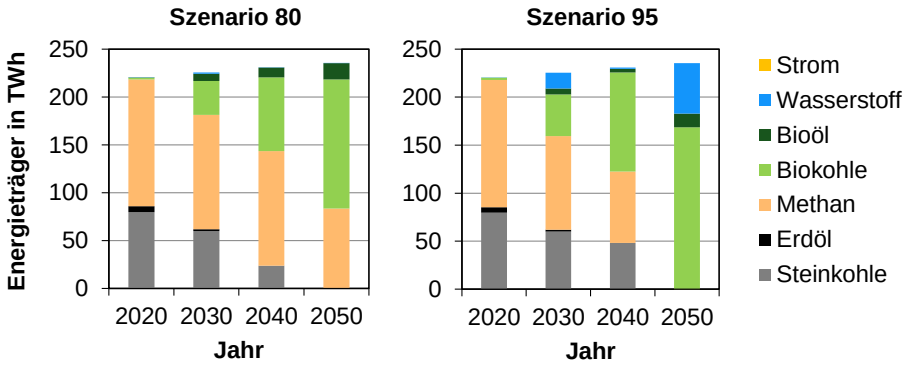


Abbildung 5.44: Vergleich der Entwicklung der Hochtemperaturprozesswärmebereitstellung (> 500°C) nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

Die Bereitstellung der Mitteltemperaturprozesswärme zeichnet sich durch die effizienteste Umsetzung der nicht-erneuerbaren Abfälle aus. In Abbildung 5.45 wird deutlich, dass diese bis zum Jahr 2050 in beiden Szenarien an dieser Stelle eingesetzt werden. In beiden Szenarien ist ergänzend eine zunehmende Elektrifizierung zu erkennen, bis zu einem Anteil von ca. 27% bzw. 43%. In *Szenario 80* wird dies durch einen Anteil von 30% Erdgas komplementiert und in *Szenario 95* durch etwa 16% an pelletierter Biomasse. Bei der Darstellung der Zwischenjahre ist außerdem im Jahr 2040 in *Szenario 95* der gleiche Effekt wie bei der HT-Prozesswärme zu erkennen. Aufgrund der fixen CO_2-Reduktionsziele kommt es auch hier zu intersektoralen Verschiebungen und den punktuellen Einsatz von geringen Mengen an Erdgas und -öl als Brennstoff.

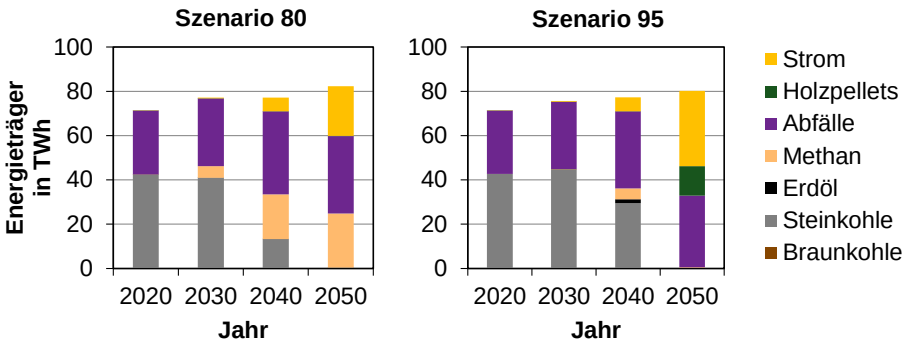


Abbildung 5.45: Vergleich der Entwicklung der Mitteltemperaturprozesswärmebereitstellung (100-500°C) nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

Zur Bereitstellung der Niedertemperaturprozesswärme (< 100°C) eignet sich ein breiteres Spektrum an möglichen Verfahren. Zum einen werden Wärmepumpen für diesen Temperaturbereich eingesetzt. Zum anderen kann die Abwärme aus Hochtemperaturbrennstoffzellen genutzt werden. Außerdem muss verwendete Biomasse weniger stark aufbereitet sein. In Abbildung 5.46 ist die zeitliche Entwicklung der NT-Prozesswärmebereitstellung dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Wärmeerzeugung im Jahr 2020 fast ausschließlich über Braunkohle erfolgt, welche bis zum Jahr 2030 fast vollständig aus dem System verschwindet. Diese stammt überwiegend aus der Abwärmenutzung braunkohlebasierter KWK-Kraftwerke. Bedingt durch die mangelhafte Datenlage liegen insbesondere zur Bereitstellung der NT-Prozesswärme im Jahr 2020 noch deutliche Überkapazitäten der Anlagen vor. Dies ermöglicht die drastische Umstellung in dem kurzen Zeitraum. Ab 2030 kann jedoch von einem eingeschwungenen System ausgegangen werden. Dieses zeigt eine Entwicklung in *Szenario 80* hin zu einem Anteil von 60% Biomasse, 27% Strom und 13% Erdgas im Jahr 2050. In *Szenario 95* überwiegt der Anteil strombasierter Technologien mit 51%, gefolgt von 26% Biomasse, 16% nicht-erneuerbare Abfälle und 7% Wasserstoff. Die Verschiebung der nicht-erneuerbaren Abfälle in diesen Bereich in *Szenario* 95 erfolgt aufgrund der zwingend erforderlichen energetischen Verwertung und mangels besserer Alternativen.

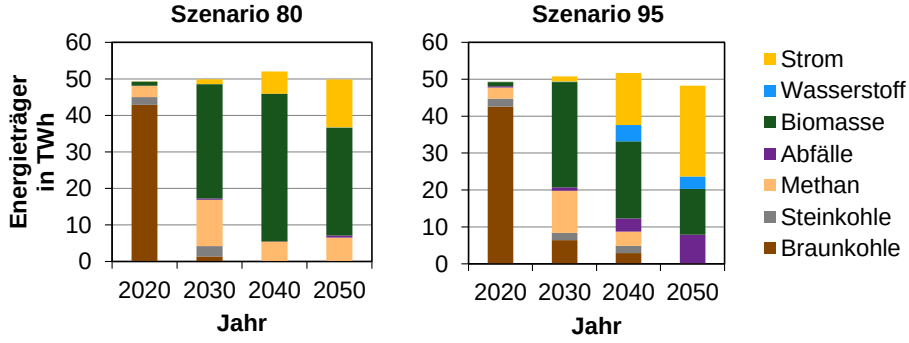


Abbildung 5.46: Vergleich der Entwicklung der Niedertemperaturprozesswärmebereitstellung (< 100°C) nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

5.1.5 Verkehrssektor

Entgegen dem Vorgehen bei den anderen Nachfragesektoren wird im Verkehrssektor zunächst die Kraftstoffbereitstellung erläutert. Diese dient als Grundlage zur späteren Interpretation der im Anschluss präsentierten Ergebnisse zur Entwicklung der Fahrzeugbestände.

a. Kraftstoffbereitstellung

Im Rahmen der Kraftstoffbereitstellung wird zunächst auf die drei wichtigsten derzeitigen Flüssigkraftstoffarten, Ottokraftstoff, Dieselkraftstoff und Flugturbinenkraftstoff, eingegangen. Für diese wird jeweils zuerst die Versorgungsstruktur inklusive der Substitution durch alternative Kraftstoffe aufgezeigt und anschließend die Kraftstoffverteilung auf die einzelnen Verkehrsbereiche. Ergänzend wird diese Verteilung ebenfalls für den Einsatz von Strom und Wasserstoff im Verkehrsbereich beschrieben. Deren Erzeugung wird bereits in Kapitel 5.1.2 erklärt.

Bei der Kraftstoffbereitstellung für Ottomotoren wird zum einen zwischen unterschiedlichen fossilen Kraftstoffen unterschieden. Diese umfassen konventionellen Ottokraftstoff (Fos. Benzin), Autogas bzw. Liquefied Petroleum Gas (LPG) sowie Erdgas in Form von Compressed Natural Gas (CNG) und Liquefied Natural Gas (LNG). Zum anderen werden unterschiedliche synthetische und biogene Alternativen berücksichtigt. Hierbei wird zwischen Synthetic Natural Gas (SNG) und synthetischem Ottokraftstoff über die Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Benzin) sowie Kraftstoff auf Bioethanolbasis (E85) differenziert. Bei der dargestellten Entwicklung in Abbildung 5.47 ist anzumerken, dass die bei der Modellvalidierung (siehe Kapitel 4.1.2) angesprochenen Effekte zu einer Verschiebung des Otto- und Dieselkraftstoffeinsatzes im Jahr 2020, zugunsten des Ottokraftstoffs, führen. Des Weiteren wird die Beimischung geringer Mengen biogener Kraftstoffe zum konventionellen Benzin (E5/E10) unter der Kategorie des fossilen Benzins zusammengefasst und anhand der spezifischen CO_2-Emissionen im Modell berücksichtigt. Es sind auch die spezifischen Emissionsvorteile von Erdgas, die zu einer frühzeitigen Umstellung auf erdgasbasierte Kraftstoffe in beiden Szenarien führen. In *Szenario 80* erreichen diese einen Anteil an der (alternativen) Ottokraftstoffversorgung von bis zu 92% im Jahr 2050, ergänzt durch LPG. In Summe entspricht die bereitgestellte Energie in 2050 ca. 107 TWh. Diese wird in *Szenario 95* weiter reduziert und mit ca. 32 TWh/a auf E85 umgestellt.

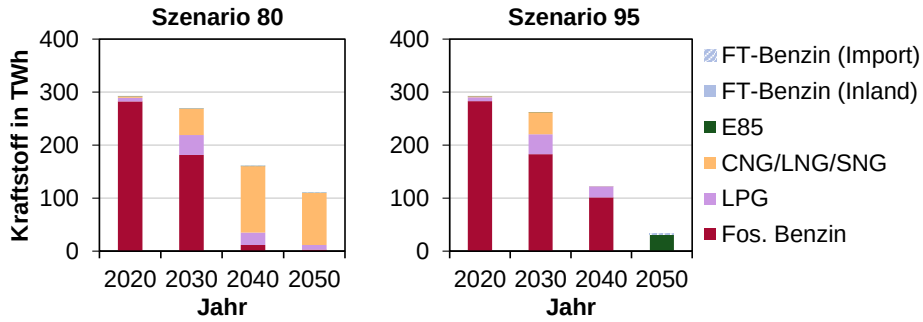


Abbildung 5.47: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Ottokraftstoffbereitstellung nach Kraftstoffart in Szenario 80 und Szenario 95

Der Einsatz der (alternativen) Ottokraftstoffe beschränkt sich aktuell bei den betrachteten Transportmitteln ausschließlich auf den Straßenverkehr und insbesondere den Pkw-Verkehr. Entsprechend den Angaben in Abbildung 5.48 bleibt der Pkw-Bereich in beiden Szenarien auch in Zukunft der größte Verbraucher für (alternative) Ottokraftstoffe. Die alternativen Ottokraftstoffe sorgen jedoch auch für einen geringfügigen Einsatz in Lkw, Kleintransportern und Bussen. Im Jahr 2050 in *Szenario 80* besitzen Lkw einen Anteil von ca. 24%, Kleintransporter von ca. 18% und Busse von ca. 13% am entsprechenden Kraftstoffabsatz. In *Szenario 95* werden für diese Transportmittel nur noch marginale Mengen eingesetzt.

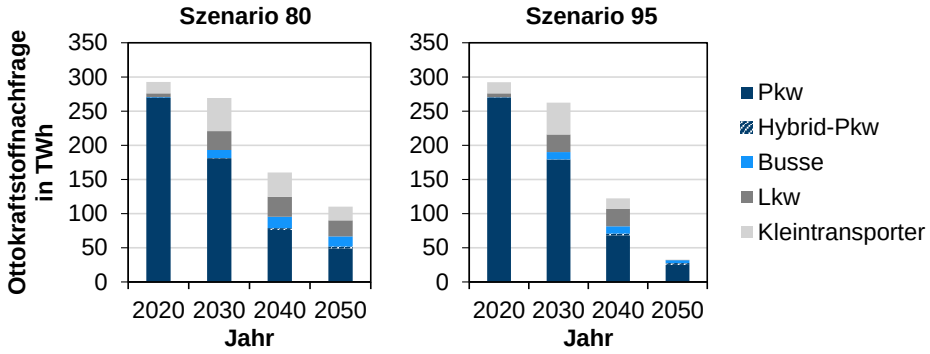


Abbildung 5.48: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Ottokraftstoffnachfrage nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95

Im Fall von (alternativem) Dieselkraftstoff wird zwischen konventionellem fossilem Dieselkraftstoff (Fos. Diesel), Biodiesel und synthetischem Fischer-Tropsch-Diesel (FT-Diesel) differenziert. Wie Abbildung 5.49 zeigt, bleibt die Zusammensetzung der Dieselkraftstoffbereitstellung in *Szenario 80* nahezu konstant. Die Absatzmenge sinkt jedoch bis zum Jahr 2050 auf nur etwa 41 TWh ab. Im Gegensatz zum Ottokraftstoff ist hierbei jedoch in *Szenario 95* kein weiterer Rückgang der Dieselkraftstoffnachfrage festzustellen. Stattdessen erfolgt die Dieselkraftstoffbereitstellung ausschließlich über importierten, erneuerbaren FT-Diesel.

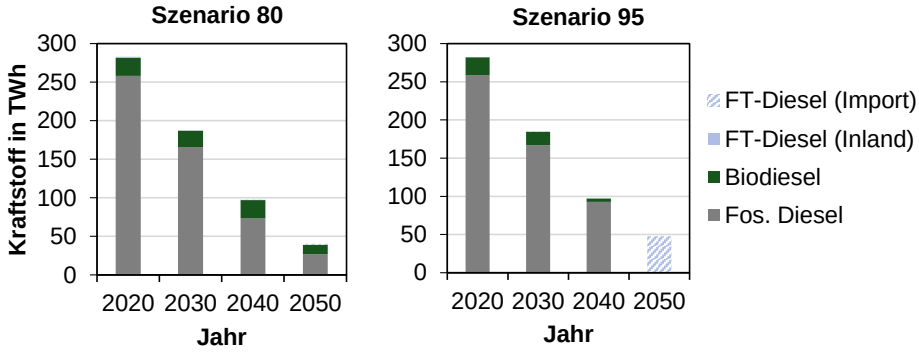


Abbildung 5.49: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Dieselkraftstoffbereitstellung nach Kraftstoffart in Szenario 80 und Szenario 95

Die größten Abnehmer für (alternativen) Dieselkraftstoff sind der Lkw- und Pkw-Verkehr (siehe Abbildung 5.50). Beide Verkehrsbereiche bleiben demnach auch in Zukunft in beiden Szenarien die größten Verbraucher. Im Jahr 2050 machen die Lkw einen Anteil von 58% in *Szenario 80* bzw. 38% in *Szenario 95* aus.

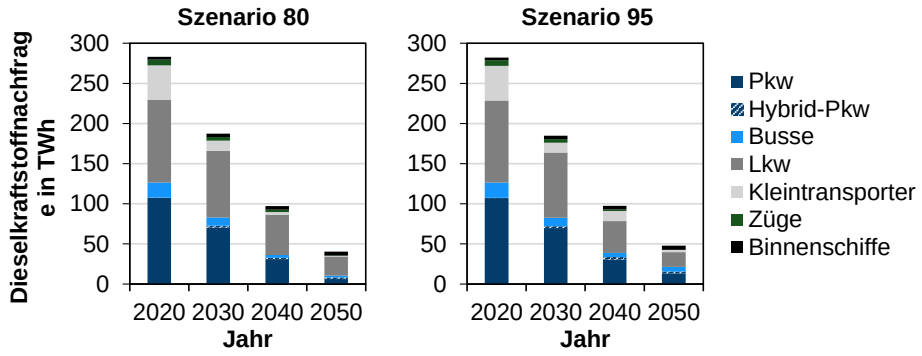


Abbildung 5.50: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Dieselkraftstoffnachfrage nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95

Für die Abnahme von Flugturbinenkraftstoff kommt lediglich der Flugverkehr als Abnehmer in Frage. Dessen Versorgung beruht in *Szenario 80* bis zum Jahr 2050 weiterhin auf konventionellem, fossilem Kerosin. In *Szenario 95* erfolgt bis zum Jahr 2050 jedoch eine vollständige Umstellung auf importiertes, erneuerbares Fischer-Tropsch-Kerosin.

Die Zusammensetzung der Verfahren bzw. Energieträger bei der Wasserstoff- und Stromerzeugung sind Kapitel 5.1.2 zu entnehmen. Nachfolgend werden nur die Verbraucher dieser beiden Energieträger im Verkehrsbereich beschrieben.

In Abbildung 5.51 ist die jährliche Wasserstoffnachfrage nach Verkehrsmittel aufgeführt. Die höchste Nachfrage liegt auch hier im Lkw- und Pkw-Bereich vor. In *Szenario 80* steigt diese bis zum Jahr 2050 auf 112 TWh/a an. Sie verteilt sich zu ca. 43% auf Lkw, zu ca. 36% auf Pkw, zu ca. 11% auf Kleintransporter, zu ca. 6% auf Züge und zu ca. 4% auf Busse.

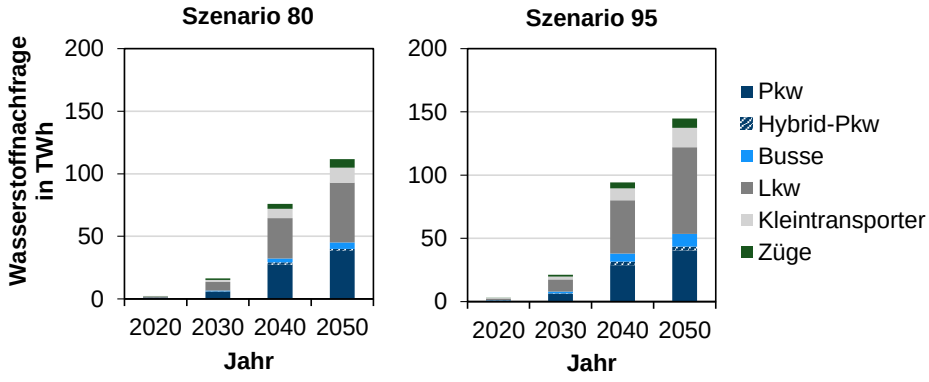


Abbildung 5.51: Vergleich der Entwicklung der Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95

Insgesamt steigt die verkehrsbedingte Wasserstoffnachfrage in *Szenario 95* auf etwa 145 TWh in 2050 an. Dabei findet anteilig eine Verschiebung in den Schwerlastverkehr statt. Der Anteil des Lkw-Verkehrs steigt auf ca. 47% an, der Anteil des Pkw-Verkehrs sinkt auf ca. 30% und des Kleintransporter-Verkehrs auf ca. 10% ab. Im Gegenzug steigt der Anteil Zugverkehrs auf ca. 7% und des Busverkehrs auf ca. 5% an.

Bei der Stromnachfrage des Verkehrssektors ist in Abbildung 5.52 ein Anstieg auf insgesamt etwa 40 TWh/a in *Szenario 80* und etwa 49 TWh/a in *Szenario 95* zu erkennen. Der Pkw-Verkehr hält hieran in 2050 einen Anteil von 65-66%. Als weiterer relevanter Verbraucher ist der Zugverkehr mit einem Anteil von ca. 20% in *Szenario 80* und von ca. 17% in *Szenario 95* zu nennen. Die Kleintransporter kommen auf einen Anteil von 14% in *Szenario 80* bzw. 18% in *Szenario 95*.

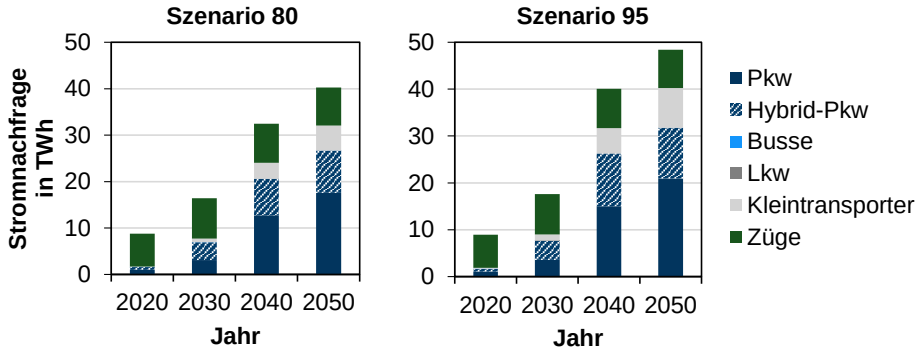


Abbildung 5.52: Vergleich der Entwicklung der Stromstoffnachfrage im Verkehrssektor nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95

b. Fahrzeugbestandsentwicklung

Anknüpfend an die beschriebene Entwicklung der Kraftstoffzusammensetzung und -verteilung folgt die Untersuchung der Fahrzeugbestandsentwicklungen anhand der eingesetzten Antriebstechnologie. Generell wird hierbei zwischen batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen (BEV), brennstoffzellenelektrischen Fahrzeugen (FCEV) und Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor differenziert. Ergänzend zu den BEV werden in manchen Bereichen Fahrzeuge mit Oberleistungsanbindung (OHW) berücksichtigt. Bei den Verbrennungsmotoren wird zudem zwischen Dieselmotoren bzw. Compression Ignition Engines (CIE) und Ottomotoren bzw. Spark Ignition Engines (SIE) unterschieden. Entsprechend den Annahmen zur zukünftigen Entwicklung dieser Antriebstechnologien wird von einer zunehmenden Hybridisierung ausgegangen. Infolgedessen werden die Fahrzeuge weiter in Hybridantriebe ohne externe Ladung (H-) und Plug-In-Hybride (PIH-) mit externer Ladungsmöglichkeit unterteilt. Eine detaillierte Beschreibung der Antriebsstränge findet sich in Kapitel 3.5.3.

Personenverkehr

Im Pkw-Bereich ist in Abbildung 5.53 eine Entwicklung hin zu einem breiten Spektrum an Antriebstechnologien festzustellen. Die Flottenanteile der Pkw mit Otto- und Dieselmotor gehen deutlich in beiden Szenarien zurück und werden durch elektrische Antriebsalternativen ersetzt. Die Transportleistungsnachfrage sinkt bis zum Jahr 2050 in beiden Szenarien

um etwa 9% auf 967 Mrd. pkm/a. In *Szenario 80* stellt sich in 2050 eine Pkw-Flottenzusammensetzung aus 31% FCEV, 27% (H-)SIEV, 23% BEV, 4% (H-)CIEV sowie in Summe 15% Plug-In-Hybriden ein. Hierbei stellt sich die Flottenzusammensetzung im Pkw-Bereich als besonders sensitiv gegenüber den angenommenen Fahrzeugkosten heraus. In Anhang G, Abbildung G.2, finden sich die Ergebnisse einer durchgeführten Sensitivitätsanalyse.

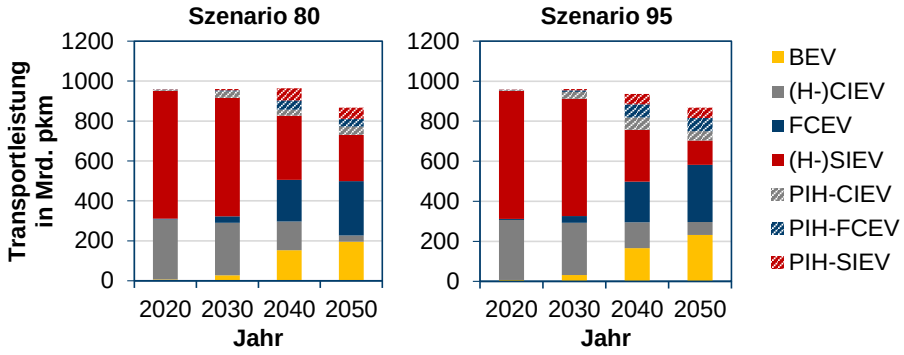


Abbildung 5.53: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Pkw-Bereich nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95

In *Szenario 95* liegt eine ähnliche Verteilung der Antriebstechnologien wie in *Szenario 80* vor. Jedoch zeigt die Detailanalyse der Änderungen in *Szenario 95* gegenüber *Szenario 80* in Abbildung 5.54 eine weitere Elektrifizierung im Pkw-Verkehr. Durch eine Absenkung des Einsatzes von (hybriden) Ottomotoren auf einen Anteil von 14% kann der Anteil der FCEV auf 33%, der BEV auf 27% und der Plug-In-Hybride auf 19% angehoben werden. Außerdem zeigt sich ein Anstieg des Einsatzes (hybrider) Dieselmotoren auf 7%. Dieser Effekt wird durch die vollständige Umstellung auf synthetischen Dieselkraftstoff in *Szenario 95* begünstigt.

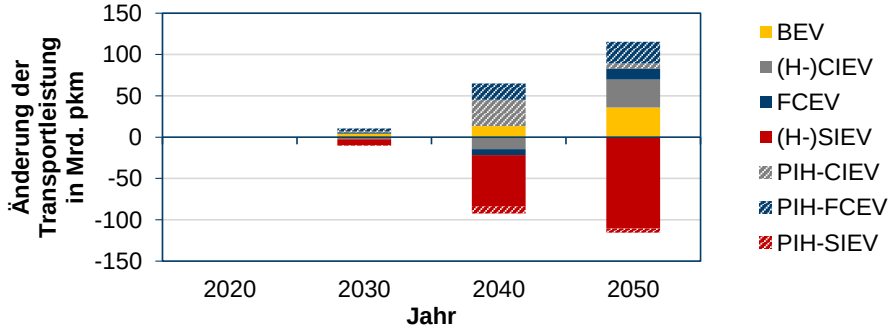


Abbildung 5.54: Änderung der Transportleistungsbereitstellung im Pkw-Bereich nach Antriebsart in Szenario 95 gegenüber Szenario 80

Der öffentliche Personenverkehr im Bereich der Busse trägt anteilig deutlich weniger zur Personentransportleistung bei als der Pkw-Bereich. Jedoch wird für diesen ein Anstieg der nachgefragten Transportleistung bis 2050 um 40% auf 100 Mrd. pkm/a angenommen (vergleiche Kapitel 3.5.1). Zum Einsatz kommen in beiden Szenarien drei Antriebsoptionen. Die Anteile an der Transportleistung betragen in *Szenario 80* 63% an SIE-Bussen, 28% an

FCE-Bussen und 9% an CIE-Bussen (siehe Abbildung 5.55). In *Szenario 95* steigt der Anteil der FCE-Busse deutlich auf ca. 57% an, gefolgt von ca. 26% CIE-Bussen und ca. 16% SIE-Bussen. Unter den angenommenen Parametern spielen batterieelektrische und oberleitungsgebundene Antriebe in diesem Einsatzbereich keine Rolle.

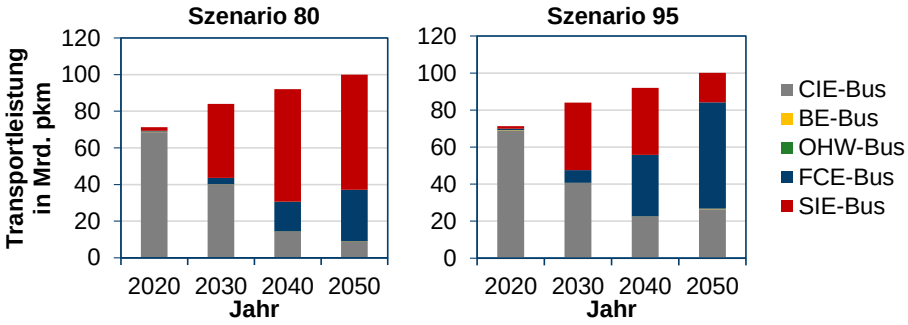


Abbildung 5.55: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Omnibus-Bereich nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95

Beim letzten relevanten Transportmittel im Personenverkehr handelt es sich um Personenzüge. Für diese wird entsprechend Abbildung 5.56 ebenfalls ein Anstieg der erbrachten Transportleistung auf bis zu 138 Mrd. pkm/a (+22%) unterstellt. Unter den gegebenen Rahmenbedingungen wird in beiden Szenarien eine Zunahme des Anteils oberleitungsgebundener Personenzüge an der Transportleistung auf bis zu 79% erreicht. Diese werden durch 21% an Brennstoffzellenpersonenzüge ergänzt, welche die im Einsatz befindlichen Dieselpersonenzüge bis zum Jahr 2050 vollständig ersetzen.

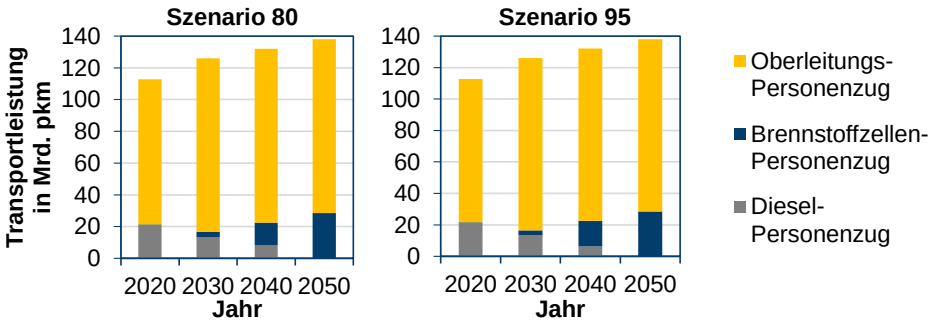


Abbildung 5.56: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Personenzug-Bereich nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95

Güterverkehr

Wie auch im öffentlichen Personenverkehr wird im Güterverkehr ein Anstieg der Transportleistung angenommen. Im Bereich der Lkw bzw. Heavy-Duty Vehicles (HDV) mit zulässigem Gesamtgewicht ab 7,5 t steigt die zugrundeliegende Transportleistungsnachfrage um ca. 23% auf 613 Mrd. tkm/a an (vergleiche Kapitel 3.5.1). Hierbei erweisen sich insbesondere Brennstoffzellenantriebe als wichtigste Antriebstechnologie (siehe Abbildung 5.57). Die FCE-HDV besitzen im Jahr 2050 einen Anteil von 56% (*Szenario 80*) bzw. 81% (*Szenario 95*). Ergänzend kommen in *Szenario 80* ca. 21% an SIE-HDV und ca. 24% an CIE-

HDV zum Einsatz. In *Szenario 95* sinkt der Anteil der CIE-HDV auf etwa 19% ab und SIE-HDV verschwinden nahezu vollständig aus dem Lkw-Verkehr. Batterieelektrische und oberleitungsgebundene Antriebsoptionen sind auch in diesem Transportbereich in beiden Szenarien unter den angenommenen Rahmenbedingungen keine relevante Option.

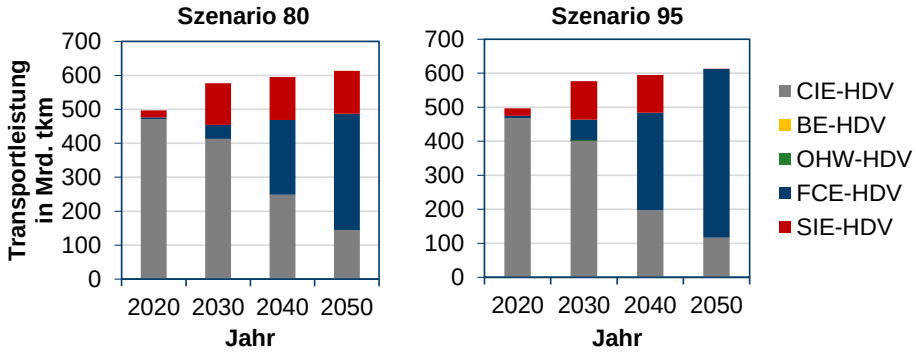


Abbildung 5.57: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Lkw-Bereich (≥ 7,5 t) nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95

Im Bereich der Kleintransporter bzw. Light-Duty Vehicles (LDV) mit zulässigem Gesamtgewicht bis 7,5 t liegt dieser Anstieg der Transportleistung bei ca. 24% auf etwa 14 Mrd. tkm/a. Bei der Entwicklung der genutzten Antriebstechnologien (siehe Abbildung 5.58) zeichnet sich diese Transportmittelklasse ebenfalls durch eine starke Elektrifizierung aus. In *Szenario 80* liegt der Anteil der FCE-LDV in 2050 bei ca. 37%. Der Anteil der BE-LDV und der SIE-LDV liegen jeweils bei etwa 31%. Die Flottenanteile der elektrischen Antriebe erhöht sich in *Szenario 95* nochmals auf bis zu 49% BE-LDV und 46% FCE-LDV. Ergänzt werden diese in *Szenario 95* allerdings durch CIE-LDV anstelle von SIE-LDV.

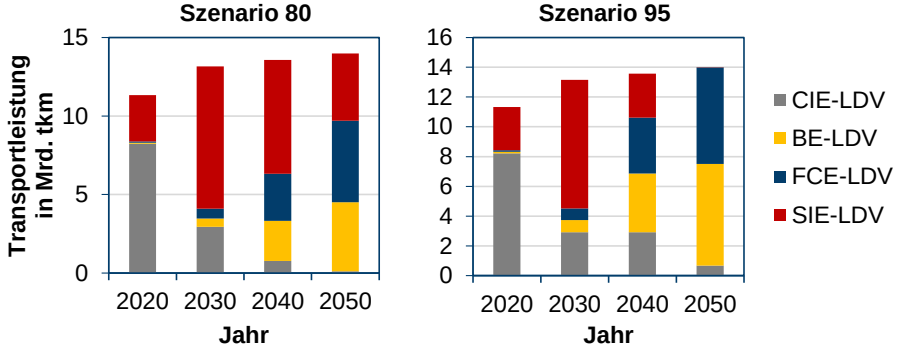


Abbildung 5.58: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Kleintransporter-Bereich (< 7,5 t) nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95

Nach der Analyse des Güterstraßenverkehrs liegt im Folgenden der Fokus auf den Entwicklungen im Güterschienenverkehr. Dieser Bereich zeichnet sich ebenfalls durch eine deutliche Zunahme der Transportleistung um ca. 65% auf 220 Mrd. tkm/a bis 2050 aus. Wie auch im Schienenpersonenverkehr ist in Abbildung 5.59 eine Umstellung von Diesel- auf Brennstoffzellenzügen zu erkennen. Im Jahr 2050 steigt ihr Anteil in *Szenario 80* auf ca.

44% und in *Szenario 95* auf ca. 50%. Während in *Szenario 80* mit ca. 7% Flottenanteil noch Dieselgüterzüge eingesetzt werden, werden diese in *Szenario 95* vollständig durch Brennstoffzellenzüge substituiert.

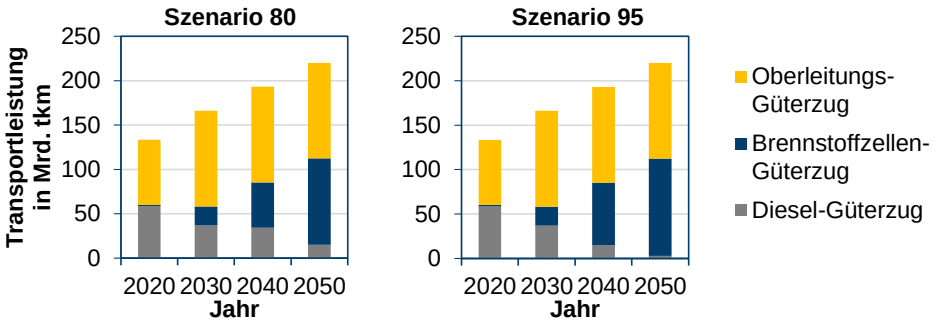


Abbildung 5.59: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Güterzug-Bereich nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95

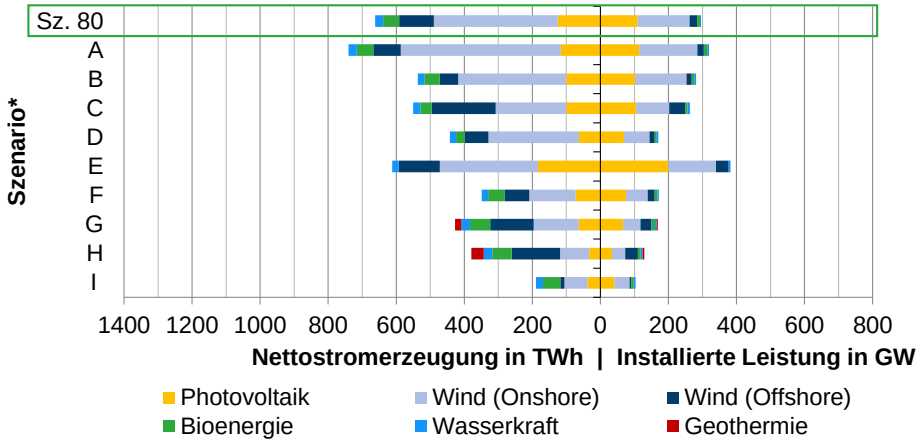
In den Bereichen des Flugverkehrs sowie der Binnengüterschifffahrt werden keine alternativen Antriebstechnologien untersucht. Die Versorgung dieser Transportmittel erfolgt entsprechend über den beschriebenen Kraftstoffmix der (alternativen) Flugturbinenkraftstoffe und des (alternativen) Dieselkraftstoffs.

Durch die Zusammenfassung aller alternativen Kraftstoffarten für die jeweiligen grundlegenden Antriebstechnologien wird eine modellseitige Vereinfachung getroffen (vergleiche Kapitel 3.5.4). Hierdurch entsteht allerdings eine gewisse Unschärfe bei der Zuordnung der individuellen Kraftstoffe auf die jeweiligen Transportmittel. Dies führt zu der Situation, dass zum Beispiel nicht differenziert werden kann, ob erdgasbasierte Kraftstoffe besser im Pkw- oder Lkw-Bereich eingesetzt werden. Aufgrund der notwendigen Komplexitätserhöhung des Modells zur Abbildung dieser Effekte und dem geringen Mehrwert dieser Information, bedingt durch die geringe zukünftige Bedeutung von Flüssigkraftstoffen, wird die fehlende Trennschärfe jedoch in Kauf genommen.

5.1.6 Einordnung in die Literatur

Zur Einordnung der erläuterten Ergebnisse werden nachfolgend relevante Kernaspekte mit den Resultaten aus den vorgestellten Studien aus Kapitel 2.2 verglichen. Als Vergleichsbasis dient dabei das *Szenario 80*. Ergänzende Vergleiche zu *Szenario 95* finden sich in Anhang F, Abbildung F.2.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien stellt den entscheidenden Prozess zur Umsetzung klimapolitischer Ziele dar. Bei der Betrachtung der installierten Leistung und der Nettostromerzeugung dieser Technologien zeigt sich in Abbildung 5.60 deren zunehmende Bedeutung in aktuellen Studien. In diesen Trend lassen sich auch die Ergebnisse dieser Arbeit einordnen.



*	Studien-/Szenarioname (Veröffentlichungsjahr), Herausgeber/Auftragnehmer
A	Leitstudie (2018), dena
B	Sektorenkopplung (2018), ewi
C	Klimapfade (2018), BDI
D	Langfristszenarien (2017), BMWi
E	Energiesystem 2050 (2016), Fraunhofer ISE
F	Zielszenario (2014), Prognos AG
G	Szenario A (2012), DLR
H	Leitszenario (2009), BMU
I	*Status Quo 2016*

Abbildung 5.60: Vergleich der bereitgestellten elektrischen Energie und der installierten Leistungen im Jahr 2050 in Szenario 80 mit ausgewählten 80%-Szenarien (siehe Kapitel 2.2)

In allen Studien zeigt sich die besondere Stellung der PV- und Windkraftanlagen bei der zukünftigen Stromversorgung. Zur weiteren Analyse sind in Tabelle 5.1 die angenommenen installierten Leistungen im Jahr 2050 dargestellt. Für die Einordnung der Ergebnisse aus *Szenario 80* wird der Minimal-, Maximal- und Mittelwert der installierten Leistungen aus den anderen Studien angegeben. Zusätzlich wird der Mittelwert aus den Studien mit Veröffentlichung (VÖ) ab 2017 aufgeführt, um Trends aufzuzeigen. Ein solcher wird insbesondere bei der installierten Leistung der Onshore-WKA deutlich. Während der Mittelwert über alle Studien bei 99 GW liegt, steigt dieser in den aktuellsten Vergleichsstudien auf 124 GW an. Diese zunehmende Bedeutung der Onshore-WKA spiegelt sich auch in den Ergebnissen dieser Arbeit wider. Die angenommene installierte Leistung in *Szenario 80* liegt mit 153 GW ca. +23% über dem Mittelwert aus den aktuellsten Studien (mit VÖ ab 2017) sowie ca. +55% über dem Mittelwert aus allen Studien. Im Fall der Photovoltaik liegt die ermittelte installierte Leistung mit ca. +11% über dem Mittelwert aktueller Studien und im Fall der Offshore-WKA mit ca. -8% unterhalb des Mittelwertes. Insgesamt liegen der ermittelte Leistungsbedarf sowie die Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien vergleichsweise hoch. Bei der Nettostromerzeugung weist Studie A, Leistudie (dena), den höchsten Wert auf. In Bezug auf die benötigte installierte Leistung liegt nur Studie A und Studie E, Energiesystem 2050 (Fraunhofer ISE), höher. Im Vergleich zu Studie E zeigt sich, dass diese folglich von geringeren Volllaststunden der Anlagen ausgeht.

Tabelle 5.1: Vergleich der installierten Leistung von PV- und Windkraftanalgen im Jahr 2050 in Szenario 80 mit statistischen Kenngrößen ausgewählter 80%-Szenarien

Technologie	Installierte Leistung 2050				
	Szenario 80	Minimal-wert (alle)	Maximal-wert (alle)	Mittel-wert (alle)	Mittelwert (VÖ ab 2017)
Photovoltaik	109	34	200	96	98
Wind (Onshore)	153	39	171	99	124
Wind (Offshore)	22	15	47	28	24

Eine weitere wichtige Kenngröße zur Beschreibung des Energiesystems ist der Endenergieverbrauch. In Abbildung 5.61 wird dieser für das Jahr 2050 in *Szenario 80* sowie für die vier aktuellsten Studien mit Veröffentlichung ab 2017 dargestellt. Ergänzend ist der statistisch erfasste Endenergieverbrauch aus dem Jahr 2016 im Diagramm aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass in allen Ergebnissen mit einem Rückgang des Endenergieverbrauchs um 19-29% gerechnet wird. Die Ergebnisse aus *Szenario 80* lassen sich mit einer Reduktion um ca. 21% in diese einordnen. Im Gebäudesektor liegt der ermittelte Endenergieverbrauch mit 564 TWh/a nur leicht oberhalb des Mittelwertes aus den anderen Studien in Höhe von 561 TWh/a. Gleiches gilt für den Verkehrssektor mit 408 TWh/a in *Szenario 80* gegenüber 403 TWh/a als Mittelwert der anderen Studien. Die Bandbreite der Annahmen bzw. Ergebnisse der anderen Studien liegt hierbei zwischen 400 und 407 TWh/a. Im Gegensatz zum Verkehrssektor liegt im Industriesektor die größte Bandbreite an Annahmen bzw. Ergebnissen vor. Diese liegt zwischen 559 und 814 TWh/a (Mittelwert: 669 TWh/a). Mit 717 TWh/a liegt das Ergebnis in *Szenario 80* mit ca. +7% oberhalb des Mittelwertes der anderen Studien. Eine solche Abweichung kann zum einen auf die zugrundeliegenden Annahmen zur industriellen Entwicklung in Deutschland zurückgeführt werden. In dieser Arbeit wird die Abhängigkeit der Energienachfrage im Industriesektor mit der Bruttowertschöpfung des Sektors unterstellt. Entsprechend stark würde eine Veränderung der angenommenen Entwicklung der Bruttowertschöpfung die Ergebnisse beeinflussen. Zum anderen spielt das angenommene Energieeinsparpotenzial des Sektors eine bedeutende Rolle.

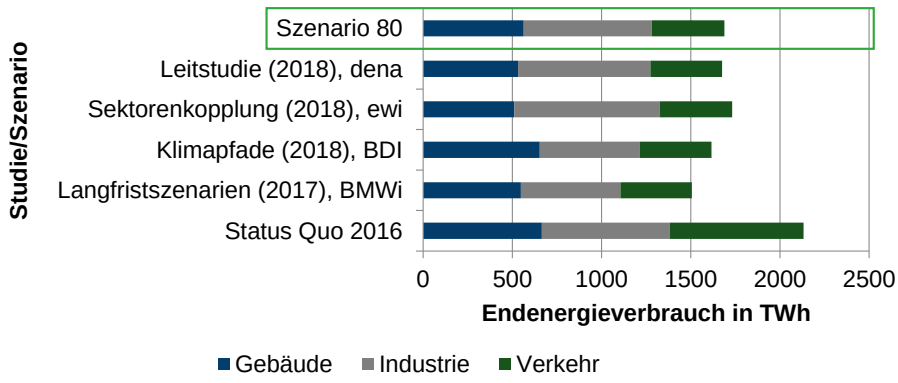


Abbildung 5.61: Vergleich des Endenergieverbrauchs im Jahr 2050 in Szenario 80 mit ausgewählten 80%-Szenarien (siehe Kapitel 2.2)

Insgesamt zeigt der Vergleich des sektoralen Endenergieverbrauchs mit anderen Studien qualitativ ein sehr ähnliches Bild. Dieses Bild ändert sich jedoch bei einer Gegenüberstellung der sektoralen Treibhausgasemissionen (siehe Abbildung 5.62). Es zeigt sich, dass die ermittelten Treibhausgasemissionen im Energiesektor im Jahr 2050 in *Szenario 80* mit 68 $Mt_{CO2\text{-}äq}$/a deutlich über den Werten der anderen Studien (4-45 $Mt_{CO2\text{-}äq}$/a) liegen. Sie sind für 27% der verbleibenden Emissionen im Jahr 2050 verantwortlich. In den anderen Studien machen diese lediglich 2-18% der Emissionen aus. Der vergleichsweise hohe CO_2-Ausstoß in *Szenario 80* ist auf die Nutzung von Gaskraftwerkskapazitäten zurückzuführen. Der Einsatz fossiler Kraftwerkskapazitäten muss folglich in den anderen Studien niedriger liegen. Dies hat wiederum Auswirkungen auf die Emissionen in den anderen Sektoren. Im Gebäudebereich liegen diese in *Szenario 80* bei 7% der Gesamtemissionen gegenüber 6-14% in den anderen Studien. Wie auch bei den Annahmen zum Endenergieverbrauch liegt die breiteste Streuung der Ergebnisse im Industriesektor vor. Der Wert in *Szenario 80* liegt bei 35% der Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 gegenüber 25-50% in den anderen Studien. Dabei sind die Abweichungen allerdings nicht proportional zu Abweichungen beim Endenergieverbrauch. Im Fall des Verkehrssektors liegen die Ergebnisse wiederum in einem kleineren Spektrum vor. In *Szenario 80* liegen die Emissionen des Verkehrssektors bei 14% gegenüber 9-18% in den anderen Studien. Ein weiterer ausschlaggebender Faktor bei der Verteilung der verbleibenden Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 ist die Annahme zur Entwicklung des Ausstoßes an sonstigen Treibhausgasen (neben CO_2). Entsprechend der Beschreibung in Kapitel 3.1 werden diese in Höhe von 42,5 $Mt_{CO2\text{-}äq}$/a für das Jahr 2050 in *Szenario 80* angenommen. In den anderen Studien liegen die Annahmen bei 50-67 $Mt_{CO2\text{-}äq}$/a. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass die Kategorisierung in sonstige Emissionen neben den sonstigen Treibhausgasen auch die nicht erfassten CO_2-Emissionen aus den anderen Sektoren umfasst. Dies hat wiederum Auswirkungen auf die tatsächlichen Emissionen in den einzelnen Sektoren, die folglich bei der Bewertung der Ergebnisse berücksichtigt werden müssen.

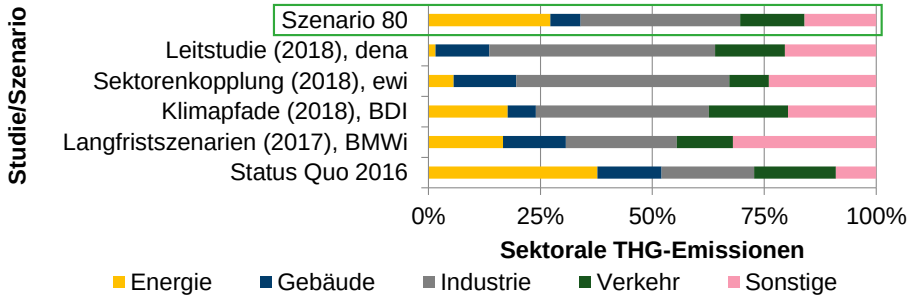


Abbildung 5.62: Vergleich der energie- und prozessbedingten CO_2-/Treibhausgas-Emissionen im Jahr 2050 in Szenario 80 mit ausgewählten 80%-Szenarien (siehe Kapitel 2.2)

Die unterschiedlichen methodischen Ansätze erschweren zudem einen Vergleich der Systemkosten. In Abbildung 5.63 sind die kumulierten Transformationskosten des Energiesystems aus *Szenario 80* und *Szenario 95* den Angaben aus den vier aktuellsten Studien gegenübergestellt. Unter den angegebenen Transformationskosten werden in allen Studien mit Ausnahme der Studie Klimapfade, die Mehrkosten gegenüber Vergleichskosten unter-

schiedlich definierter Referenzsysteme verstanden. Die Angaben aus der Studie Klimapfade beschreiben Mehrinvestitionen, die Rückwirkungen auf volkswirtschaftliche Entwicklungen haben, welche mit Hilfe eines makroökonomischen Modells ermittelt werden. Als Vergleichskosten in *Szenario 80* bzw. *Szenario 95* dienen die Kosten des heutigen Energiesystems ohne die Berücksichtigung von Nachfrageentwicklungen bis zum Jahr 2050. In den anderen Studien beziehen sich die Mehrkosten bzw. -investitionen jeweils auf ein Referenzszenario bis zum Jahr 2050. Diese basieren jedoch in allen Studien auf unterschiedlichen Annahmen und beschreiben eine Fortschreibung aktueller Maßnahmen und Entwicklungen. In der Studie Klimapfade werden ergänzend die Mehrkosten des zugrundeliegenden Referenzszenarios mit 530 Mrd. € angegeben. Diese sind allerdings in Abbildung 5.63 nicht miteinbezogen. Außerdem beziehen sich die angegebenen Werte aus *Szenario 80* bzw. *Szenario 95* und dem Basisszenario der Langfristszenarien auf den Zeitraum von 2020 bis 2050. Der Bezugszeitraum der anderen Studien liegt zwischen den Jahren 2015 und 2050. Die Bezugszeiträume und die Vergleichsbasis der Kosten sind folglich bei der Einordnung der Transformationskosten zu beachten.

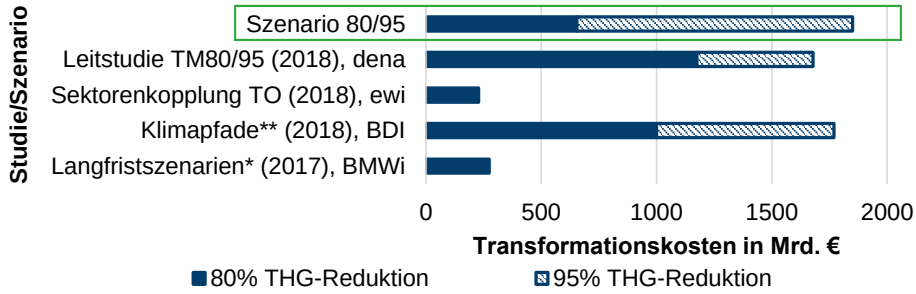


Abbildung 5.63: Vergleich kumulierter Transformationskosten bis zum Jahr 2050 in Szenario 80 und 95 mit ausgewählten 80%- und 95%-Szenarien (siehe Kapitel 2.2); *interpoliert aus jährlichen Kostenangaben; **Mehrinvestitionen

Die kumulierten Transformationskosten für eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80% entsprechen in *Szenario 80* mit 655 Mrd. € in etwa dem Mittelwert der anderen vier Szenarien in Höhe von 670 Mrd. €. Dabei reicht die Kostenspanne von 228 Mrd. € im Szenario TO der Studie Sektorenkopplung bis 1.175 Mrd. € im Szenario TM80 der Leitstudie. Unter Einbeziehung der Mehrinvestitionen des Referenzszenarios liegen die Transformationskosten der Studie Klimapfade allerdings bei 1.530 Mrd. €. Bei den angegebenen Mehrkosten der Studie Sektorenkopplung ist anzumerken, dass die Sanierungskosten für Gebäude nicht vollständig erfasst sind. Des Weiteren handelt es sich bei dem angegebenen Wert der Studie Langfristszenarien (2017) um den kumulierten Wert der angegebenen jährlichen Mehrkosten aus vier Stützjahren. Die Mehrkosten der Zwischenjahre wurden linear interpoliert.

Die kumulierten Mehrkosten in *Szenario 95* liegen bei 1.850 Mrd. €. Diesen stehen Mehrkosten in Höhe von 1.679 Mrd. € in Szenario TM95 der Leitstudie sowie Mehrinvestitionen von 1.770 Mrd. € aus der Studie Klimapfade gegenüber. Unter Einbeziehung der Mehrinvestitionen des Referenzszenarios steigen die Werte der Studie Klimapfade jedoch auf 2.300 Mrd. € an. Die Transformationskosten in den drei Szenarien liegen folglich in einer ähnlichen Größenordnung.

Die jährlichen Mehrkosten im Jahr 2050 liegen in *Szenario 80* bei 49 Mrd. €/a. In Szenario TM80 der Leitstudie werden diese mit 53 Mrd. €/a und in der Studie Langfristszenarien mit 15 Mrd. €/a angegeben (siehe Abbildung 5.64). Somit liegen die jährlichen Mehrkosten für das Jahr 2050 in *Szenario 80* deutlich über dem Wert der Langfristszenarien. Dies spiegelt die Unterschiede in den Transformationskosten wider. Im Vergleich zu den Mehrkosten aus dem Szenario TM80 der Leitstudie ist dies nicht gegeben. Während die jährlichen Kosten in *Szenario 80* für das Jahr 2050 nur um ca. -8% abweichen, entspricht die Differenz der Transformationskosten einer Abweichung von -44% (vergleiche Abbildung 5.63). Demnach ist in der Leitstudie von deutlich höheren Kosten in den Zwischenjahren der Systemtransformation auszugehen.

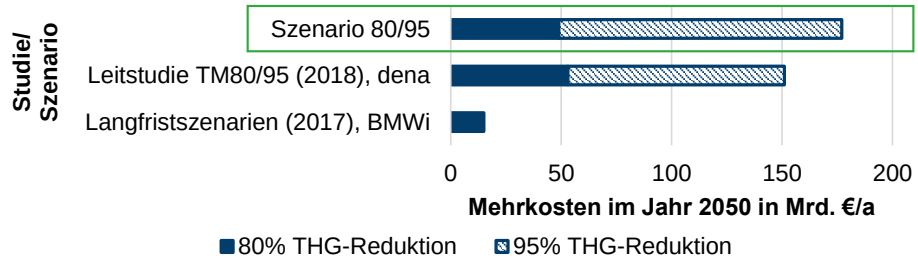


Abbildung 5.64: Vergleich der jährlichen Mehrkosten im Jahr 2050 in Szenario 80 und 95 mit ausgewählten 80%- und 95%-Szenarien (siehe Kapitel 2.2)

Ein ähnliches Bild zeigt sich im Vergleich der Mehrkosten in *Szenario 95* und Szenario TM95 der Leitstudie (siehe Abbildung 5.64). Die jährlichen Mehrkosten im Jahr 2050 liegen bei 128 Mrd. €/a in *Szenario 95* gegenüber 98 Mrd. €/a in der Leitstudie (+31%). Bei den kumulierten Mehrkosten der Systemtransformation von 1.850 Mrd. € gegenüber 1.679 Mrd. € liegt eine Abweichung von lediglich +10% vor (vergleiche Abbildung 5.63). Die Mehrkosten in *Szenario 95* liegen folglich sowohl in Bezug auf die Transformation als auch auf das Jahr 2050 höher. Allerdings besitzen die Mehrkosten im Jahr 2050 in *Szenario 95* ebenso wie in *Szenario 80* einen höheren Anteil an den Gesamtkosten der Transformation. Dieser liegt bei etwa 7,5% in *Szenario 80* und bei etwa 6,9% in *Szenario 95*. In der Leitstudie hingegen entsprechen die Mehrkosten im Jahr 2050 nur einem Anteil von 4,5% (TM80) bzw. 5,8% (TM95). Folglich ist davon auszugehen, dass die Mehrkosten in *Szenario 80* und *Szenario 95* im Verlauf der Systemtransformation erst später ansteigen als in den Szenarien TM80 und TM95 der Leitstudie. Dies kann zum einen auf zeitlich unterschiedliche Entwicklungen der Nachfragen im System zurückzuführen sein. Zum anderen besitzen unterschiedliche Annahmen zur Bestandsentwicklung, zu Lernkurven und zu Maßnahmen mit negativen CO_2-Vermeidungskosten einen Einfluss auf den Verlauf der Transformationskosten.

Weiterhin ist zu betonen, dass der zentrale Einflussfaktor auf die dargestellten Ergebnisse die angenommene volkswirtschaftliche Entwicklung in den jeweiligen Studien ist. Diese sowie die zugrundeliegende Methodik führen zu den teilweise deutlichen Unterschieden in den Ergebnissen. Während die anderen Studien zum Teil auf Simulationen oder Experteneinschätzungen beruhen, handelt es sich bei der Entwicklung von *Szenario 80/95* um einen sektorenübergreifenden, kostenoptimierenden Ansatz.

5.1.7 Zusammenfassung und Diskussion

Die im Rahmen dieses Kapitels vorgestellten Referenzszenarien zielen auf eine Reduktion der CO_2-Emissionen Deutschlands um 80% bzw. 95% ab. Hierbei handelt es sich um Strategien, die eine Transformation des heutigen Energiesystems hin zu einem kostenoptimierten System im Jahr 2050 zur Einhaltung der gesetzten Klimaziele verfolgen. Die beiden Referenzszenarien zeichnen sich dabei durch Technologieoffenheit und Konsistenz aus.

In Kapitel 5.1.1 wird zunächst ein Überblick zu den wesentlichen Entwicklungen gegeben, die das Gesamtsystem betreffen. Die Analyse der sektoralen CO_2-Reduktion bis zum Jahr 2050 zeigt, dass die höchsten CO_2-Vermeidungskosten im Industriesektor vorliegen. In *Szenario 95* entfallen ca. 72% der verbleibenden Emissionen im Jahr 2050 auf diesen Sektor. Im Gebäude- und Verkehrssektor kann der CO_2-Ausstoß deutlich kosteneffizienter reduziert werden, weshalb bereits in *Szenario 80* viele der verfügbaren Maßnahmen zur CO_2-Vermeidung umgesetzt werden. Innerhalb der Systemkonfiguration des Energiesektors sind die größten Differenzen in beiden Szenarien zu verzeichnen. Dies lässt sich insbesondere auf die Nutzung von erdgasgefeuerten Kraftwerken in *Szenario 80* zurückführen. Deren Beitrag zur Strom- und Wärmeversorgung muss nahezu vollständig durch erneuerbare Energien und Speichertechnologien substituiert werden, um die Klimaziele in *Szenario 95* einzuhalten.

Die Bedeutung der Nutzung von Erdgas spiegelt sich ebenfalls im Primärenergieaufkommen wider. Während in *Szenario 80* im Jahr 2050 noch 654 TWh an Erdgas eingesetzt werden, sinkt dieser Wert auf nur 3 TWh in *Szenario 95*. In Bezug auf den Endenergieverbrauch zeigen sich in beiden Szenarien die umfangreichen Energieeffizienzmaßnahmen, die zur Einhaltung der Klimaziele notwendig sind.

Insgesamt wirken sich die anderen sowie zusätzlichen Maßnahmen zur Einhaltung des CO_2-Reduktionsziels um 95% anstelle von nur 80% allerdings auch signifikant auf die Systemkosten aus. Dementsprechend liegen die jährlichen Mehrkosten im Jahr 2050 in *Szenario 80* bei ca. 49 Mrd. €/a und in *Szenario 95* bei ca. 129 Mrd. €/a. Aufgrund der Transformation des Systems entsprechen diese jährlichen Kosten jedoch auch dem Höchstwert. Bedingt durch Lernkurven und dem kontinuierlichen Ersatz ineffizienter Altbestände ist in den nachfolgenden Dekaden mit einer deutlichen Reduktion der jährlichen Mehrkosten zu rechnen. Allerdings liegen die kumulierten Mehrkosten zur Umsetzung der Klimaziele im Zeitraum von 2020 bis 2050 bei ca. 655 Mrd. € in *Szenario 80* bzw. ca. 1.850 Mrd. € in *Szenario 95*.

Der Energiesektor wird in Kapitel 5.1.2 beschrieben. Die Entwicklungen in diesem Sektor werden maßgeblich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bestimmt. Zur Erreichung der geforderten CO_2-Reduktion muss deren gesamte installierte Leistung bis zum Jahr 2050 auf 296 GW in *Szenario 80* und auf 471 GW in *Szenario 95* ausgebaut werden. Sie machen damit einen Anteil von 90% bzw. 99% der Bruttostromversorgung aus. Diese stützt sich vor allem auf die Nutzung von Onshore-Windenergie, die einen Anteil von bis zu 54% mit einer installierten Leistung von 231 GW ausmacht. Ein entscheidendes Hemmnis zur Erreichung dieser Zielsetzung könnte die Akzeptanzproblematik in der Bevölkerung in Bezug auf den Ausbau dieser Technologie sein. Aus diesem Grund könnte der zusätzliche Ausbau der Offshore-WKA eine Möglichkeit darstellen, um den Ausbau der Onshore-WKA zu reduzieren. Eine Sensitivitätsanalyse zu diesem Aspekt für das *Szenario 95* zeigt, dass

ein Ausbau der Offshore-WKA um 26 GW auf 59 GW eine Reduktion der Onshore-WKA auf 209 GW (-10%) erlaubt. Dies ist mit jährlichen Mehrkosten von ca. 1 Mrd. € verbunden.

Der massive Ausbau der erneuerbaren Energien wird zudem durch einen Anstieg der Stromnachfrage verstärkt. Aufgrund von PtX- und Elektrifizierungsmaßnahmen steigt diese um bis zu 46% in *Szenario 80* und bis zu 102% in *Szenario 95* an. Dabei stellt die Elektrolyse mit einem Nettostromverbrauch von bis zu 261 TWh/a in *Szenario 95* den wichtigsten zusätzlichen Verbraucher im PtX-Bereich dar. Dies reicht jedoch nicht aus, um den zukünftigen Bedarf an Wasserstoff von bis zu 396 TWh/a (ca. 12 Mt/a) zu decken. Hierfür ist der Import von Wasserstoff notwendig, welcher kostenoptimal bis zu 55% des Bedarfs deckt. Der Einsatz von PtL-Kraftstoffen stellt ebenfalls eine relevante Option in *Szenario 95* dar. Diese werden allerdings vollständig über den Import aus Ländern mit kostengünstigen Potenzialen für den Einsatz erneuerbarer Energien bereitgestellt. Insgesamt sinkt jedoch die Energieimportanhängigkeit Deutschlands. Während die jährlichen Kosten für den Import von Energieträgern im Jahr 2020 ca. 2,3% des BIP ausmachen, sinken diese bis 2050 auf 0,6-1,0% des BIP ab.

Mit dem Ausbau volatiler erneuerbarer Energien steigt allerdings auch der Bedarf an Speicherkapazitäten. Insbesondere zum Ausgleich saisonaler Effekte auf die Einspeisung erneuerbarer Energien sind Langzeitspeicherkapazitäten erforderlich. Hierbei zeigt sich die besondere Bedeutung von Wasserstoff als Energieträger. Zur Umsetzung einer CO_2-Reduktion um 95% sind ein Ausbau von Wasserstoff-Salzkavernenspeichern auf eine Kapazität von 67 TWh sowie einer Wasserstofftransportinfrastruktur erforderlich.

Die notwendigen Maßnahmen im Gebäudesektor werden in Kapitel 5.1.3 beschrieben. Bei der Betrachtung der zeitlichen Entwicklungen in diesem Sektor zeigen sich zwei Phasen. Im Zeitraum bis zum Jahr 2030 ist zunächst ein deutlicher Fokus auf die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen zu erkennen. Aufgrund hoher spezifischer CO_2-Emissionen sowohl bei der Strom- als auch der Wärmebereitstellung, besitzen diese ein besonders hohes CO_2-Vermeidungspotenzial zu vergleichsweise geringen Kosten. Folglich steigt die durchschnittliche jährliche energetische Sanierungsrate in diesem Zeitraum auf bis zu 2,2-2,3% des Gebäudebestands an. Ebenso große Effekte zeigen sich bei dem Einsatz effizienter Haushaltsgeräte und Leuchtmittel.

Im Zeitraum nach 2030 ist zunächst ein Absinken der jährlichen energetischen Sanierungsrate auf 1,0-1,4% im Jahr 2040 zu erkennen. In dieser Zeit wird verstärkt der Ausbau von Wärmepumpen zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung vorangetrieben. Hierbei ist ein kausaler Zusammenhang zum Ausbau von PV- und Windkraftanlagen zu erkennen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist im Jahr 2040 derart fortgeschritten, dass sie einen Anteil von 82% bzw. 94% an der Bruttostromerzeugung ausmachen. Die resultierenden niedrigen spezifischen CO_2-Emissionen bei der Stromerzeugung sind der ausschlaggebende Grund für den Einsatz von Wärmepumpen. Bis zum Jahr 2050 steigt ihr Anteil an der Wärmebereitstellung in Gebäuden auf 68% (*Szenario 80*) bzw. 83% (*Szenario 95*) an.

Der Industriesektor und seine Entwicklung werden in Kapitel 5.1.4 erläutert. Hierbei wird zunächst auf individuelle Industrieprozesse eingegangen. Vor allem bei den Ergebnissen zur Entwicklung der Stahlerzeugung zeigt sich ein signifikanter Wandel bei den zugrunde-

liegenden Verfahren. Zur Einhaltung der Klimaziele in *Szenario 80* ist demnach eine teilweise Umstellung der Roheisengewinnung auf ein Direktreduktionsverfahren mit Wasserstoff erforderlich. In *Szenario 95* erfolgt eine vollständige Umstellung.

In Bezug auf die Prozesswärmebereitstellung kommt es, wie bereits im Gebäudesektor, zu einer verstärkten Elektrifizierung der Wärmebereitstellung auf bis zu 15-26%. Jedoch ist der wichtigste Energieträger zur CO_2-Reduktion bei der Prozesswärmebereitstellung die Biomasse mit einem Anteil von 33-37%. Aufgrund der konstanten Prozesswärmenachfrage über das Jahr zeigt sich diese, insbesondere im Hochtemperaturbereich, als kostengünstigste Option.

Die Ergebnisse zum Verkehrssektor sind in Kapitel 5.1.5 aufgeführt. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass dieser ebenfalls Bestandteil der Optimierung ist und somit bei der Kostenminimierung des Energiesystems berücksichtigt wird. Bei dessen Betrachtung ist zwischen zwei Aspekten zu unterscheiden. Zum einen erfolgt die Bereitstellung von Flüssigkraftstoffen, neben fossilen Energieträgern, auch auf Basis biogener oder synthetischer Energieträger. Zum anderen muss ein Wandel in der Antriebstechnologie auf elektrische Antriebe berücksichtigt werden. Bei Einsatz von Otto- und Dieselkraftstoffen ist ein deutlicher Rückgang von 591 TWh im Jahr 2016 auf 148 TWh bzw. 80 TWh im Jahr 2050 in *Szenario 80* bzw. *Szenario 95* zu erkennen. Während diese in *Szenario 80* noch überwiegend auf fossilen Energieträgern beruhen, erfolgt in *Szenario 95* eine vollständige Umstellung auf alternative biogene und synthetische Kraftstoffe.

Die Reduktion der eingesetzten Flüssigkraftstoffe spiegelt sich in der Entwicklung der Antriebstechnologien für die individuellen Fahrzeugklassen wider. Im Pkw-Bereich steigt der Anteil elektrischer Antriebe inklusive Plug-in-Hybriden auf 69-79% der Pkw-Flotte an. In den Bereichen des öffentlichen Personenverkehrs sowie im Güterverkehr steigt ihr Anteil je nach Fahrzeugklasse auf 57-100% an. Allerdings erweisen sich die Ergebnisse für den Verkehrssektor als besonders sensitiv gegenüber Veränderungen in den Kostenannahmen der Fahrzeuge. Aufgrund aktueller Entwicklungen und dem teilweise geringen *Technology Readiness Level* (TRL) der Antriebstechnologien sind die Entwicklungen der Kostenannahmen zudem mit großen Unsicherheiten verbunden, wie nachfolgend in Kapitel 5.2.2 gezeigt wird.

In Kapitel 5.1.6 werden die zentralen Ergebnisse dieser Arbeit in die Ergebnisse aktueller Studien eingeordnet. Es zeigt sich im Vergleich, dass keine der Ergebnisse Extremwerte darstellen. Jedoch sind die Ergebnisse mit Hinblick auf den erforderlichen Ausbau erneuerbarer Energien und den erwarteten zukünftigen Energiebedarf am oberen Ende der Vergleichswerte einzuordnen. Insbesondere in Bezug auf den Ausbau der Onshore-Windenergie unterstreichen die vorliegenden Ergebnisse deren Rolle als tragende Säule der Energiewende. Damit reihen sich die Ergebnisse in aktuellste Entwicklungen von Energieszenarien ein. An dieser Stelle ist jedoch nochmals hervorzuheben, dass die vorgestellten Ergebnisse, im Gegensatz zu allen Vergleichsstudien, als einzige eine konsistente, kostenoptimale Lösung über alle Sektoren repräsentieren. Dies und die Annahmen unterschiedlicher Eingangsparameter dürfte ein wesentlicher Grund für die Differenzen zu den verglichenen Studienergebnissen sein.

5.2 Sensitivitätsanalyse

Aufbauend auf den zuvor gezeigten Ergebnissen wird nachfolgend eine Sensitivitätsanalyse zu den angewandten Methoden durchgeführt. Auf diese Weise sollen deren Auswirkungen auf die Ergebnisse aufgezeigt werden. Hierfür werden die vorgestellten Methoden aus Kapitel 4 nochmals aufgegriffen und Vergleichsszenarien ohne die Berücksichtigung der individuellen methodischen Aspekte generiert. Die Vergleichsszenarien beziehen sich dabei in der Regel auf *Szenario 80* als Referenz, außer die auftretenden Effekte lassen sich besser anhand von *Szenario 95* verdeutlichen. Zunächst wird dabei auf die Effekte der Zeitreihenaggregation eingegangen. Anschließend werden die Auswirkungen der quadratischen Zielfunktion zur Implementierung von Kostenunsicherheiten anhand des Vergleichs mit einem linearen Optimierungsansatz analysiert und bewertet. Ergänzend wird die Abbildung von Versorgungsinfrastrukturen sowie von Im- und Exporten erneuerbarer Energieträger im Modell variiert, um entsprechende Effekte zu verdeutlichen. Außerdem wird die Beeinflussung der Ergebnisse durch die Berücksichtigung einer kalten Dunkelflaute sowie die Abhängigkeit vom gesetzten CO_2-Reduktionsziel analysiert. Abschließend erfolgt eine Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse.

5.2.1 Zeitreihenaggregation

Die Aggregation von Zeitreihen wird in Kapitel 0 beschrieben. Bei der Generierung der Referenzszenarien werden die vorliegenden Zeitreihen auf 48 Typtage aggregiert. Die zeitliche Aggregation dient dabei der Reduktion der nötigen Berechnungsdauer zur Erstellung der Szenarien. Der Vergleich in Abbildung 5.65 zeigt die Bandbreite sowie den Mittelwert der Berechnungsdauer für die Optimierung eines Jahres im Rahmen eines Validierungsszenarios. Den dargestellten Angaben zur Berechnungsdauer jedes Aggregationsgrads liegen jeweils acht Optimierungsrechnungen zugrunde. Hierbei ist einerseits eine große Bandbreite der Ergebnisse zu erkennen. Diese variiert im Beispiel des Referenzfalls ohne zeitliche Aggregation um -26% bis +35% um den Mittelwert der Berechnungsdauer. Andererseits ist der Grafik auch eine deutliche Reduktion der mittleren Berechnungsdauer zu entnehmen. Diese sinkt im Fall von 48 Typtagen um 80% gegenüber dem Fall ohne Typtage. Bei 16 Typtagen sinkt sie im Durchschnitt um 91% und bei nur 4 Typtagen um 97%.

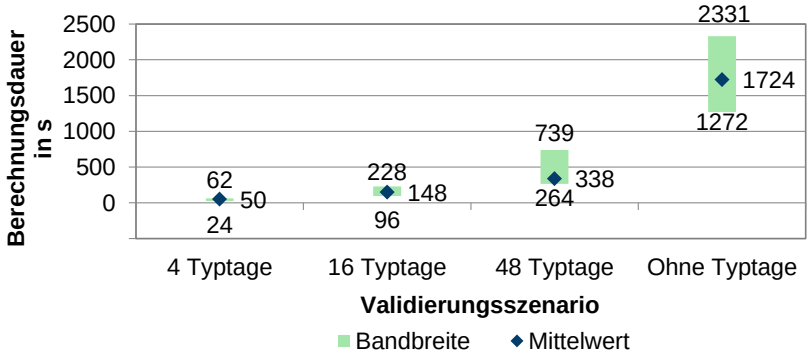


Abbildung 5.65: Vergleich der Berechnungsdauer für die Optimierung eines Jahres in einem Validierungsszenario bei unterschiedlichem zeitlichen Aggregationsgrad am Beispiel von Szenario 80

Zur Auswahl eines geeigneten Aggregationsgrads gilt es jedoch zwischen Berechnungsdauer und Ergebnisqualität abzuwägen. Bei der Bewertung der Ergebnisse wird die installierte elektrische Leistung im Energiesektor als Vergleichsgröße herangezogen. In Abbildung 5.66 werden diese anhand der zuvor beschriebenen Aggregationsgrade dargestellt. Als Vergleichsgrundlage dienen die Ergebnisse aus *Szenario 80* im Rahmen der freien Optimierung des Jahres 2050. Im Referenzfall ohne Typtage liegt hierbei die gesamte installierte Leistung bei 341 GW. Bei den Vergleichsfällen mit aggregierten Typtagen zeigt sich eine zunehmende Abweichung von diesem Wert bei einer Reduktion der Anzahl der Typtage. Diese liegt im Fall mit 48 Typtagen noch bei +3 GW (+1%) und im Fall mit 16 Typtagen bei +6 GW (+2%). Im Fall mit nur 4 Typtagen liegt die Abweichung bei -16 GW (-5%).

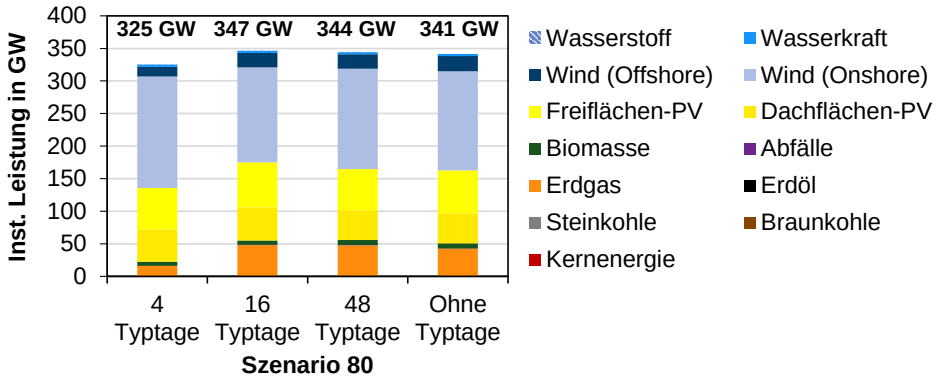


Abbildung 5.66: Vergleich der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 bei unterschiedlichem zeitlichen Aggregationsgrad am Beispiel von Szenario 80

Unter Berücksichtigung der Datengenauigkeit und der Unsicherheiten in den Modelleingangsparametern liegt die Abweichung der gesamten installierten Leistung mit maximal 5% in einem akzeptablen Toleranzbereich. Allerdings sind die energieträgerspezifischen Abweichungen signifikanter. Diese werden anhand von Abbildung 5.67 veranschaulicht. Hier werden die Differenzen der installierten Leistungen nach Energieträger in den Szenarien mit zeitlicher Aggregation den Ergebnissen ohne Typtage gegenübergestellt. Insbesondere im Fall mit 4 Typtagen liegen signifikante Abweichungen vor. Die installierte Leistung der erdgasgefeuerten Kraftwerke wird hierbei um -27 GW (-63%) unterschätzt, ebenso wie die installierte Leistung der Offshore-WKA mit -9 GW (-39%). Im Gegenzug wird die installierte Leistung der Onshore-WKA mit +19 GW (+13%) überschätzt. Diese starken individuellen Abweichungen werden bei der Erhöhung der Anzahl der aggregierten Typtage auf 16 bereits deutlich reduziert. Am Beispiel der Erdgaskraftwerke und der Onshore-WKA sind sogar gegenläufige Trends zu erkennen. Die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke wird in diesem Fall mit +5 GW (+12%) überschätzt und bei den Onshore-WKA mit -7 GW (-5%) unterschätzt. Im letzten untersuchten Fall mit 48 Typtagen liegt die maximale absolute Abweichung bei +5 GW (+12%) für erdgasgefeuerte Kraftwerke. Für alle anderen Stromerzeugungsanlagen liegt sie marginal niedrig.

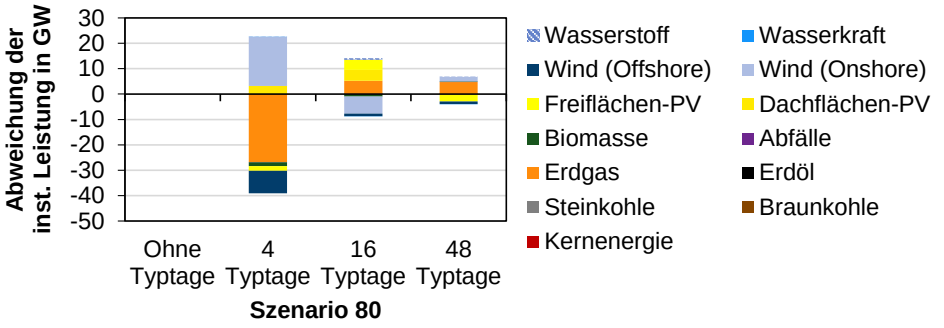


Abbildung 5.67: Vergleich der Abweichung der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 bei unterschiedlichem zeitlichen Aggregationsgrad gegenüber dem Referenzfall ohne zeitliche Aggregation am Beispiel von Szenario 80

Neben den bilanziellen Abweichungen in den Ergebnissen ist ebenfalls eine Untersuchung des Betriebsverhaltens erforderlich, um den Einfluss des Aggregationsgrads zu analysieren. Ein wesentlicher Indikator zu dessen Bewertung ist das Speicherverhalten des Systems. Zu diesem Zweck wird die Speicherstandsentwicklung des Wasserstoff-Salzkavernenspeichers über das Jahr 2050 in *Szenario 80* als Vergleichsbasis ausgewählt. Die Gegenüberstellung des Speicherverhaltens in Abbildung 5.68 zeigt, dass erst ab einer Aggregation von 48 Typtagen eine hinreichende Näherung des Speicherverhaltens zu erreichen ist. Im Fall mit 4 Typtagen ist die Nutzung des Wasserstoffspeichers vernachlässigbar gering und im Fall mit 16 Typtagen entspricht sie nicht dem qualitativen Verlauf des Falls ohne Typtage. Bei 48 Typtagen liegt die erforderliche installierte Speicherkapazität mit 2.964 GWh nur um ca. +3% über dem Referenzfall. Die kumulierte eingespeicherte Energie liegt mit 31,3 TWh um ca. +12% über dem Fall ohne Typtage.

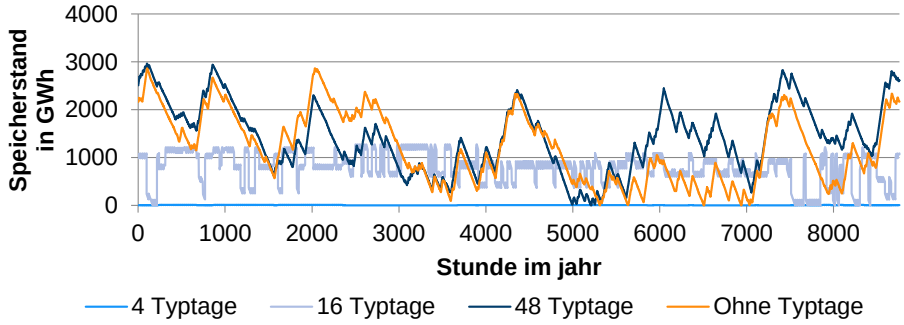


Abbildung 5.68: Vergleich der Speicherstandsentwicklung des Wasserstoff-Salzkavernenspeichers über das Jahr 2050 unter Verwendung von 48 Typtagen gegenüber dem Referenzfall ohne zeitliche Aggregation am Beispiel von Szenario 80

Der Vergleich unterschiedlicher Aggregationsgrade der zugrundeliegenden Zeitreihen zeigt, dass eine Aggregation auf nur 16 Typtage zur Abschätzung der benötigten installierten Leistung des Systems bereits ausreicht. Um ebenfalls das Betriebs- und Speicherverhalten adäquat abzubilden, ist eine Erhöhung auf 48 Typtage notwendig. Mit der zeitlichen

Aggregation auf 48 Typtage kann somit die Ergebnisqualität zeitlich hochaufgelöster Berechnungen bei nur marginalen Abweichungen erreicht werden. Hiermit kann jedoch die Berechnungsdauer um 80% reduziert werden.

5.2.2 Investitionskostenabbildung

Eine detaillierte Beschreibung der Abbildung von Investitionskosten in Form einer linearen oder quadratischen Zielfunktion im Modell wird in Kapitel 4.2 gegeben. Zur Einordnung der Auswirkungen auf die Ergebnisse durch den implementierten quadratischen Optimierungsansatz (QP-Ansatz) werden die Ergebnisse unter linearer Optimierung (LP-Ansatz) bei gleichen Eingangsparametern zum Vergleich herangezogen. Ebenso wie bei der Bewertung der Zeitreihenaggregation dienen hierbei zunächst die installierten elektrischen Leistungen als Bewertungsmaßstab. Diese werden nachfolgend in Abbildung 5.69 für *Szenario* 80 und *Szenario* 95 für das Jahr 2050 dargestellt. Im direkten Vergleich der kumulierten installierten Leistung zeigen sich in *Szenario 80* nur geringe Veränderungen im QP-Ansatz gegenüber dem LP-Ansatz. Diese geht durch die Nutzung des QP-Ansatzes um ca. 8 GW auf 344 GW zurück. In *Szenario 95* ist dagegen ein deutlich stärkerer Effekt zu sehen. Hierbei wird die gesamte installierte Leistung um 148 GW auf 477 GW abgesenkt.

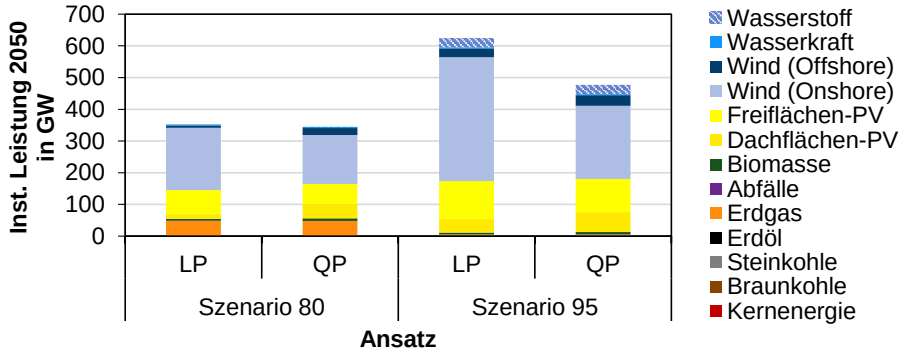


Abbildung 5.69: Vergleich der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 bei linearer und quadratischer Programmierung, zur Definition der Zielfunktion, in Szenario 80 und Szenario 95

Bei der Betrachtung der installierten Leistung nach Technologie bzw. Energieträger können die auftretenden Effekte im Detail analysiert werden. Diese sind in Abbildung 5.70 mit Hilfe der energieträgerspezifischen Abweichung im QP-Ansatz gegenüber dem LP-Ansatz dargestellt. In beiden Szenarien sind vor allem im Bereich der Windkraftanlagen und der Photovoltaik Unterschiede zu erkennen. Es kommt jeweils zu einer Verschiebung von Kapazitäten der Onshore-WKA und Freiflächen-PV hin zu Offshore-WKA und Dachflächen-PV. In *Szenario 80* gleichen sich die wegfallenden und hinzukommenden installierten Leistungen dabei noch nahezu aus. Dies ist in *Szenario 95* aufgrund von 160 GW an wegfallender Onshore-WKA jedoch nicht der Fall. Ein solcher Effekt spiegelt sich ebenfalls im Nettostromverbrauch wider. Hierbei liegt beim LP-Ansatz in *Szenario 80* nur ein Anstieg um ca. 6% auf insgesamt 770 TWh/a vor und in *Szenario 95* um ca. 38% auf 1.389 TWh/a. Bei dem Ausbau und der Nutzung der Speicherkapazitäten zeigen sich wiederum nur geringfügige Veränderungen.

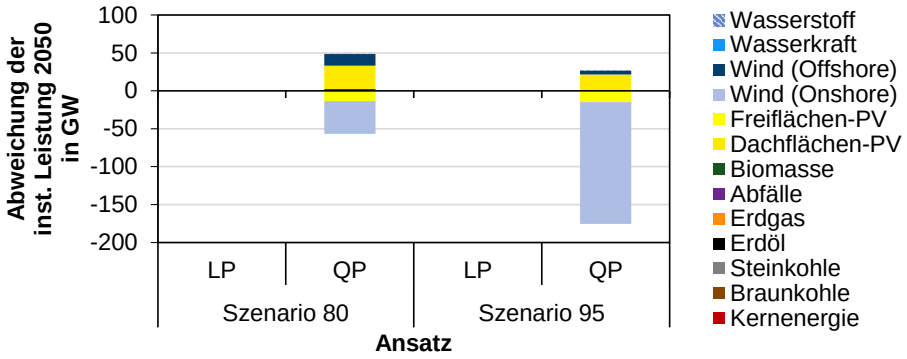


Abbildung 5.70: Vergleich der Abweichung der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 bei linearer und quadratischer Programmierung, zur Definition der Zielfunktion, in Szenario 80 und Szenario 95

Insgesamt bestätigt die Auswertung, dass der lineare Optimierungsansatz zu extremeren Ergebnissen in Bezug auf eine geringere Technologievielfalt in der Lösung führt. Dies lässt sich an der Lösung zur Pkw-Flotte im Jahr 2050 veranschaulichen. In Abbildung 5.71 wird diese anhand des Beispiels von *Szenario 95* aufgezeigt. Im Gegensatz zur Lösung im QP-Ansatz werden in den Ergebnissen des LP-Ansatzes nur die kostengünstigsten Optionen zur Versorgung der gleichen Nachfrage berücksichtigt. Bei der Deckung der Transportleistungsnachfrage im Pkw-Bereich stellt die Brennstoffzellentechnologie die kostengünstigste Alternative unter Einbeziehung aller Rückkopplungseffekte dar. Im QP-Ansatz äußert sich dies durch den größten Flottenanteil der Technologie. Die Lösung des LP-Ansatzes weißt hingegen ausschließlich diese Technologie aus. Dies ist bereits bei marginalen Kostenvorteilen gegenüber anderen Technologien der Fall. Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, dass es bei einer Erhöhung der FCEV-Kosten um lediglich 3% zu einem vollständigen *Penny-Switching*-Effekt kommen würde. Dies führt stattdessen zu 100% BEV in der Lösung. Das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse zu unterschiedlichen Pkw-Kosten findet sich in Anhang G, Abbildung G.2.

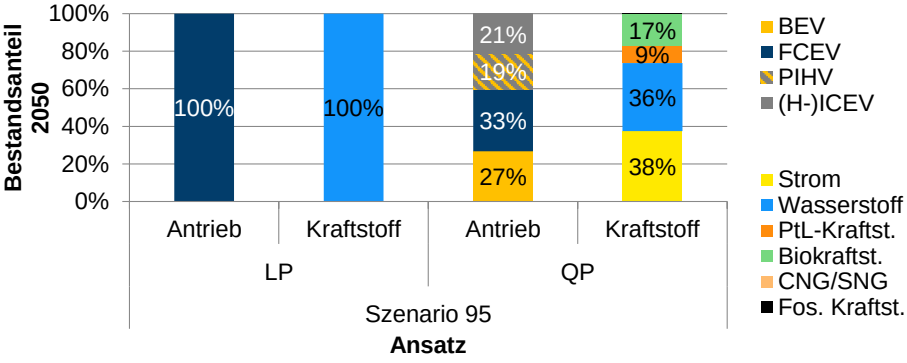


Abbildung 5.71: Vergleich der Verteilung der Antriebsart nach Technologie und der Kraftstoffnachfrage nach Kraftstoffart im Pkw-Bereich im Jahr 2050 bei linearer und quadratischer Programmierung, zur Definition der Zielfunktion, am Beispiel von Szenario 95

Der beschriebene Effekt der beschränkten Technologievielfalt lässt sich zudem am deutlichsten durch den direkten Vergleich der berücksichtigten Technologien in den Lösungen der Szenarien herausstellen. Als Kriterium gilt dabei, dass eine Technologie mit mindestens 100 MW installierter Leistung oder 1% an deren theoretischem Marktpotenzial ausgebaut sein muss. Unter dieser Voraussetzung ergeben sich für den LP-Ansatz in *Szenario 80* insgesamt 306 Technologien und in *Szenario 95* insgesamt 304 Technologien in der Lösung. Im QP-Ansatz steigt deren Anzahl auf 398 Technologien in *Szenario 80* und auf 408 Technologien in *Szenario 95* an. Zusammenfassend gewinnen die Ergebnisse des QP-Ansatzes maßgeblich an Robustheit, Vielseitigkeit und Realitätsnähe gegenüber dem LP-Ansatz.

5.2.3 Infrastrukturaspekte

Bei der Abbildung infrastruktureller Aspekte im Modell handelt es sich in erster Linie um eine inhaltliche Erweiterung, welche im Detail in Kapitel 4.4 beschrieben wird. Die zugrundeliegenden Annahmen basieren dabei auf anderen Studien oder den Ergebnissen von Infrastrukturmodellen. Mit deren Einbindung in das entwickelte räumliche 1-Knoten-Modell wird folglich ein Mehrwert in Bezug auf dessen Betrachtungsumfang generiert. Dies spiegelt sich in den gezeigten Ergebnissen in Abbildung 5.72 wider. In der Grafik wird jeweils eine besonders deutliche Auswirkung auf die Ergebnisse in den drei Nachfragesektoren am Beispiel von *Szenario 80* aufgezeigt.

Im Gebäudesektor besitzt die Berücksichtigung der Kosten und der technischen Eigenschaften von Wärmenetzen einen entscheidenden Einfluss auf die eingesetzten Heiztechnologien. Ohne die Einbeziehung der Kosten für Wärmenetze kommen vornehmlich zentrale Anlagen zur Nah- und Fernwärmeversorgung in die Lösung, welche von Skaleneffekten bei deren Dimensionierung profitieren. Der Anteil dezentraler Heiztechnologien beträgt in diesem Fall entsprechend nur 4%. Mit der Implementierung der Wärmenetzdaten steigt dieser Anteil auf 75% an. Die Versorgung mit Fernwärme verschwindet hingegen fast vollständig aus der Lösung.

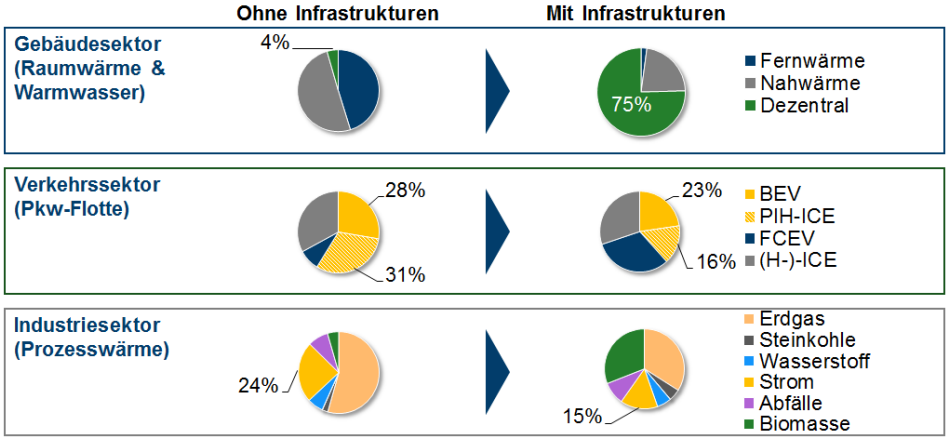


Abbildung 5.72: Vergleich des Technologieanteils bei der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung, bei der Antriebsart der Pkw-Flotte sowie bei der Prozesswärmebereitstellung im Jahr 2050 im Fall mit und ohne die Berücksichtigung infrastruktureller Aspekte am Beispiel von Szenario 80

Der Vergleich der Auswirkungen im Verkehrssektor zeigt einen weiteren relevanten Effekt der Abbildung der Infrastrukturaspekte. Neben der Dezentralisierung von Anlagen wird der Anteil der Elektrifizierung gesenkt. Die direkte Versorgung mit elektrischer Energie zeichnet sich durch vergleichsweise hohe spezifische Kosten aus. Im Fall des Verkehrssektors ist am Beispiel der Pkw-Flotte zu erkennen, dass die Berücksichtigung des Ausbaus von Lade- und Tankinfrastrukturen zu einer Verschiebung bei den Antriebsarten der Pkw führt. Durch die höchsten spezifischen Infrastrukturkosten bei der Versorgung von batterieelektrischen Fahrzeugen reduziert sich deren Flottenanteil von insgesamt 59% (inkl. Plug-In-Hybride) auf 39%. Hierbei ist zu erwähnen, dass ebenfalls die resultierenden zusätzlichen Verteilnetz- und Übertragungsnetzkosten berücksichtigt werden.

Ein ähnlicher Einfluss auf die Ergebnisse ist auch im Industriesektor zu erkennen. Der Anteil der strombasierten Verfahren zur Prozesswärmebereitstellung sinkt bei Abbildung der Stromnetzkosten von 24% auf 15%. Hiervon ist ebenfalls die Versorgung mit Erdgas betroffen, für die ebenfalls netzbedingte Kosten in die Berechnung miteinbezogen werden. Infolgedessen ergibt sich insbesondere eine erhöhte Nutzung der Biomasse in diesem Sektor.

Insgesamt ist durch die Berücksichtigung infrastruktureller Aspekte in allen Bereichen von einer deutlichen Verbesserung der Ergebnisse auszugehen sowie einer Näherung zu Ergebnissen räumlich hoch aufgelöster Modelle.

5.2.4 Energieimporte und -exporte

Die Im- und Exporte von Energieträgern werden im Modell als gegebene Option betrachtet und bereits in Kapitel 3.1 beschrieben. Bei dem Import von Wasserstoff oder synthetischen Energieträgern wird hierbei auf die Abhängigkeit der Importkosten von der Importmenge hingewiesen. Komplementär hierzu zeichnet sich die Importnachfrage ebenfalls durch eine Kostenabhängigkeit jedoch mit gegenläufigem Trend aus. Der entsprechende Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve muss folglich iterativ ermittelt werden. In Abbildung 5.73 sind die resultierenden Importmengen der wichtigsten erneuerbaren Energieträger für *Szenario 95* über den entsprechenden Importkosten aufgetragen. Die dargestellten Punkte im Diagramm zeigen sowohl die Importmengen der jeweiligen Energieträger bei den minimalen und maximalen möglichen Importkosten als auch das iterative bestimmte Importgleichgewicht. Letzteres ist in der Grafik hervorgehoben und entspricht dem Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve. Die zugehörigen Importkosten werden für *Szenario 95* angesetzt. In *Szenario 80* werden die minimalen Importkosten zugrunde gelegt, da es hierbei zu keinem Import der beschriebenen Energieträger kommt.

Mit dem Im- und Export elektrischer Energie existiert eine zweite Möglichkeit die inländische Energieversorgung Deutschlands zu beeinflussen. Die Stromimporte und -exporte unterliegen dabei der vereinfachten Annahme, dass nur Strom aus erneuerbaren Energien zwischen Nachbarstaaten gehandelt bzw. ausgetauscht werden darf. Dabei richten sich die Im- und Exportpotenziale nach der angenommenen stündlichen Residuallast der Nachbarstaaten Deutschlands. Aufgrund des unterstellten Grenzkostenansatzes liegen keine Importkosten für elektrische Energie aus fluktuierenden erneuerbaren Energien vor. Im Fall der potenziellen Stromexporte führt diese Annahme allerdings zu einem Ausbleiben der Exporte. Bedingt durch die Hinterlegung spezifischer Kosten für die Nutzung des elektri-

schen Übertragungs- und Verteilnetzes entfallen diese ebenfalls auf potenzielle Stromexporte. Folglich muss zur Schaffung eines Exportanreizes ein imaginärer Exportpreis zur Kompensation der spezifischen Stromnetzkosten generiert werden.

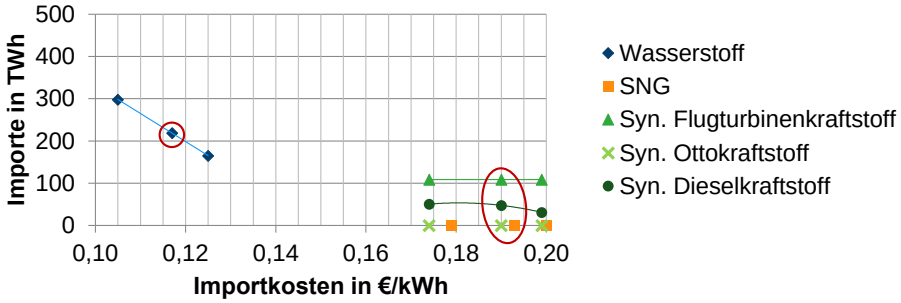


Abbildung 5.73: Vergleich der Importmengen an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern im Jahr 2050 bei einer Variation der Importkosten am Beispiel von Szenario 95 (ermittelte Modellparameter sind markiert)

Zur Bestimmung der Höhe eines solchen Exportpreises dient eine Sensitivitätsanalyse der Stromimporte und -exporte unter Variation des Exportpreises. Die Ergebnisse dieser Parametervariation sind in Abbildung 5.74 am Beispiel von *Szenario 95* für die freie Optimierung des Jahres 2050 dargestellt. Neben der im- und exportierten elektrischen Energie wird ebenfalls die gesamte installierte Leistung der erneuerbaren Energien in Abhängigkeit des angesetzten Exportpreises abgebildet. Hierbei zeigt sich, dass die Stromimporte als unabhängig vom Exportpreis angesehen werden können. In Bezug auf die Stromexporte sind dem Diagramm zwei sprunghafte Anstiege der exportierten elektrischen Energie bei einem Exportpreis von 0,03 bzw. 0,09 €/kWh zu entnehmen. Hierbei werden die spezifischen Kosten des Übertragungsnetzes bzw. zuzüglich des Verteilnetzes überschritten. Im Anschluss ist ein Anstieg des Stromexports zu verzeichnen, der sich einem Maximalwert von ca. 98 TWh/a annähert.

Aufgrund der Vergütung des Stromexportes steigt allerdings auch die Volllaststundenzahl der erneuerbaren Energien und es wird ein zusätzlicher Deckungsbeitrag zu den Fixkosten der Anlagen generiert. Dementsprechend wird ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsanlagen induziert. Die gesamte installierte Leistung steigt folglich von anfänglich 426 GW auf 472 GW (+11%) an. Bis zu einem Exportpreis von 0,11 €/kWh erhöht sie sich um ca. 3% auf 440 GW. Bei der weiteren Steigerung auf 0,13 €/kWh liegt ein besonders starker Anstieg um weitere 2% auf 449 GW vor. Um den zusätzlichen Anlagenausbau zu vermeiden und dennoch eine realistische Anlagenauslastung zu erreichen, wird der Exportpreis entsprechend auf 0,11 €/kWh festgelegt. Aufgrund der gleichen spezifischen Kostenannahmen für das Übertragungs- und Verteilnetz in beiden Szenarien ist dieser Wert auch auf *Szenario 80* übertragbar.

Die Analyse der Auswirkungen der Importkosten und Exportpreise zeigt die hohe Sensibilität der Ergebnisse bezüglich Veränderungen dieser Annahmen. Neben den Im- und Exportmengen soll weiterhin die Sensitivität der Ergebnisse bei einer Limitierung der Importe untersucht werden. Hierfür wird im Folgenden ein Vergleichsszenario zu *Szenario 95* erstellt, bei dem nur Stromimporte zugelassen werden, jedoch keine Importe sonstiger erneuerbarer Energieträger.

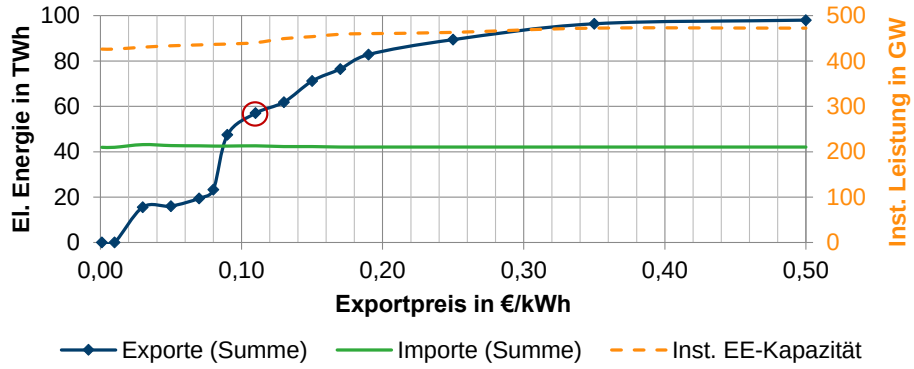


Abbildung 5.74: Vergleich der Stromimporte und -exporte sowie der kumulierten installierten Leistung erneuerbarer Energien im Jahr 2050 bei einer Variation des Stromexportpreises am Beispiel von Szenario 95 (Modellparameter markiert)

Die Auswirkungen auf das Primärenergieaufkommen bei einem unterstellten Importverbot von Wasserstoff, SNG und PtL-Kraftstoffen sind in Abbildung 5.75 am Beispiel des Jahres 2050 in *Szenario 95* veranschaulicht. Im direkten Vergleich des gesamten Primärenergieaufkommens zeigt sich eine Reduktion durch den Import erneuerbarer Energieträger von 1.839 TWh/a um etwa 4% auf 1.763 TWh/a. Durch den zusätzlichen Import von 219 TWh/a an Wasserstoff und 48 TWh/a an PtL-Kraftstoffen lässt sich vor allem die bereitgestellte Energie aus Windkraftanlagen und Photovoltaik reduzieren. Bei Offshore-WKA sinkt diese von 201 auf 154 TWh/a (-23%), bei Onshore-WKA von 719 auf 543 TWh/a (-24%) und bei PV-Anlagen von 319 auf 193 TWh/a (-39%).

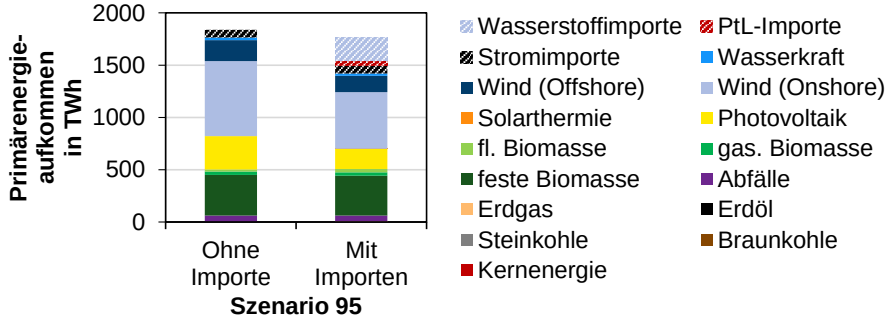


Abbildung 5.75: Vergleich des Primärenergieaufkommens nach Energieträger im Jahr 2050 im Fall mit und ohne die Berücksichtigung von Energieträgerimporten am Beispiel von Szenario 95

Als Konsequenz des erhöhten Energiebedarfs steigen ebenfalls die benötigten installierten Leistungen der erneuerbaren Energien. Diese sind in Abbildung 5.76 unter den gleichen Rahmenbedingungen wie zuvor beim Primärenergieaufkommen aufgeführt. Es ist ein Absinken der installierten Leistung der Offshore-WKA von 44 auf 34 GW (-25%) und der Onshore-WKA von 304 auf 231 GW (-24%) bei berücksichtigten Importen zu erkennen. Für PV-Anlagen reduziert sich die installierte Leistung von insgesamt 280 auf 167 GW (-40%).

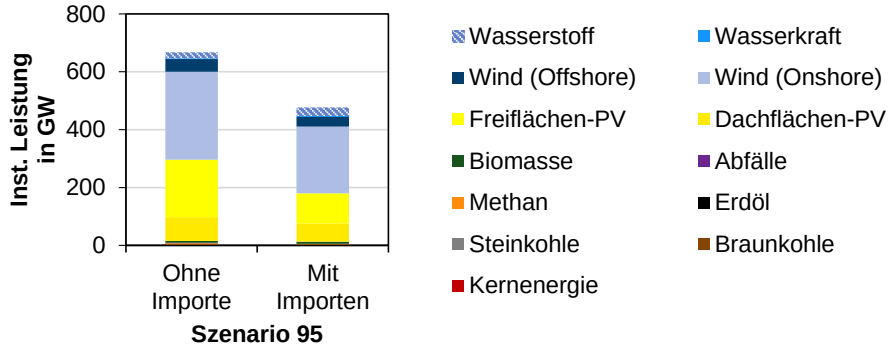


Abbildung 5.76: Vergleich der installierten Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 im Fall mit und ohne die Berücksichtigung von Energieträgerimporten am Beispiel von Szenario 95

Der wichtigste importierte Energieträger ist Wasserstoff mit 219 TWh/a. Aus diesem Grund wird in Abbildung 5.77 die Wasserstoffbereitstellung für beide Fälle verglichen. Hierbei fällt auf, dass die Gesamtmenge an Wasserstoff im System nahezu gleichbleibt. Bei einem Importverbot liegt diese bei 381 TWh/a gegenüber 399 TWh/a mit Importen. Folglich wird der ausbleibende Import fast vollständig durch die inländische Elektrolyse kompensiert. Dementsprechend steigt auch deren installierte Leistung von 62 auf 106 GW im Szenario ohne Importe an.

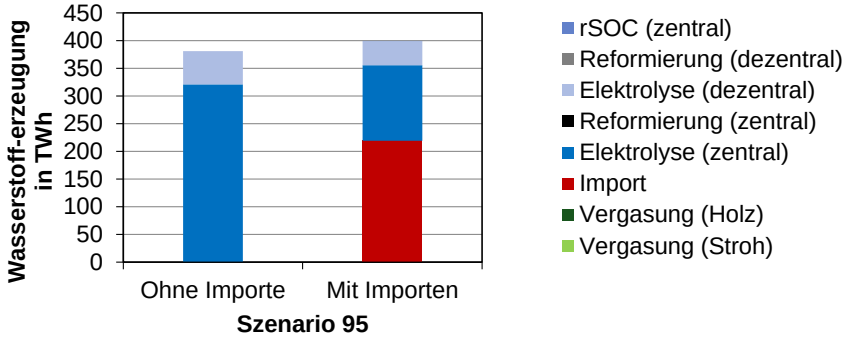


Abbildung 5.77: Vergleich der Wasserstofferzeugung nach Technologie bzw. Verfahren im Jahr 2050 im Fall mit und ohne die Berücksichtigung von Energieträgerimporten am Beispiel von Szenario 95

Da es sich bei dem Szenario ohne Importe aufgrund der zusätzlichen Restriktionen nicht um eine kostenoptimale Lösung handelt, liegen erhöhte Gesamtsystemkosten vor. Im Umkehrschluss kann in *Szenario 95* eine Kostenersparnis von 8,6 Mrd. €/a im Jahr 2050 angegeben werden, wenn der Import von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen berücksichtigt wird.

5.2.5 Synthetische Dunkelflaute

Die Sensitivitätsanalyse zur synthetischen kalten Dunkelflaute dient der Abschätzung der benötigten zusätzlichen Speicherkapazitäten sowie Kapazitäten an flexiblen Erzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, auch unter extremen Witterungsbedingungen. Als Referenz dient hierbei das *Szenario 95* im Jahr 2050. Die zugrundeliegende Methodik wird in Kapitel 4.5 erläutert. Mit Hinblick auf die dargestellte installierte elektrische Leistung in Abbildung 5.78 lassen sich Rückschlüsse auf den Bedarf an flexiblen Erzeugungskapazitäten ziehen. Während die gesamte installierte Leistung lediglich um 5 GW (+1%) von 477 auf 482 GW ansteigt, stellt sich auf Energieträger- bzw. Technologieebene eine Verschiebung ein. Der Vergleich der Änderung der installierten Leistung in Szenario *Dunkelflaute 95* gegenüber *Szenario 95* zeigt eine Reduktion der Onshore-WKA um ca. 10 GW. An deren Stelle kommen mit 9 GW an Gaskraftwerken, 4 GW an SOFC und 1 GW an Biomassekraftwerken zusätzliche flexible Erzeugungsanlagen in das System.

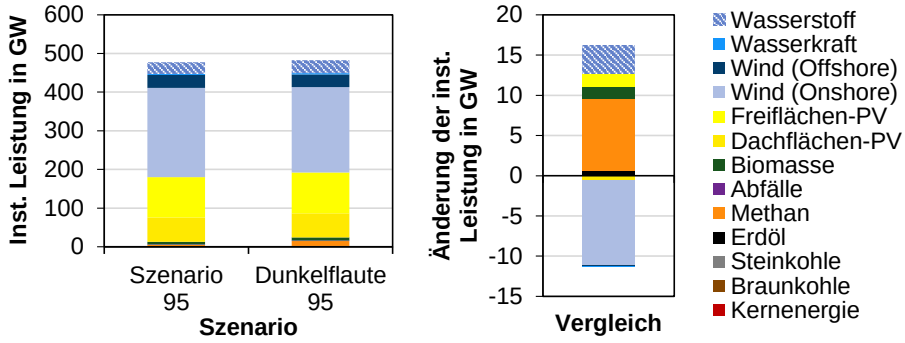


Abbildung 5.78: Vergleich der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 in den Szenarien: Szenario 95 und Dunkelflaute 95 (links); Veränderung installierten elektrischen Leistung nach Technologie nach Energieträger im Jahr 2050 im Szenario Dunkelflaute 95 gegenüber Szenario 95

Ein weiterer entscheidender Aspekt bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei einer kalten Dunkelflaute in einem System mit hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien ist die Energiespeicherung. Zur Verdeutlichung der Auswirkungen auf den Speicherbedarf im Dunkelflaute-Szenario ist die Speicherstandsentwicklung des Wasserstoff-Salzkavernenspeichers im Jahr 2050 in Abbildung 5.79 aufgeführt. Dabei ist der Zeitraum der synthetischen kalten Dunkelflaute farblich hervorgehoben. Der Vergleich der Speichernutzung zeigt qualitativ einen ähnlichen Verlauf über das Jahr. Die installierte Speicherkapazität in Szenario *Dunkelflaute 95* steigt um nur etwa 1 TWh gegenüber *Szenario 95* auf 69 TWh an. Bei der Betrachtung der Speichernutzung in *Szenario 95* wird zudem deutlich, dass die Speicherkapazität aus der Transformation heraus nicht vollständig ausgenutzt wird. Es verbleibt ein Mindestspeicherstand von 13 TWh. In einem eingeschwungenen System ist jedoch von einer vollständigen Ausnutzung der Speicherkapazität auszugehen. Im Zeitraum der kalten Dunkelflaute ist allerdings mit einem vergleichbaren Speicherverhalten zu rechnen. Hier liegt ein Mehrbedarf von ca. 22 TWh an Wasserstoff vor. Insgesamt wird im Verlauf der 14 Tage etwa 52 TWh an Wasserstoff benötigt, die entsprechend über das Jahr vorgehalten werden müssen.

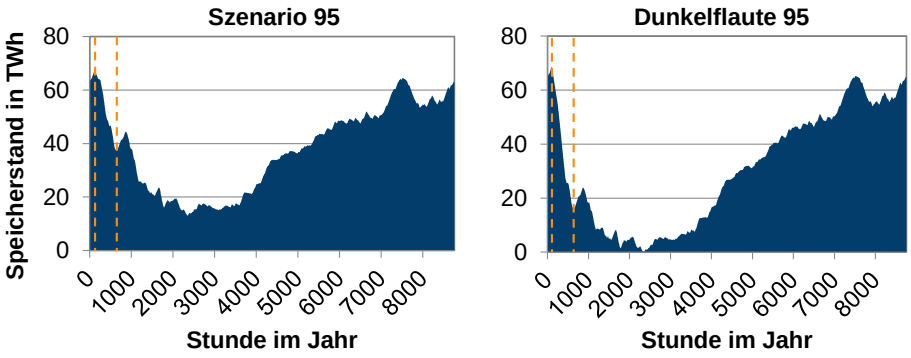


Abbildung 5.79: Vergleich der Speicherstandsentwicklung des Wasserstoff-Salzkavernenspeichers über das Jahr 2050 in den Szenarien: Szenario 95 und Dunkelflaute 95

Wie auch bei der Untersuchung der Importrestriktionen ergeben sich Mehrkosten bei der Auslegung des Systems auf eine kalte Dunkelflaute anstelle eines durchschnittlichen Wetterjahres, wie in den Referenzszenarien. Diese belaufen sich im Jahr 2050 auf +8,4 Mrd. €/a gegenüber *Szenario 95*. Sie liegen somit in der gleichen Größenordnung wie die Mehrkosten bei der Vernachlässigung von möglichen Importen erneuerbarer Energieträger.

5.2.6 Sensitivitätsanalyse des CO_2-Reduktionsziels

Ergänzend zur Sensitivitätsanalyse der angewandten Methoden und Eingangsparameter wird nachfolgend die Sensitivität des Energiesystems in Bezug auf das gesetzte CO_2-Reduktionsziel untersucht. Hierzu wird das Energiesystem für das Jahr 2050 optimiert (freie Optimierung) und das zugrundeliegende CO_2-Reduktionsziel schrittweise von -0% bis -95% variiert. Zur Bewertung des erforderlichen Aufwands zur Einhaltung dieser Ziele ist in Abbildung 5.80 die hieraus ermittelte Grenzkostenfunktion der CO_2-Vermeidungskosten gegeben. Ergänzend sind die Grenzkosten der CO_2-Vermeidung auch aus der Transformation heraus für *Szenario 80* und *Szenario 95* dargestellt.

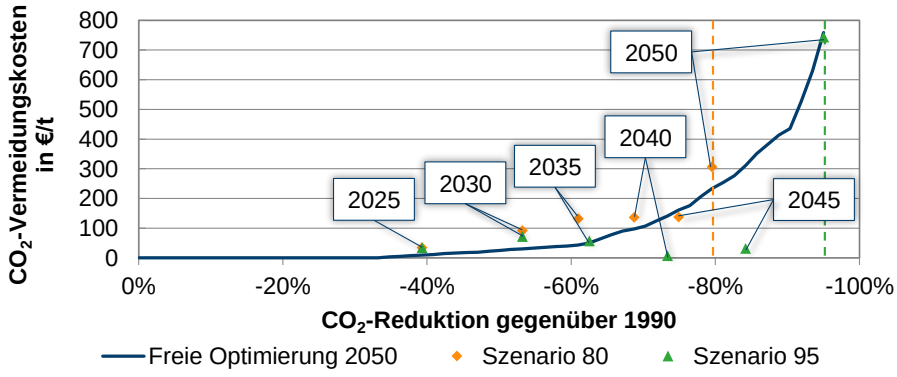


Abbildung 5.80: Vergleich der CO_2-Vermeidungskosten (Grenzkosten) bei der freien Optimierung für das Jahr 2050 bei einer Variation des CO_2-Reduktionsziels sowie bei der Transformation in Szenario 80 und Szenario 95

Die Grenzkostenfunktion aus der freien Optimierung für das Jahr 2050 zeigt eine exponentielle Zunahme der Vermeidungskosten bei der Reduktion der erlaubten CO_2-Emissionen des Systems. Während die Vermeidungsgrenzkosten für eine Reduktion um 80% gegenüber 1990 noch bei 233 €/t_{CO2} liegen, steigen diese auf 759 €/t_{CO2} bei einer Reduktion um 95% an. Insbesondere bei Reduktionszielen über 90% ist ein besonders starker Anstieg der Vermeidungsgrenzkosten zu erkennen.

Ein direkter Vergleich mit den Vermeidungsgrenzkosten aus der Transformation des Systems heraus ermöglicht zudem weitere Rückschlüsse zur Bewertung der gesetzten CO_2-Reduktionsziele in den Zwischenjahren der Transformation. Diese sind in Abbildung 5.80 für die berechneten Stützjahre 2025-2050 beider Szenarien aufgeführt. Liegen die Vermeidungsgrenzkosten in den Stützjahren über denen der freien Optimierung für das Jahr 2050, lässt sich dies auf den erforderlichen Mehraufwand aus der Systemtransformation zurückführen. Im System vorliegende Bestände aus vorangegangen Optimierungsperioden führen demnach zu erhöhten Vermeidungskosten gegenüber der freien Optimierung. Solche Mehrkosten gegenüber der freien Optimierung wären aufgrund von ineffizienten Technologiebeständen aus vorangegangenen Optimierungsperioden in allen Stützjahren zu erwarten. Diese Folgerung basiert auf der Annahme, dass die Systemkonfiguration in der freien Optimierung das theoretische Kostenminimum darstellt, da hierbei die geringsten Einschränkungen des Lösungsraumes vorliegen. Jedoch zeigt sich in *Szenario 80* im Jahr 2045 sowie in *Szenario 95* bereits ab dem Jahr 2040, dass die Vermeidungsgrenzkosten in den Stützjahren der Systemtransformation unterhalb der Werte der freien Optimierung liegen. Ein solches Ergebnis kann demnach nur entstehen, wenn die Bestände CO_2-emissionsarmer Technologien aus der vorangegangenen Optimierungsperiode bereits derart stark ausgebaut sind, dass der Gesamtaufwand zur Einhaltung des CO_2-Zwischenziels unter dem der freien Optimierung liegt. Dieser Effekt entsteht aufgrund der festgelegten maximalen Ausbausteigerung einer Technologie um +25% gegenüber dem Ausbau im Vorjahr (siehe Kapitel 4.3.2). Durch die Ermittlung des Zielwertes für den Ausbau jeder Technologie bis zum Jahr 2050 innerhalb der myopischen Transformationspfadanalyse ist somit für jedes Zwischenjahr auch der nötige Mindestausbau jeder Technologie bekannt. Infolgedessen kann der Bestand an erneuerbaren Energien und energieeffizienten Technologien zum Erreichen des Ausbauziels im Jahr 2050 bereits soweit ausgebaut sein, dass die CO_2-Vermeidungsgrenzkosten im Vergleich zur vorangegangenen Optimierungsperiode sinken. Bezogen auf die gesetzten CO_2-Zwischenziele bedeutet dies, dass diese nur einen geringen Zwang auf das System auswirken und somit zu niedrig sind, um die Ausbauziele bis zum Jahr 2050 einzuhalten. Während diese Abweichung in *Szenario 80* nur geringfügig unterhalb des theoretischen Minimums liegt, könnten in *Szenario 95* für nur 7 €/t_{CO2} im Jahr 2040 und 32 €/t_{CO2} im Jahr 2045 weitere CO_2-Emissionen vermieden werden.

Zusätzlich zu den CO_2-Vermeidungskosten bei einer Variation des CO_2-Reduktionsziels werden nachfolgend in Abbildung 5.81 die korrespondierenden, eingesetzten Technologien aufgezeigt. Ergänzend sind diese in Anhang F, Abbildung F.3 bis Abbildung F.6, nach zugehörigen Sektoren dargestellt. Zur Zusammenfassung ähnlicher Technologien und Maßnahmen werden diese in Technologiegruppen dargestellt. Um die Systemrelevanz dieser Technologiegruppen bei einer entsprechenden CO_2-Reduktion zu untersuchen, wird zudem

eine vereinheitliche Bezugsgröße eingeführt. Hierfür wird für jede der aufgeführten Technologiegruppen ein individuelles Marktsegment ermittelt. Innerhalb dieses definierten Marktsegments kann jede Technologiegruppe eine theoretische Marktdurchdringung von 100% erreichen. Dieses Vorgehen ermöglicht die Vergleichbarkeit der Relevanz unterschiedlicher Maßnahmen und Technologien aus unterschiedlichen Sektoren. Auf diese Weise lassen sich Rückschlüsse zum Einsatz der entsprechenden Technologiegruppen ziehen. Da die CO_2-Emissionen im Jahr 2016 bereits etwa 27% unter denen aus dem Jahr 1990 liegen (siehe Kapitel 3.1), geben die dargestellten Marktanteile bei dieser CO_2-Reduktion ein Indiz auf bereits aus heutiger Sicht wirtschaftliche Potenziale der CO_2-Vermeidung. Bei niedrigen CO_2-Reduktionzielen bis etwa 27% zeigen insbesondere Sanierungsmaßnahmen in Gebäuden, effiziente Elektrogeräte und Leuchtmittel sowie die Nutzung von erdgasbasierten Technologien im Gebäude- und Industriesektor einen hohen Marktanteil. Ein weiterer Aspekt dieser Betrachtungsweise ist die Identifikation von Brückentechnologien, die nur in Bereich über 27% und unter dem Klimaziel von 80% CO_2-Reduktion wirtschaftlich zur CO_2-Vermeidung beitragen. Dies trifft vor allem auf den Einsatz von Erdgaskraftwerken, von CNG/LNG im Verkehrssektor und die Dampfreformierung von Erdgas zur Wasserstoffgewinnung zu. Der letzte Bereich zwischen 80% und 95% CO_2-Reduktion gibt Aufschluss über Technologien und Maßnahmen die ausschließlich zur Einhaltung entsprechend ambitionierter Klimaziele eingesetzt werden müssen. Die wichtigste Maßnahme ist hierbei der Import von Wasserstoff und synthetischer Kraftstoffe, der maßgeblich zur kosteneffizienten Umsetzung dieser Ziele beitragen.

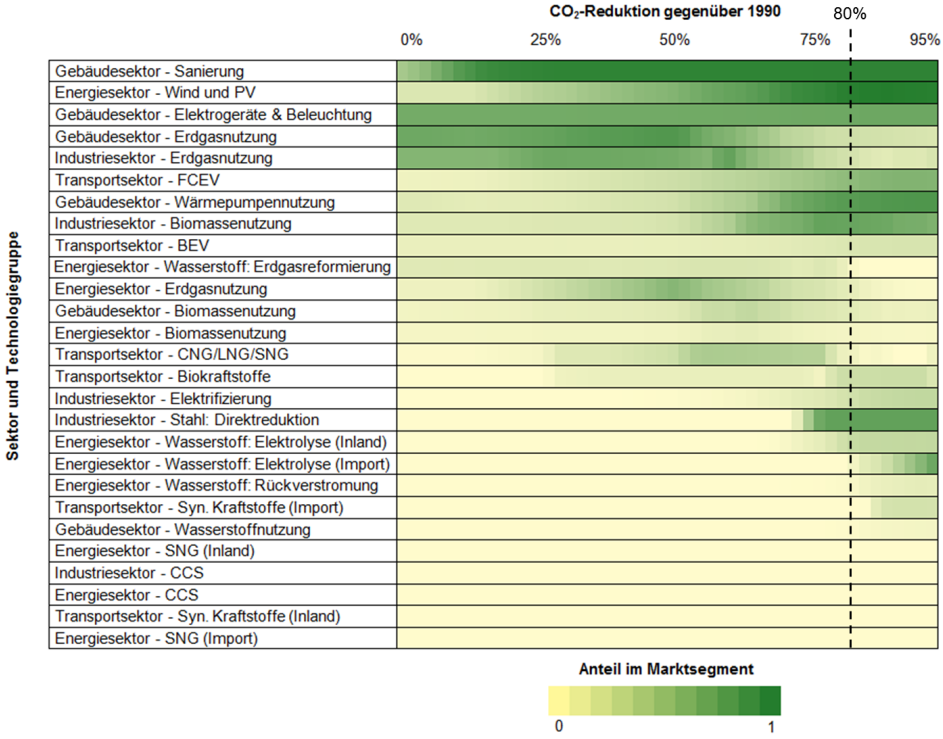


Abbildung 5.81: Vergleich der Anteile unterschiedlicher Technologiegruppen in ihrem Marktsegment bei der freien Optimierung für das Jahr 2050

5.2.7 Zusammenfassung und Diskussion

Die Sensitivitätsanalyse verfolgt das Ziel, die Auswirkungen der angewandten Methoden sowie der zugrundeliegenden Klimaziele auf die Ergebnisse aufzuzeigen. Methodisch werden hierbei Effekte der Zeitreihenaggregation sowie der Abbildung von Investitionskosten, Infrastrukturaspekten, Energieträgerimporten bzw. -exporten und einer kalten Dunkelflaute untersucht. Zusätzlich wird die optimale Konfiguration des Energiesystems in Abhängigkeit des CO_2-Reduktionsziels analysiert, um korrespondierende CO_2-Vermeidungskosten und die Bedeutung einzelner Technologiegruppen zu identifizieren.

In Kapitel 5.2.1 wird zunächst die Implementierung der Zeitreihenaggregation anhand einer Sensitivitätsanalyse bewertet. Hierzu werden Ergebnisse basierend auf unterschiedlich stark aggregierten Zeitreihen mit denen ohne zeitliche Aggregation verglichen. Die Verwendung von 4, 16 oder 48 Typtagen zur Abbildung zeitabhängiger Profile im Modell geht generell mit einem Vorteil bezüglich der benötigten Berechnungsdauer zur Generierung der Ergebnisse einher. Ein Blick auf die Ergebnisse zeigt allerdings, dass diese teilweise stark von den Ergebnissen des Referenzfalls ohne Typtage abweichen. Diese Abweichung lässt sich jedoch mit zunehmender Anzahl an aggregierten Typtagen reduzieren. Eine Betrachtung des Betriebs- und Speicherverhaltens zeigt allerdings, dass erst ab 48 Typtagen ein qualitativ vergleichbares Betriebsverhalten des Systems gewährleistet ist. Folglich kann mit der Aggregation von 48 Typtagen eine Reduktion der Berechnungsdauer um 80% bei nur geringen Abweichungen in den Ergebnissen erzielt werden.

Die Implementierung von Kostenunsicherheiten bei Investitionskosten mittels eines quadratischen Optimierungsansatzes und deren Auswirkungen werden in Kapitel 5.2.2 erläutert. Im Vergleich zum linearen Optimierungsansatz sind die präsentierten Modellergebnisse deutlich robuster, vielseitiger und spiegeln derzeitige marktwirtschaftliche Entwicklungen besser wider. Diese qualitative Verbesserung der Ergebnisse wird mit einem vertretbaren Anstieg der Berechnungsdauer um durchschnittlich +129% gegenüber dem linearen Fall erreicht. In Kombination mit der Berechnungszeiteinsparung durch die Zeitreihenaggregation liegt die resultierende Berechnungsdauer zusammen mit dem quadratischen Optimierungsansatz jedoch noch unterhalb des Referenzfalls ohne die Anwendung dieser Methoden.

Mit der Implementierung von infrastrukturellen Aspekten im Modell fließen Ergebnisse räumlich hoch aufgelöster Modelle (siehe Kapitel 4.4) in die Berechnungen dieses Modells ein. Mit der Einbindung einer räumlichen Pseudo-Auflösung können relevante Aspekte beim Ausbau erneuerbarer Energien berücksichtigt werden. Vergleichsergebnisse ohne die Berücksichtigung von Infrastrukturen werden in Kapitel 5.2.3 vorgestellt. Insgesamt zeigt sich in den Ergebnissen eine deutliche Dezentralisierung der Strom- und Wärmeerzeugung aufgrund hoher Infrastrukturkosten beim Ausbau zentraler Anlagen. Insbesondere die in Relation hohen Kosten der elektrischen Versorgungsinfrastruktur sorgen für einen deutlichen Rückgang der Elektrifizierung in den Nachfragesektoren. Obwohl keine Vergleichsergebnisse aus einem räumlich hoch aufgelösten Modell vorliegen, kann aufgrund der zusätzlichen Berücksichtigung der erforderlichen Infrastrukturen von einer deutlichen qualitativen Verbesserung der Ergebnisse ausgegangen werden.

In Kapitel 5.2.4 werden die Rückwirkungen auf das Energiesystem durch die Erfassung möglicher Importe erneuerbarer Energieträger analysiert. Insbesondere zur Einhaltung der Klimaziele in *Szenario 95* erweisen sich Wasserstoff- und PtL-Kraftstoffimporte als wichtige Faktoren im zukünftigen Energiesystem. Ohne die Einbeziehung dieser Importe wäre in Deutschland ein signifikanter Zusatzaufwand zum Erreichen der Klimaziele bis zum Jahr 2050 erforderlich. Insgesamt würde die notwendige installierte Leistung in der Stromerzeugung um ca. 40% von 477 GW auf 667 GW ansteigen. Dies wäre mit zusätzlichen jährlichen Kosten in Höhe von ca. 8,6 Mrd. € verbunden.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch im Fall einer kalten Dunkelflaute werden die Ergebnisse unter Einbeziehung dieser Wettereffekte in Kapitel 5.2.5 präsentiert. Im Vergleich zum Referenzwetterjahr zeigen sich insbesondere Veränderungen in den installierten Leistungen der Stromerzeugung. Zur Wahrung der Versorgungssicherheit ist der Ausbau zusätzlicher flexibler Erzeugungsanlagen basierend auf Wasserstoff, Biomethan und Biomasse gegenüber *Szenario 95* notwendig. Der Zubau von ca. 16 GW an flexibler Erzeugungsleistung geht dabei mit einem Rückgang bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien um ca. 11 GW einher. Ebenso zeigen sich in der Speichernutzung über das Jahr Unterschiede. Jedoch erfordert die Absicherung gegenüber einer kalten Dunkelflaute nur einen geringfügigen Ausbau der Speicherkapazität von Wasserstoffspeichern von ca. 68 TWh auf ca. 69 TWh. Die resultierenden Mehrkosten der notwendigen Maßnahmen liegt im Jahr 2050 bei ca. 8,4 Mrd. €/a gegenüber *Szenario 95*. Sie sind somit vergleichbar mit den Mehrkosten bei ausbleibender Berücksichtigung möglicher Importe erneuerbarer Energieträger. Die Analysen verdeutlichen zudem, dass mittels der hohen zeitlichen Auflösung des Modells sowie den Ansätzen zur Zeitreihenaggregation eine adäquate Speicherauslegung möglich ist.

Im Rahmen von Kapitel 5.2.6 wird die Abhängigkeit der optimalen Konfiguration des Energiesystems vom gesetzten CO_2-Reduktionsziel untersucht. Hierbei wird die Auswirkung auf die CO_2-Vermeidungskosten und die eingesetzten Technologiearten aufgezeigt. Es stellt sich heraus, dass CO_2-Reduktionsziele von 90% und höher nochmals mit einem deutlichen Anstieg der spezifischen CO_2-Vermeidungskosten einhergehen. Dies spiegelt sich gleichermaßen in den eingesetzten Technologien wider. Insbesondere der Einsatz von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen spielt bei der Einhaltung dieser Ziele eine wichtige Rolle. Außerdem zeigen sich erdgasbasierte Technologien als wirtschaftlich interessante Option zur Erreichung mittelfristiger CO_2-Reduktionsziele von 30% bis zu 80%. Jedoch tragen diese nicht zum Erreichen von Reduktionszielen von 95% und höher bei. Aus diesem Grund sind bei zukünftigen Planungen immer die verfolgten Klimaziele zu berücksichtigen, um *Lock-In-Effekte* beim Ausbau von Technologien zu vermeiden.

6 Zusammenfassung

Das Ziel dieser Arbeit ist es, Strategien zur Umsetzung der Klimaziele Deutschlands zu analysieren und Wege hin zu einem kostenoptimalen, CO_2-emissionsarmen Energiesystem der Zukunft aufzuzeigen. Hierfür wird im Rahmen der Arbeit ein sektorenübergreifendes Energiesystemmodell basierend auf neuen methodischen Ansätzen entwickelt.

Zur Beschreibung der Ausgangslage wir zunächst ein Überblick zum Stand der Literatur gegeben. Dieser umfasst in Bezug auf die Methodik die existierenden nationalen Energiesystemmodelle und in Bezug auf die Ergebnisse die bereits existierenden Energieszenarien für Deutschland. Somit werden Forschungslücken offengelegt und der Weiterentwicklungsbedarf aufgezeigt. Um Modelle zur sektorenübergreifenden Berechnung von Energieszenarien auf nationaler Ebene zu identifizieren wird zunächst eine Methode zu deren Charakterisierung vorgestellt. Mit dieser ist es möglich, unter den vielen unterschiedlichen Energiesystemmodellen, 24 Modelle zu ermitteln, die solche Szenarien berechnen können. Bei der Betrachtung der aktuellsten Energieszenarien für Deutschland zeigt sich jedoch, dass nur eines dieser Szenarien auch mit einem geschlossenen, sektorenübergreifenden Modell generiert wurde. Die anderen Energieszenarien basieren auf einem Modellverbund.

Die Verwendung eines geschlossenen Energiesystemmodells über alle Sektoren stellt die einzige Option zur Erreichung der Zielsetzung dar, ein konsistentes, normatives Energieszenario zu erstellen. Nur mittels eines solchen Modells ist es möglich, alle CO_2-Vermeidungsoptionen in direkter Konkurrenz zueinander zu betrachten und alle Rückkopplungseffekte bei deren Umsetzung zu erfassen. Aufgrund der Komplexität solcher Modelle und der hohen Berechnungsdauer bei der Erfassung eines hohen Detailgrads in der Modellierung fanden diese mit einer Ausnahme keine Anwendung in der Erstellung aktueller Energieszenarien. An dieser Stelle liegt ein entscheidender Forschungs- und Weiterentwicklungsbedarf vor, der im Rahmen dieser Arbeit aufgegriffen wird. Mit Hilfe neuentwickelter Methoden soll der Detailgrad der Modellierung sowie die Qualität der Ergebnisse verbessert werden und die Berechnungsdauer sinken. Somit lassen sich technologisch unvoreingenommene und konsistente, normative Energieszenarien für Deutschland erstellen. Gleiches gilt für die durchgeführte Sensitivitätsanalyse.

Zur Erstellung dieser Energieszenarien werden nachfolgend die Grundlagen der Energieversorgung und -nachfrage in Deutschland sowie die Modellimplementierung und -struktur beschrieben. Hierbei müssen zunächst der Rahmen der Untersuchung sowie die System- und Bilanzgrenzen definiert werden. Der zeitliche Untersuchungsumfang umschließt den Zeitraum bis zum Jahr 2050. Die räumliche Betrachtung ist auf Deutschland beschränkt. Im- und Exporte werden in Form von Strom sowie von fossilen und erneuerbaren Energieträgern berücksichtigt. Bezüglich der erfassten Treibhausgasemissionen zur späteren Optimierung umfasst diese Arbeit sämtliche energie- und prozessbedingten CO_2-Emissionen in Deutschland, jedoch keine sonstigen Treibhausgase. Für die zukünftige Entwicklung der Emissionen sonstiger Treibhausgase gehen exogene Annahmen in die Modellierung ein. Bei der detaillierten Beschreibung des Energie-, Gebäude-, Industrie- und Verkehrssektors werden sowohl heute genutzte Technologien als auch alternative Technologien vorgestellt. Die alternativen bzw. potenziellen zukünftigen Technologien umfassen die Energiebereitstellung auf der Energieversorgungsseite und die Steigerung der Energieeffizienz auf der Energienachfrageseite.

Aufbauend auf dem identifizierten Forschungs- und Weiterentwicklungsbedarf sowie den Rahmenbedingungen, der Datengrundlage und der Modellstruktur wird der methodische Ansatz abgeleitet. Hierfür wird zuerst die grundlegende Modell- und Systemarchitektur mathematisch beschrieben. Bei dem Grundmodell, welches im Rahmen dieser Arbeit aufgebaut und weiterentwickelt wurde, handelt es sich zunächst um ein lineares Optimierungsmodell.

Zur Berücksichtigung von Kostenunsicherheiten wird dieses allerdings mittels eines quadratischen Optimierungsansatzes erweitert. Die Unsicherheiten bei der Abbildung von Kosten in Energiesystemmodellen stellen ein allgemeines Problem bei der Modellierung dar. Dieses wird bislang meist über umfangreiche Parametervariationen oder die Anwendung stochastischer Methoden angegangen. Allerdings gehen diese Vorgehensweisen mit einem hohen Berechnungsaufwand einher. Anhand einer Analyse realer Investitionskosten am Beispiel von Onshore-Windkraftanlagen zeigt sich, dass insbesondere Investitionskosten für neue Technologien mit großen Unsicherheiten behaftet sind, da sie von unzähligen Einflussparametern abhängen. Zudem stellen die Investitions- bzw. Kapitalkosten den größten Anteil der Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien dar. Aus diesem Grund wird mit Hilfe quadratischer Programmierung ein vereinfachter Ansatz entwickelt, um diese Unsicherheiten im Modell zu erfassen. Bei der Validierung des Ansatzes zeigen sich außerdem die deutliche Verbesserung der Robustheit und eine große Technologievielfalt bei den Ergebnissen sowie die bessere Berücksichtigung derzeitiger marktwirtschaftlicher Effekte. Dies wird zudem bei einer vertretbaren Erhöhung der Berechnungsdauer um etwa den Faktor 2,3 erreicht. In Kombination mit einem implementierten Ansatz zur Zeitreihenaggregation kann die Berechnungsdauer gegenüber dem Grundmodell sogar reduziert werden. Hierbei bleibt weiterhin die hohe zeitliche Auflösung des Modells erhalten, um die Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien sowie die Einbindung von Speichertechnologien adäquat abzubilden. Effektiv stellt sich in etwa eine Halbierung der Berechnungsdauer gegenüber einem Vergleichsmodell ohne die implementierten Methoden ein.

Ein weiterer Aspekt der Modellierung ist die Abbildung der Systemtransformation. Unter den potenziellen möglichen Ansätzen wird ein myopischer *backcasting*-Ansatz ausgewählt und weiterentwickelt. Dieser basiert auf dem Vorgehen, zuerst das Zieljahr der Transformation zu optimieren. In diesem Fall entspricht dies dem Jahr 2050. Unter Berücksichtigung der Restbestände in diesem Jahr von heutigen Anlagen mit entsprechend langer technischer Nutzungsdauer wird das kostenminimale Energiesystem zur Einhaltung der gesetzten Klimaziele ermittelt. Begründet durch die Annahme, dass dieses Energiesystem auch in nachfolgenden Dekaden in dieser oder ähnlicher Form Bestand haben soll, besitzt dessen optimale Auslegung höchste Priorität. Ausgehend von diesem Zielsystem werden nachfolgend die jährlichen Grenzwerte für den Ausbau der individuellen Technologien bestimmt. Hierbei fließen mittels eines dynamischen Ansatzes Aspekte wie Lernkurven, Nachfragen, technische Lebensdauern und Potenziale sowie Bestandsentwicklungen mit ein. Dabei wird das Ziel verfolgt, den maximalen Optimierungsspielraum bei der Systemtransformation zu gewährleisten und somit auch den letztmöglichen Zeitpunkt zum Ausbau einer Technologie zu bestimmen.

Ergänzend wird zur Abbildung von Infrastrukturen im Modell ein Ansatz zur Implementierung einer räumlichen Pseudo-Auflösung vorgestellt. Entgegen einer vollständigen räumlichen Auflösung wird hierbei nur die Energieversorgungsseite auf neun Regionen

disaggregiert. Außerdem beschränkt sich dieser Ansatz auf die besonders standortabhängigen erneuerbaren Energien. Für diese gehen Informationen zu regionalen technischen Potenzialen und Einspeisezeitreihen in die Modellierung ein. Außerdem werden unterschiedliche Auswirkungen auf den Ausbau von Infrastrukturen erfasst basierend auf den Ergebnissen ausgewiesener Infrastrukturmodelle bzw. entsprechenden Literaturwerten. Außerdem werden die wichtigsten Einflussparameter für den Ausbau von Wärme- und Gasnetzen sowie von Verkehrsinfrastrukturen erfasst.

Zur Auslegung des Systems wird zudem ein Ansatz zur Abbildung einer synthetischen kalten Dunkelflaute vorgestellt.

Die Ergebnisse basieren auf zwei Referenzszenarien: *Szenario 80* und *Szenario 95*. Diese repräsentieren Strategien zur Umsetzung der Klimaziele bei einer Reduktion der Treibhausgasemissionen Deutschlands um 80% bzw. 95% bis zum Jahr 2050. Unter Berücksichtigung der vorgestellten Methoden stellen diese Szenarien die optimale Strategie zur Transformation des Energiesystems bei vollkommener Technologieoffenheit dar. Im Anschluss an die Referenzszenarien werden Sensitivitätsanalysen vorgestellt, um die Auswirkungen der implementierten Methoden sowie der gesetzten Klimaziele auf die Ergebnisse zu verdeutlichen. Die wichtigsten Kernaussagen bzw. Erkenntnisse aus den Referenzszenarien und der Sensitivitätsanalyse werden nachfolgend nochmals zusammengefasst.

Gesamtsystem:

- Die höchsten CO_2-Vermeidungskosten liegen im Industriesektor vor. Die verbleibenden CO_2-Emissionen im Jahr 2050 in *Szenario 95* sind zu 72% auf den Industriesektor zurückzuführen.
- Die Steigerung der Energieeffizienz spielt eine Schlüsselrolle zur Einhaltung der Klimaziele. Dies spiegelt sich vor allem im Endenergieverbrauch wider, der bis zum Jahr 2050 um ca. 33% auf 1.689 TWh in *Szenario 80* bzw. um ca. 36% auf 1.623 TWh in *Szenario 95* absinkt. Dies wird trotz steigender Nachfragen erreicht. Außerdem ist anzumerken, dass Effizienzmaßnahmen die höchsten CO_2-Vermeidungspotenziale bei hohen spezifischen Emissionen der Energiebereitstellung besitzen. Folglich ist deren Umsetzung insbesondere zu Beginn der Systemtransformation im Zeitraum bis zum Jahr 2030 zu forcieren.
- Der Primärenergieverbrauch sinkt ebenfalls bis zum Jahr 2050 um ca. 46% auf 1.894 TWh in *Szenario 80* bzw. um ca. 49% auf 1.763 TWh in *Szenario 95*. Neben Solar- und Windenergie trägt die Bioenergie mit 408 bzw. 461 TWh entscheidend zum Primärenergieaufkommen bei. Während in *Szenario 80* noch 42% über fossile Energieträger, hauptsächlich Erdgas, bereitgestellt werden, müssen diese in *Szenario 95* durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und Importe erneuerbarer Energieträger substituiert werden.
- Die Mehrkosten des Energiesystems gegenüber heute liegen im Jahr 2050 bei ca. 49 Mrd. €/a in *Szenario 80* und bei ca. 128 Mrd. €/a in *Szenario 95*. Es liegen somit deutliche Mehrkosten zur CO_2-Reduktion um 95% gegenüber 80% vor. Allerdings repräsentieren die Mehrkosten im Jahr 2050 den zu erwartenden Höchstwert. Aufgrund von Lernkurven und dem kontinuierlichen Ersatz von Altbeständen ist mit einem deutlichen Absinken der Mehrkosten in den folgenden Dekaden zu rechnen. Die kumulierten Mehrkosten zur Systemtransformation liegen im Zeitraum von 2020 bis 2050 bei 655 Mrd. € in *Szenario 80* und 1.850 Mrd. € in *Szenario 95*.

Energiesektor:

- Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss im Jahr 2050 eine installierte elektrische Leistung von 296 GW in *Szenario 80* und 471 GW in *Szenario 95* erreichen. Dies entspricht bis zum Jahr 2050 einem jährlichen Nettozubau von 6,4-12,0 GW. Hierbei kommt der Windenergie mit einem Ausbauziel von 175-264 GW bis zum Jahr 2050 eine Schlüsselrolle zu. Dabei ist die Kompensation stillzulegender Anlagen bis 2050 zu berücksichtigen sowie potenzielle Akzeptanzprobleme. Dies ist folglich frühzeitig bei der Ausbauplanung zu beachten.
- Die Substitution fossiler Energieträger erfolgt zum Teil über Elektrifizierungsmaßnahmen in allen Sektoren. Infolgedessen ist mit einem Anstieg des Nettostromverbrauchs bis zum Jahr 2050 um 46% in *Szenario 80* und um 102% in *Szenario 95* gegenüber heute zu rechnen.
- Der zusätzliche Strombedarf beruht dabei vor allem auf PtX-Maßnahmen, insbesondere auf Power-to-Heat, Power-to-H_2 und E-Mobilität. Diese Maßnahmen sind verantwortlich für eine Erhöhung des Nettostromverbrauchs um bis zu 307 TWh/a in *Szenario 80* und 538 TWh/a in *Szenario 95* gegenüber heute. In *Szenario 95* sind außerdem Importe von erneuerbarem Wasserstoff in Höhe von 219 TWh/a zu berücksichtigen. Die Versorgung mit Flüssigkraftstoffen erfolgt in *Szenario 95* vollständig über PtL-Kraftstoffimporte.
- Power-to-H_2 sowie die Rückverstromung von Wasserstoff erweist sich zudem als systemrelevantes Langzeitspeicherverfahren in *Szenario 95* zur Kompensation der fluktuierenden Einspeisung auf PV- und Windkraftanlagen. Hierfür muss eine Wasserstoffspeicherkapazität in Salzkavernenspeichern von 67 TWh bis zum Jahr 2050 aufgebaut werden.

Gebäudesektor:

- Die Steigerung der Energieeffizienz durch energetische Sanierungsmaßnahmen am Gebäudebestand und durch effiziente Haushaltsgeräte sowie Leuchtmittel stellen wichtige Maßnahmen zur Einhaltung der Klimaziele in beiden Szenarien dar.
- Dies wird durch einen massiven Ausbau von Wärmepumpen zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung unterstützt. Ihr Anteil an der Wärmeversorgung steigt bis 2050 auf 68% in *Szenario 80* und 83% in *Szenario 95* an.
- Die Umstrukturierung der Wärmeversorgung des Gebäudesektors hat zudem einen sinkenden Bedarf an Großkraftwerken mit zentraler Fernwärmeauskopplung zur Folge. Der Einsatz von Biomasseheizanlagen und Wärmepumpen profitiert weniger stark von Skaleneffekten bei der Zentralisierung als konventionelle Kraftwerke. Aus diesem Grund ist mit einer drastischen Reduktion der Fernwärmeversorgung zu rechnen. Hierbei sollten frühzeitig Optionen zur Umwidmung der Fernwärmenetze in kleinere Nahwärmenetze geprüft werden.

Industriesektor:

- Der Einsatz von Biomasse erweist sich im Industriesektor aufgrund konstanter Energienachfragen über das Jahr als besonders effizient. Ihr Anteil an der Prozesswärmebereitstellung steigt bis zum Jahr 2050 auf 33% in *Szenario 80* und 37% in *Szenario 95* an.
- Dies wird durch eine Elektrifizierung der Prozesswärmebereitstellung ergänzt sowie durch den gezielten Einsatz von Wasserstoff in Industrieprozessen. Vor allem in der Stahlerzeugung zeigen sich kostengünstige CO_2-Reduktionspotenziale durch die Umstellung der Roheisenerzeugung auf ein Direktreduktionsverfahren mit Wasserstoff.

Verkehrssektor:

- Auch der Verkehrssektor zeichnet sich durch eine deutliche Elektrifizierung aus. Je nach Fahrzeugklasse liegt diese bei 52-100% der Fahrzeugflotte im Jahr 2050. Im Pkw-Bereich liegt sie bei 69% in *Szenario 80* und 79% in *Szenario 95*.
- Die Ermittlung der kostenoptimalen Antriebsarten für die individuellen Fahrzeugklassen ist besonders sensitiv in Bezug auf die angenommenen Fahrzeugkosten. Demzufolge muss hierbei die weitere Marktentwicklung beobachtet werden. Das breite Spektrum an zum Einsatz kommenden Antriebsarten in den Ergebnissen spricht zudem für eine technologisch unvoreingenommene Forschung und Weiterentwicklung in diesem Bereich.

Sensitivitätsanalyse:

- Bei der Zeitreihenaggregation zeigt sich, dass erst ab einer Aggregation von mindestens 48 Typtagen das Betriebsverhalten des Systems qualitativ dem Referenzfall ohne zeitliche Aggregation entspricht. Diese erlaubt dennoch eine Reduktion der Berechnungsdauer um ca. 80%.
- Der Vergleich der Abbildung von Investitionskosten des quadratischen Optimierungsansatzes mit dem linearen Ansatz zeigt, dass die Ergebnisse durch die entwickelte Methode deutlich robuster, vielseitiger und realitätsnäher sind.
- In Bezug auf die Berücksichtigung von Infrastrukturaspekten sowie von Im- und Exporten zeigt sich eine deutliche Verbesserung der Ergebnisqualität. Des Weiteren wird im Rahmen der Analyse der Energieimporte und -exporte ein Kosteneinsparpotenzial von bis zu 8,6 Mrd. €/a im Jahr 2050 durch die Berücksichtigung von Energieträgerimporten ermittelt.
- Im Vergleich von *Szenario 95* mit dem Dunkelflauteszenario zeigt sich, dass die vollständige Versorgungssicherheit des Energiesystems mit nur geringem Mehraufwand zu erreichen ist. Die Mehrkosten gegenüber dem Referenzszenario liegen im Jahr 2050 bei etwa 8,4 Mrd. €/a.
- Die Sensitivitätsanalyse zum gesetzten CO_2-Reduktionsziel zeigt auf, dass die Transformationsstrategie zur Erreichung des 80%-Reduktionsziels nicht vollständig kompatibel zum 95%-Reduktionsziel ist. Zur Einhaltung des 95%-Reduktionsziels ist demzufolge auf den Ausbau von erdgasgefeuerten Anlagen als Brückentechnologie zu verzichten. Stattdessen muss frühzeitig der Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur und internationaler Versorgungsnetzwerke zum Import erneuerbarer Energieträger vorangetrieben werden.

Anhang

A Modellübersicht

Tabelle A.1: Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 1)

Modell	Balmorel	BESOM	Calliope
Modellname	-	Brookhaven energy system optimization model [250]	-
Autor / Institut	Elkraft System, Denmark (führend) [251]	Brookhaven National Laboratories (BNL) [250]	ETH Zürich [252]
Entwickelt in	Dänemark (2000er) [251]	USA (1970er) [250]	Schweiz (2010er) [252]
Methodik	Optimierung [251]	Optimierung [19,250]	Optimierung [202,252]
Analytischer Ansatz	Bottom-up [251,253,254]	Bottom-up [19]	Bottom-up [255]
Transformationspfadanalyse	Myopic-foresight [251]	Ohne [19]	Ohne [252]
Zeithorizont	Flexibel [251,253]	1 Jahr [19]	1 Jahr [252]
Zeitliche Auflösung	Flexibel [251,253]	1 Zeitschritt [19]	Flexibel [252]
Räumliche Auflösung	Flexibel [251]	1 Region [19]	Flexibel [255]
Lizensierung	Open source / access [251]	Proprietär[1]	Open source / access [255]
Software / Programmiersprache	GAMS [251,254]	Sonstige[2]	Python [252]

[1] Nicht explizit angegeben; eigene Annahme
[2] Nicht explizit angegeben; eigene Annahme

Tabelle A.2: Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 2)

Modell	CIMS	DynEMo	E4cast
Modellname	Canadian Integrated Modeling System [256]	Dynamic Energy Model [257]	-
Autor / Institut	Pacific Northwest National Laboratory and Simon Fraser University [256]	University College London (UCL) [258]	Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics (ABARE) [259]
Entwickelt in	Canada, USA (1980er) [256]	GB (2010er) [258]	Australien (2000er) [259]
Methodik	Simulation [260,261,262]	Simulation und Optimierung [258]	Simulation [259,263]
Analytischer Ansatz	Hybrid [260,261]	Bottom-up [257]	Bottom-up [259]
Transformationspfadanalyse	Myopic-foresight [262]	Myopic-foresight [264]	Myopic-foresight [259,265]
Zeithorizont	35 Jahre [260]	Bis 2050 [257,264]	Flexibel [259,265,266]
Zeitliche Auflösung	1 Jahr [260]	Flexibel [257]	1 Jahr [265,266]
Räumliche Auflösung	1-2 Regionen [46,260,267]	1 Region [264]	Mehrere Regionen [265]
Lizensierung	Proprietär[3]	Proprietär[4]	Proprietär [268]
Software / Programmiersprache	Sonstige[5]	VBA [257]	GAMS [265]

[3] Nicht explizit angegeben; eigene Annahme
[4] Nicht explizit angegeben; eigene Annahme
[5] Nicht explizit angegeben; eigene Annahme

Tabelle A.3: Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 3)

Modell	EnergyPLAN	ENPEP-BALANCE	ESME
Modellname	-	Energy and Power Evaluation Program – BALANCE [269]	Energy System Modeling Environment [270]
Autor / Institut	Aalborg University [271,272]	Argonne National Laboratory [269]	Energy Technologies Institute (ETI) [270]
Entwickelt in	Dänemark (2000er) [271,272]	USA (2000er) [269]	GB (2000er) [270]
Methodik	Simulation [47,271,272]	Simulation [273,274,275]	Simulation und Optimierung [270,276]
Analytischer Ansatz	Bottom-up [271,272]	Top-down [277]	Bottom-up [270,278]
Transformationspfadanalyse	Ohne [279,280]	Myopic-foresight [277]	Perfect-foresight [270]
Zeithorizont	1 Jahr [279,280]	75 Jahre [277]	Bis 2050 [270,281]
Zeitliche Auflösung	1 Stunde [279,280]	1 Jahr [277]	2 Jahreszeiten und 5 Tagesabschnitte [270]
Räumliche Auflösung	Flexibel [271]	Mehrere Regionen [277]	24 Regionen [270]
Lizensierung	Open source / access [272]	Open source / access [282]	Kommerziell [283]
Software / Programmiersprache	VBA [272]	Sonstige [274]	Sonstige [270]

Tabelle A.4: Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 4)

Modell	IKARUS	LEAP	MARKAL
Modellname	Instrumente für Kilmagas-Reduktionsstrategien [33]	Long-range Energy Alternatives Planning [26]	MARKet and Allocation [284]
Autor / Institut	Forschungszentrum Jülich [33]	Stockholm Environment Institute [26]	IEA-ETSAP [285]
Entwickelt in	Deutschland (1980er) [33]	USA / Schweden (1980er) [26,47]	International (1980er) [21]
Methodik	Optimierung [286,287]	Simulation [26]	Optimierung [21,284,288]
Analytischer Ansatz	Bottom-up [286,287]	Hybrid [47]	Bottom-up [21,288,289]
Transformationspfadanalyse	Myopic-foresight [286,287,290]	Myopic-foresight [47]	Perfect-foresight [285]
Zeithorizont	Bis 2050 [291]	Flexibel [47]	Flexibel [285,292]
Zeitliche Auflösung	Typtage / Zeitabschnitte [33]	1 Jahr [56]	Flexibel [292]
Räumliche Auflösung	1 Region [287]	Flexibel [26]	Flexibel [285]
Lizensierung	Kommerziell [33,47]	Kommerziell [47]	Kommerziell [293]
Software / Programmiersprache	GAMS (+FORTRAN) [33]	Sonstige [26]	GAMS [285]

Tabelle A.5: Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 5)

Modell	MESSAGE	NEMS	OEMOF
Modellname	Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact [31]	National Energy Modeling System [25]	Open Energy Modeling Framework [294]
Autor / Institut	International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) [295]	Energy Information Administration (EIS) [47]	Zentrums für nachhaltige Energiesysteme (ZNES - Uni/Hochschule Flensburg), Universität Magdeburg und Reiner Lemone Institut (RLI) [294]
Entwickelt in	Österreich (1980er) [295]	USA (1990er) [47]	Deutschland (2010er) [294]
Methodik	Optimierung [296]	Simulation [297]	Optimierung [68,298]
Analytischer Ansatz	Bottom-up [299,300]	Hybrid [301]	Bottom-up [201]
Transformationspfadanalyse	Perfect-foresight [300]	Myopic-foresight [25]	Ohne [298]
Zeithorizont	Flexibel [300]	Bis 2040 [25]	1 Jahr [298]
Zeitliche Auflösung	5 oder 10 Jahre [56,302]	9 Zeitabschnitte [303]	Flexibel [294]
Räumliche Auflösung	Flexibel [302]	22 Regionen [303]	Flexibel [294]
Lizensierung	Open source / access [47]	Open source / access [47]	Open source / access [201,294]
Software / Programmiersprache	Sonstige (FORTRAN) [304]	Sonstige (FORTRAN) [47]	Python [68,201,305]

Tabelle A.6: Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 6)

Modell	OSEMoSYS	PRIMES	REMIND-D
Modellname	Open Source Energy Modeling System [199]	Price-Induced Market Equilibrium System [306]	Refined Model of long-term Investment Decisions – Germany [307]
Autor / Institut	International Atomic Energy Agency (IAEA) und UK Energy Research Center [308]	National Technical University of Athens (NTUA) [309]	Potsdam Institut für Klimafolgenforschung [310]
Entwickelt in	GB, International (2010er) [308]	Griechenland (1990er) [309]	Deutschland (2010er) [310,311]
Methodik	Optimierung [199,312]	Simulation [309]	Optimierung [307,310]
Analytischer Ansatz	Bottom-up [299]	Hybrid [306,313,314]	Hybrid [310]
Transformationspfadanalyse	Myopic-foresight [312]	Myopic-foresight [313,314]	Perfect-foresight [315]
Zeithorizont	Flexibel [312]	Bis 2050 [306,313]	Bis 2050 [315]
Zeitliche Auflösung	Flexibel [312]	5 Jahre [309]	5 Jahre [315]
Räumliche Auflösung	Flexibel [199]	Flexibel [309]	1 Region [310]
Lizensierung	Open source / access [199]	Proprietär [47]	Proprietär [316]
Software / Programmiersprache	Sonstige (MathProg) [199,308]	Sonstige[6]	GAMS [310,316]

[6] Nicht explizit angegeben; eigene Annahme

Tabelle A.7: Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 7)

Modell	REMix	REMod-D	SCOPE
Modellname	Renewable Energy Mix for sustainable energy supply in Europe [317]	Regenerative Energien Modell – Deutschland [318]	-
Autor / Institut	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) [319]	Fraunhofer ISE [318]	Fraunhofer IWES [320]
Entwickelt in	Deutschland (2010er) [319]	Deutschland (2010er) [318]	Deutschland (2010er) [321,322]
Methodik	Optimierung [323,324]	Optimierung [39,40,318]	Optimierung [320]
Analytischer Ansatz	Bottom-up [325]	Bottom-up [39,84,318]	Bottom-up [322]
Transformationspfadanalyse	Perfect-foresight [323,326]	Perfect-foresight [318]	Myopic-foresight [320]
Zeithorizont	Bis 2050 [325]	Flexibel [318,327]	Flexibel [320]
Zeitliche Auflösung	1 Stunde [323,324,325]	1 Stunde [39,40,318]	1 Stunde [320,328]
Räumliche Auflösung	Flexibel [317,323]	1 Region [39,40,318]	Flexibel [320,329]
Lizensierung	Proprietär [317]	Proprietär [318]	Proprietär [320]
Software / Programmiersprache	GAMS [317,323]	Delphi / Python [318]	Sonstige (MATLAB) [320]

Tabelle A.8: Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 8)

Modell	Temoa	TESOM	TIMES
Modellname	Tools for Energy Model Optimization and Assessment [200]	Time-stepped Energy System Optimization Model [20]	The Integrated MARKAL-EFOM System [237]
Autor / Institut	North Carolina State University [200]	Brookhaven National Laboratory [20]	IEA-ETSAP [237]
Entwickelt in	USA (2010er) [200]	USA (1980er) [20]	International (2000er) [237]
Methodik	Optimierung [200,330]	Optimierung [20]	Optimierung [331]
Analytischer Ansatz	Bottom-up [200]	Bottom-up [20]	Bottom-up [299,331]
Transformationspfadanalyse	Myopic-foresight [200]	Myopic-foresight [20]	Perfect-foresight [331]
Zeithorizont	Flexibel [200]	Flexibel [20]	Flexibel [331]
Zeitliche Auflösung	Typtage / Zeitabschnitte [200,330]	1 Jahr [19,332]	Flexibel [331]
Räumliche Auflösung	1 Region [200,330]	1 Region [20]	Flexibel [331]
Lizensierung	Open source / access [200,330]	Proprietär[7]	Open source (Quellcode) [333]
Software / Programmiersprache	Python [200,330]	Sonstige[8]	GAMS [334]

[7] Nicht explizit angegeben; eigene Annahme
[8] Nicht explizit angegeben; eigene Annahme

B Modelleingangsdaten

Tabelle B.1: Abgebildete Treibhausgasemissionen nach Emissionsart und Sektor am Beispiel des Jahres 2016 [94]

Sektor	THG-Emissionen im Jahr 2016 in $Mt_{CO2-äq}$				
	Energiebedingte CO_2-Emissionen	Prozessbedingte CO_2-Emissionen	Energiebedingte sonstige THG-Emissionen	Prozessbedingte sonstige THG-Emissionen	Summe
Energiesektor	327,8	2,4	5,6	7,5	**343,3**
Industriesektor	125,3	44,9	1,1	16,9	**188,2**
Gebäudesektor	128,7	0,0	1,3	0,0	**130,0**
Verkehrssektor	163,8	0,0	1,7	0,0	**165,5**
Landwirtschaft	6,1	2,8	0,5	62,5	**71,9**
Sonstige	0,0	0,0	0,0	10,4	**10,4**
Summe	**751,7**	**50,1**	**10,2**	**97,3**	**909,3**
				Modelliert:	**801,8 (88%)**
				Sonstige THG:	107,5 (12%)

Tabelle B.2: Treibhausgasemissionen nach Emissionsart und Sektor im Jahr 1990 und 2016 (Detail) [94]

Jahr		1990			2016		
Sektor	**Emissionsart**	**THG-Emissionen in $Mt_{CO2-äq}$**					
Energie-sektor	Energiebedingte CO_2-Emissionen	425,0	429,1	466,4	327,7	330,1	343,2
	Prozessbedingte CO_2-Emissionen	4,1			2,4		
	Energiebedingte sonstige THG-Em.	3,5	37,4		5,6	13,1	
	Prozessbedingte sonstige THG-Em.	33,9			7,5		
Industrie-sektor	Energiebedingte CO_2-Emissionen	185,1	245,0	283,8	125,3	170,2	188,2
	Prozessbedingte CO_2-Emissionen	59,9			44,9		
	Energiebedingte sonstige THG-Em.	1,6	38,9		1,1	18,0	
	Prozessbedingte sonstige THG-Em.	37,3			16,9		
Gebäude-sektor	Energiebedingte CO_2-Emissionen	204,5	204,5	209,7	128,7	128,7	130,0
	Prozessbedingte CO_2-Emissionen	0,0			0,0		
	Energiebedingte sonstige THG-Em.	5,2	5,2		1,3	1,3	
	Prozessbedingte sonstige THG-Em.	0,0			0,0		
Verkehrs-sektor	Energiebedingte CO_2-Emissionen	160,8	160,8	163,3	163,8	163,8	165,6
	Prozessbedingte CO_2-Emissionen	0,0			0,0		
	Energiebedingte sonstige THG-Em.	2,5	2,5		1,8	1,8	
	Prozessbedingte sonstige THG-Em.	0,0			0,0		
Landwirt-schaft	Energiebedingte CO_2-Emissionen	10,3	13,5	90,0	6,1	8,8	71,8
	Prozessbedingte CO_2-Emissionen	3,2			2,7		
	Energiebedingte sonstige THG-Em.	0,3	76,5		0,5	63,0	
	Prozessbedingte sonstige THG-Em.	76,2			62,5		
Sonstige	Energiebedingte CO_2-Emissionen	0,0	0,0	38,4	0,0	0,0	10,5
	Prozessbedingte CO_2-Emissionen	0,0			0,0		
	Energiebedingte sonstige THG-Em.	0,0	38,4		0,0	10,5	
	Prozessbedingte sonstige THG-Em.	38,4			10,5		
Summe	Energiebedingte CO_2-Emissionen	985,7			751,6		
	Prozessbedingte CO_2-Emissionen	67,2			50,0		
	Energiebedingte sonstige THG-Em.	13,1			10,2		
	Prozessbedingte sonstige THG-Em.	185,7			97,4		
	Gesamt	**1251,6**			**909,2**		

Tabelle B.3: Treibhausgasemissionen nach Emissionsart und Klimaziele 2050 [94]

Jahr	**1990**	**2016**	**Ziel 2050 (80%)**	**Ziel 2050 (95%)**
Emissionsart	**THG-Emissionen in $Mt_{CO2-äq}$**			
CO_2-Emissionen (ges.)	1052,8	801,6	207,8	52,7
Sonstige THG-Emissionen (ges.)	198,8	107,6	42,5	9,9
Summe	**1251,6**	**909,2**	**250,3**	**62,6**

Tabelle B.4: Daten zu Abbildung 3.4 [88]

Jahr	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung in Mio.	80,2	81,3	82,1	81,2	79,3	76,6
Haushalte in Mio.	39,3	40,5	41,6	42,1	42,2	41,4
Arbeitnehmer in Mio.	43,8	45,2	45,6	43,2	40,8	39,1
Bruttowertschöpfung in Mrd. €/a	2322	2552	2678	3092	3476	3835

Tabelle B.5: Daten zu Abbildung 3.5 [85,88,95,96,97]

Jahr	Braunkohlen	Steinkohlen	Erdgas	Rohöl	Benzin	Diesel
Historisch (in €/MWh)						
1996	-	4,7	6,7	10,2	-	-
1997	-	5,2	8,0	11,0	-	-
1998	-	4,6	7,1	7,5	-	-
1999	-	4,2	6,0	10,6	-	-
2000	-	5,2	10,7	19,5	-	-
2001	-	6,5	13,9	17,3	-	-
2002	-	5,5	11,7	16,5	-	-
2003	-	4,9	12,2	16,3	-	-
2004	-	6,8	11,8	19,1	-	-
2005	-	8,0	16,1	27,0	-	-
2006	-	7,6	21,3	32,6	-	-
2007	-	8,4	20,0	33,5	-	-
2008	-	13,8	26,8	41,6	-	-
2009	-	9,7	20,9	27,9	-	-
2010	-	10,5	20,6	38,3	-	-
2011	-	13,1	25,7	51,0	-	-
2012	-	11,4	29,0	55,3	-	-
2013	-	9,7	27,6	52,6	-	-
2014	-	9,0	23,5	47,7	-	-
2015	-	8,3	20,6	30,6	-	-
2016	-	8,2	15,4	24,6	-	-
2017	-	11,3	17,0	30,8	-	-
2018	-	11,7	19,2	38,8	-	-
Zukünftig(in €/MWh)						
2020	8,0	16,0	19,4	-	57,6	46,8
2030	8,0	17,0	24,8	-	64,8	54,0
2040	9,0	19,0	26,6	-	57,6	46,8
2050	11,0	21,0	25,6	-	39,6	36,0

Tabelle B.6: Daten zu Abbildung 3.6 (0,1-4,0 Mt/a) [99]

H_2-Import in Mt/a	H_2-Import in TWh/a	H_2-Imp.-kosten in €/kWh	SNG-Import in TWh/a	SNG-Imp.-kosten in €/kWh	PtL-Import in TWh/a	PtL-Imp.-kosten in €/kWh
0,1	3,3	0,105	2,7	0,179	2,7	0,174
0,2	6,7	0,101	5,3	0,174	5,3	0,169
0,3	10,0	0,101	8,0	0,174	8,0	0,169
0,4	13,3	0,101	10,7	0,174	10,7	0,170
0,5	16,7	0,113	13,3	0,189	13,3	0,185
0,6	20,0	0,115	16,3	0,192	16,3	0,187
0,7	23,3	0,117	18,7	0,194	18,7	0,189
0,8	26,7	0,115	21,6	0,192	21,6	0,188
0,9	30,0	0,114	24,3	0,189	24,3	0,185
1,0	33,3	0,111	26,9	0,186	26,9	0,182
1,1	36,7	0,109	29,6	0,184	29,6	0,180
1,2	40,0	0,110	32,3	0,184	32,3	0,180
1,3	43,3	0,110	34,9	0,185	34,9	0,182
1,4	46,7	0,113	37,6	0,188	37,6	0,185
1,5	50,0	0,110	40,3	0,184	40,3	0,181
1,6	53,3	0,107	43,2	0,181	43,2	0,177
1,7	56,7	0,110	45,6	0,185	45,6	0,181
1,8	60,0	0,110	48,3	0,185	48,3	0,181
1,9	63,3	0,112	51,2	0,187	51,2	0,183
2,0	66,6	0,112	53,9	0,187	53,9	0,183
2,1	70,0	0,112	56,5	0,187	56,5	0,183
2,2	73,3	0,111	58,9	0,186	58,9	0,183
2,3	76,6	0,111	61,8	0,186	61,8	0,183
2,4	80,0	0,111	64,5	0,186	64,5	0,183
2,5	83,3	0,111	67,2	0,186	67,2	0,183
2,6	86,6	0,112	69,8	0,187	69,8	0,184
2,7	90,0	0,112	72,5	0,187	72,5	0,184
2,8	93,3	0,111	75,2	0,185	75,2	0,182
2,9	96,6	0,111	78,1	0,186	78,1	0,182
3,0	100,0	0,111	80,5	0,186	80,5	0,182
3,1	103,3	0,111	83,4	0,186	83,4	0,182
3,2	106,6	0,111	85,8	0,186	85,8	0,182
3,3	110,0	0,111	88,5	0,186	88,5	0,182
3,4	113,3	0,111	91,2	0,186	91,2	0,182
3,5	116,6	0,112	94,1	0,186	94,1	0,183
3,6	120,0	0,111	96,8	0,186	96,8	0,182
3,7	123,3	0,110	99,4	0,185	99,4	0,181
3,8	126,6	0,111	102,1	0,186	102,1	0,182
3,9	130,0	0,111	104,8	0,186	104,8	0,182
4,0	133,3	0,111	107,7	0,185	107,7	0,182

Tabelle B.7: Daten zu Abbildung 3.6 (4,1-8,0 Mt/a) [99]

H_2-Import in Mt/a	H_2-Import in TWh/a	H_2-Imp.-kosten in €/kWh	SNG-Import in TWh/a	SNG-Imp.-kosten in €/kWh	PtL-Import in TWh/a	PtL-Imp.-kosten in €/kWh
4,1	136,6	0,111	110,1	0,186	110,1	0,182
4,2	140,0	0,110	112,8	0,185	112,8	0,181
4,3	143,3	0,110	115,7	0,184	115,7	0,181
4,4	146,6	0,109	118,4	0,184	118,4	0,180
4,5	150,0	0,108	121,3	0,183	121,3	0,179
4,6	153,3	0,108	123,4	0,183	123,4	0,179
4,7	156,6	0,108	126,6	0,183	126,6	0,179
4,8	160,0	0,108	129,0	0,183	129,0	0,179
4,9	163,3	0,109	131,7	0,184	131,7	0,180
5,0	166,6	0,116	134,1	0,192	134,1	0,189
5,1	170,0	0,117	137,0	0,192	137,0	0,190
5,2	173,3	0,117	139,7	0,192	139,7	0,190
5,3	176,6	0,117	142,4	0,192	142,4	0,190
5,4	179,9	0,117	145,0	0,192	145,0	0,190
5,5	183,3	0,117	147,7	0,192	147,7	0,190
5,6	186,6	0,117	150,1	0,192	150,1	0,190
5,7	189,9	0,117	152,8	0,192	152,8	0,190
5,8	193,3	0,117	155,7	0,192	155,7	0,190
5,9	196,6	0,117	158,1	0,192	158,1	0,190
6,0	199,9	0,117	161,0	0,192	161,0	0,190
6,1	203,3	0,117	163,4	0,192	163,4	0,190
6,2	206,6	0,117	166,4	0,192	166,4	0,190
6,3	209,9	0,117	169,0	0,192	169,0	0,190
6,4	213,3	0,117	171,7	0,193	171,7	0,190
6,5	216,6	0,117	174,6	0,193	174,6	0,190
6,6	219,9	0,117	177,3	0,193	177,3	0,190
6,7	223,3	0,117	179,7	0,193	179,7	0,190
6,8	226,6	0,117	182,3	0,193	182,3	0,190
6,9	229,9	0,117	185,0	0,193	185,0	0,190
7,0	233,3	0,117	187,9	0,193	187,9	0,190
7,1	236,6	0,117	190,6	0,192	190,6	0,190
7,2	239,9	0,117	193,3	0,192	193,3	0,190
7,3	243,3	0,116	196,2	0,192	196,2	0,190
7,4	246,6	0,116	198,6	0,192	198,6	0,190
7,5	249,9	0,117	201,0	0,192	201,0	0,190
7,6	253,3	0,117	204,2	0,193	204,2	0,190
7,7	256,6	0,117	206,3	0,193	206,3	0,191
7,8	259,9	0,117	209,5	0,193	209,5	0,191
7,9	263,3	0,118	211,9	0,193	211,9	0,191
8,0	266,6	0,118	214,6	0,193	214,6	0,191

Tabelle B.8: Daten zu Abbildung 3.6 (8,1-12,0 Mt/a) [99]

H_2-Import in Mt/a	H_2-Import in TWh/a	H_2-Imp.-kosten in €/kWh	SNG-Import in TWh/a	SNG-Imp.-kosten in €/kWh	PtL-Import in TWh/a	PtL-Imp.-kosten in €/kWh
8,1	269,9	0,118	217,3	0,194	217,3	0,191
8,2	273,3	0,118	220,2	0,194	220,2	0,191
8,3	276,6	0,118	222,6	0,194	222,6	0,191
8,4	279,9	0,118	225,5	0,194	225,5	0,191
8,5	283,3	0,118	228,2	0,194	228,2	0,191
8,6	286,6	0,118	230,6	0,194	230,6	0,192
8,7	289,9	0,118	233,5	0,194	233,5	0,192
8,8	293,3	0,119	236,2	0,195	236,2	0,192
8,9	296,6	0,119	238,6	0,195	238,6	0,193
9,0	299,9	0,120	241,5	0,196	241,5	0,193
9,1	303,2	0,120	244,2	0,196	244,2	0,193
9,2	306,6	0,120	246,9	0,197	246,9	0,194
9,3	309,9	0,120	249,5	0,197	249,5	0,194
9,4	313,2	0,120	252,2	0,197	252,2	0,194
9,5	316,6	0,120	254,9	0,197	254,9	0,195
9,6	319,9	0,120	257,8	0,197	257,8	0,195
9,7	323,2	0,120	260,2	0,197	260,2	0,195
9,8	326,6	0,120	263,1	0,197	263,1	0,194
9,9	329,9	0,120	265,5	0,197	265,5	0,195
10,0	333,2	0,120	268,5	0,197	268,5	0,195
10,1	336,6	0,120	271,1	0,197	271,1	0,195
10,2	339,9	0,120	273,5	0,197	273,5	0,194
10,3	343,2	0,120	276,5	0,197	276,5	0,195
10,4	346,6	0,120	279,1	0,197	279,1	0,195
10,5	349,9	0,121	281,8	0,197	281,8	0,195
10,6	353,2	0,121	284,5	0,197	284,5	0,195
10,7	356,6	0,121	287,1	0,197	287,1	0,195
10,8	359,9	0,121	289,8	0,198	289,8	0,196
10,9	363,2	0,122	292,2	0,198	292,2	0,196
11,0	366,6	0,122	295,4	0,198	295,4	0,196
11,1	369,9	0,122	298,0	0,199	298,0	0,196
11,2	373,2	0,122	300,4	0,199	300,4	0,197
11,3	376,6	0,122	303,1	0,199	303,1	0,197
11,4	379,9	0,122	305,8	0,199	305,8	0,197
11,5	383,2	0,123	308,7	0,199	308,7	0,197
11,6	386,6	0,123	311,1	0,200	311,1	0,197
11,7	389,9	0,123	313,8	0,200	313,8	0,198
11,8	393,2	0,123	316,7	0,200	316,7	0,198
11,9	396,6	0,123	319,6	0,200	319,6	0,198
12,0	399,9	0,122	322,0	0,199	322,0	0,196

Tabelle B.9: Daten zu Abbildung 3.6 (12,1-13,3 Mt/a) [99]

H_2-Import in Mt/a	H_2-Import in TWh/a	H_2-Imp.-kosten in €/kWh	SNG-Import in TWh/a	SNG-Imp.-kosten in €/kWh	PtL-Import in TWh/a	PtL-Imp.-kosten in €/kWh
12,1	403,2	0,121	324,7	0,198	324,7	0,195
12,2	406,6	0,121	327,9	0,199	327,9	0,195
12,3	409,9	0,122	330,3	0,199	330,3	0,196
12,4	413,2	0,122	333,2	0,200	333,2	0,196
12,5	416,5	0,122	335,9	0,200	335,9	0,196
12,6	419,9	0,122	338,6	0,200	338,6	0,197
12,7	423,2	0,123	341,2	0,201	341,2	0,197
12,8	426,5	0,123	343,9	0,201	343,9	0,198
12,9	429,9	0,124	346,8	0,202	346,8	0,198
13,0	433,2	0,124	349,2	0,202	349,2	0,199
13,1	436,5	0,125	352,2	0,203	352,2	0,199
13,2	439,9	0,126	354,8	0,204	354,8	0,201
13,3	443,2	0,126	357,2	0,205	357,2	0,202

Tabelle B.10: Daten zu Abbildung 3.21 [88,145]

Jahr	2015	2020	2030	2040	2050
Gebäudetyp	Wohn-/Nutzfläche in Mrd. m^2				
EZFH (Bestand)	2,127	2,108	2,070	2,032	1,994
EZFH (Neubau)	0,000	0,057	0,170	0,283	0,396
MFH (Bestand)	1,184	1,157	1,103	1,049	0,995
MFH (Neubau)	0,000	0,043	0,128	0,213	0,298
GMFH (Bestand)	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288
GMFH (Neubau)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
NWG (Bestand)	1,968	1,889	1,731	1,573	1,415
NWG (Neubau)	0,000	0,029	0,087	0,145	0,203

Tabelle B.11: Daten zu Abbildung 3.32 [88]

Jahr	2015	2020	2030	2040	2050
Industriebereich	Bruttowertschöpfung in Mrd. €/a				
Gew. von Steinen u. Erden	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
Verarb. von Steine u. Erden	11,0	11,5	12,4	13,1	13,1
Ernährung und Tabak	38,0	38,3	39,0	41,0	43,0
Papiergewerbe	24,0	24,7	26,0	27,0	28,0
Grundstoffchemie	55,7	61,4	72,6	81,9	91,2
Sonstige chemische Industrie	10,3	11,3	13,4	15,1	16,8
Gummi- u. Kunststoffwaren	26,0	28,0	32,0	35,0	38,0
Glas u. Keramik	4,4	4,6	5,0	5,3	5,3
NE-Metalle, -gießereien	25,0	24,3	23,0	23,0	24,0
Metallbearbeitung	52,0	55,3	62,0	67,0	72,0
Maschinenbau	87,0	96,0	114,0	128,0	141,0
Fahrzeugbau	128,0	139,3	162,0	182,0	200,0
Sonstige verarb. Gewerbe	127,0	136,7	156,0	175,0	191,0

Tabelle B.12: Daten zu Abbildung 3.33 [88,168,169,170,171]

Jahr	2015	2020	2030	2040	2050
Zementnachfrage in Mt/a	31,0	31,0	29,0	28,0	28,0
Stahlnachfrage in Mt/a	42,1	44,0	42,0	39,0	39,0

Tabelle B.13: Endenergieverbrauch nach Verbrauchsart im Jahr 2016 (Detail) [172]

Sektor	Wärme (ges.)	Kälte (ges.)	Mech. Energie	IKT	Beleuch-tung
	Endenergieverbrauch in TWh/a				
Industrie	528,1	15,1	160,5	9,1	8,9
GHD	222,3	16,9	70,6	24,1	53,9
Haushalte	593,0	29,8	5,6	21,4	10,2
Verkehr	3,5	0,8	736,5	2,8	3,5
Gesamt	**1346,9**	**62,5**	**973,2**	**57,5**	**76,6**

Tabelle B.14: Daten zu Abbildung 3.35 [88]

Jahr	2015	2020	2030	2040	2050
Transportmittel (Personenverkehr)	Transportleistungsnachfrage in Mrd. pkm				
Pkw	956	957	960	914	867
Busse	65	71	84	92	100
Personenzüge	106	113	126	132	138
Passagierflugzeuge	11	11	11	11	11
Transportmittel (Güterverkehr)	Transportleistungsnachfrage in Mrd. tkm				
Kleintransporter	10	11	13	14	14
Lkw	457	497	577	595	613
Güterzüge	117	133	166	193	220
Binnenfrachtschiffe	55	64	82	90	98
Frachtflugzeuge	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

C Techno-ökonomische Annahmen

Tabelle C.1: Spezifische Heizwerte und Emissionsfaktoren der wichtigsten Energieträger, angelehnt an: [335,336,337]

Energieträger	Heizwert in kWh/kg	CO_2-Emissionsfaktor in kg_{CO2}/kWh
Braunkohle	2,519	0,399
Steinkohle	7,584	0,337
Erdgas	11,938	0,201
Ottokraftstoff	12,095	0,263
Dieselkraftstoff	11,933	0,266
Kerosin	11,889	0,264
Flüssiggas	12,771	0,236

Tabelle C.2: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (erneuerbare Energien)

Technische Parameter			Wirtschaftliche Parameter				
Wirkungs-grad 2050 (2020)	ub in GW	Bezugsgröße	Investitionskosten 2050 (2020) in €/kW	Mittlere Kosten-abw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebens-dauer in a
					Fix (Anteil Invest.)	Variabel in €/kWh	
Onshore-Windkraftanlagen			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [218,338,339]				
-	619,8	El. Output	1250 (1650)	±31%	2%	0	20 (20)
Offshore-Windkraftanlagen			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,339,340]				
-	82,2	El. Output	2530 (3920)	±29%	4,5%	0	20 (20)
Dachflächen-Photovoltaik			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,339,341]				
-	189,7	El. Output	880 (1500)	±14%	2,1%	0	20 (25)
Freiflächen-Photovoltaik			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,339,341]				
-	245,9	El. Output	720 (900)	±11%	1,7%	0	20 (25)
Dachflächen-Solarthermie			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [82,329,342]				
-	190	Th. Output	770 (896)	±14%	4,5%	0	20 (30)
Laufwasserkraftwerke			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [82,338,343]				
-	5,6	El. Output	1300 (1300)	±23%	4%	0	40 (40)

Tabelle C.3: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Speichertechnologien)

Technische Parameter			**Wirtschaftliche Parameter**				
Ladungs- (Entladungs-) Wirkungsgrad 2050	ub in GWh	Selbstentladung in 1/h	Investitionskosten 2050 (2020) in €/kWh	Mittlere Kostenabw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebensdauer in a
					Fix (Anteil Invest.)	Variabel in €/kWh	
Pumpspeicher			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [115,122,344,345,346,347,348]				
91% (91%)	56	-	12,5 (12,5)	-	1%	0	40 (80)
Haushalts-Batteriespeicher			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,135]				
96% (96%)	256	0,4%	295 (709)	-	1,4%	0	10 (18)
Großbatteriespeicher			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,135]				
96% (96%)	-	0,4%	120 (232)	-	1,4%	0	10 (18)
Wasserstoffspeicher (350 bar)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,135,349]				
70% (50-61%)	80.000	-	18 (18)	-	2%	0	30 (30)
Wasserstoffspeicher (Kaverne)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,135,349]				
70% (50-61%)	70.500	-	0,36 (0,36)	-	2%	0	40 (40)
Erdgasspeicher (Kaverne)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,135,349]				
99% (99%)	380.000	-	0.29 (0.29)	-	2%	0	40 (40)
Biogasspeicher			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,135,350]				
99% (99%)	-	-	193 (193)	-	1%	0	30 (30)
Haushalts-Wärmespeicher (Wasser)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [82,136,344,351]				
99% (99%)	2.800	0,01%	90 (180)	-	2%	0	20 (20)
Nahwärme-Wärmespeicher (Wasser)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [82,136,344,351]				
95% (95%)	-	0,01%	14,7 (14,7)	-	1%	0	20 (20)
Fernwärme-Wärmespeicher (Wasser)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [82,136,344,351]				
95% (95%)	-	0,03%	14,7 (14,7)	-	1%	0	20 (20)
Druckluftspeicher (Kaverne)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,135,352]				
74-84% (74-84%)	27.300	0,03%	3,5 (3,5)	-	2%	0	40 (40)

Tabelle C.4: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)

Technische Parameter		**Wirtschaftliche Parameter**				
Wirkungsgrad 2050 (2020)	Bezugsgröße	Investitionskosten 2050 (2020) in €/kW	Mittlere Kostenabw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebensdauer in a
				Fix (Anteil Invest.)	Variabel in €/kWh	
Steinkohlekraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,338,353,354,355,356,357]				
η_{el} = 0,5 (0,46)	El. Output	1450 (1300)	±6%	3%	0,0015	40 (45)
Steinkohleheizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,338,353,354,355,356,357]				
η_{el} = 0,38 (0,36); η_{th} = 0,51 (0,53)	El. Output	1847 (2225)	±11%	3%	0,0051	35 (45)
Steinkohlekraftwerke (CC)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,338,353,354,355,356,357]				
η_{el} = 0,38 (0,35)	El. Output	2550 (2700)	±12%	3%	0,0055	40 (40)
Braunkohlekraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,338,353,354,355,356,357]				
η_{el} = 0,47 (0,45)	El. Output	1700 (1500)	±20%	3%	0,0045	40 (45)
Braunkohleheizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,338,353,354,355,356,357]				
η_{el} = 0,35 (0,32); η_{th} = 0,5 (0,53)	El. Output	1847 (2225)	±19%	3%	0,0051	35 (45)
Braunkohlekraftwerke (CC)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,338,353,354,355,356,357]				
η_{el} = 0,34 (0,32)	El. Output	3500 (3500)	±20%	3%	0,01	40 (40)
Pumpspeicherkraftwerke (Pumpe)		Eigene Annahmen in Anlehnung an:[344,345]				
η_{el} = 0,91 (0,91)	El. Output	423 (423)	±22%	1%	0	40 (45)
Pumpspeicherkraftwerke (Turbine)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [344,345]				
η_{el} = 0,91 (0,91)	El. Output	450 (450)	±22%	1%	0	40 (45)
Gaskraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,338,354,355,356,357]				
η_{el} = 0,46 (0,4)	El. Output	405 (405)	±29%	4%	0,001	30 (35)
Gasheizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,338,354,355,356,357]				
η_{el} = 0,35 (0,33); η_{th} = 0,5 (0,52)	El. Output	666 (730)	±23%	4%	0,0015	30 (35)
GuD-Kraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,338,354,355,356,357]				
η_{el} = 0,65 (0,6)	El. Output	850 (850)	±35%	3%	0,002	30 (35)
GuD-Heizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,338,354,355,356,357]				
η_{el} = 0,51 (0,48); η_{th} = 0,37 (0,4)	El. Output	920 (980)	±27%	4%	0,004	30 (35)
GuD-Kraftwerke (CC)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,338,354,355,356,357]				
η_{el} = 0,55 (0,52)	El. Output	1500 (1500)	±17%	3%	0,004	30 (30)
Ölkraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,338,354,356,357]				
η_{el} = 0,43 (0,37)	El. Output	900 (900)	±16%	13%	0,002	40 (25)
Müllkraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,338,354,356,357]				
η_{el} = 0,42 (0,31)	El. Output	4540 (6080)	±31%	5%	0,0069	25 (25)
Müllheizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,338,354,356,357]				
η_{el} = 0,3 (0,26); η_{th} = 0,54 (0,58)	El. Output	5914 (8848)	±24%	5%	0,0033	25 (25)

Tabelle C.5: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)

Technische Parameter		**Wirtschaftliche Parameter**				
Wirkungsgrad 2050 (2020)	Bezugsgröße	Investitionskosten 2050 (2020) in €/kW	Mittlere Kostenabw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebensdauer in a
				Fix (Anteil Invest.)	Variabel in €/kWh	
Holzkraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,358,359,360]				
η_{el} = 0,38 (0,35)	El. Output	1950 (2620)	±16%	3%	0,0035	25 (25)
Holzkraftwerke (CC)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,358,359,360]				
η_{el} = 0,28 (0,25)	El. Output	2990 (3660)	±16%	6%	0,0073	25 (25)
Holzheizkraftwerke (KWK) - groß		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,358,359,360]				
η_{el} = 0,29 (0,29); η_{th} = 0,82 (0,82)	El. Output	3000 (3400)	±20%	3%	0,0038	25 (25)
Holzheizkraftwerke (KWK) - mittel		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,358,359,360]				
η_{el} = 0,29 (0,29); η_{th} = 0,82 (0,82)	El. Output	3300 (3600)	±24%	4%	0,0038	25 (25)
Holzheizkraftwerke (KWK) - klein		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,358,359,360]				
η_{el} = 0,14 (0,14); η_{th} = 0,97 (0,97)	El. Output	6000 (6500)	±22%	4%	0,0078	25 (25)
Strohheizkraftwerke (KWK) - groß		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,358,359,360]				
η_{el} = 0,3 (0,3); η_{th} = 0,67 (0,67)	El. Output	3000 (3500)	±20%	4%	0,0019	25 (25)
Strohheizkraftwerke (KWK) - mittel		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,358,359,360]				
η_{el} = 0,3 (0,3); η_{th} = 0,67 (0,67)	El. Output	3300 (3800)	±21%	4%	0,0019	25 (25)
Strohheizkraftwerke (KWK) - klein		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,358,359,360]				
η_{el} = 0,15 (0,15); η_{th} = 0,84 (0,84)	El. Output	6200 (6800)	±16%	5%	0,004	25 (25)
Biogasheizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [358,361,362]				
η_{el} = 0,47 (0,43); η_{th} = 0,47 (0,5)	El. Output	850 (950)	±6%	1%	0,008	25 (25)
Gasheizkraftwerke (KWK) - H_2		Eigene Annahmen in Anlehnung an:[342,349]				
η_{el} = 0,4 (0,38); η_{th} = 0,32 (0,34)	El. Output	504 (504)	±29%	1%	0,007	20 (25)
GuD-Kraftwerke - H_2		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [342,349]				
η_{el} = 0,6 (0,58)	El. Output	760 (760)	±35%	1%	0,002	20 (25)
Mini-BHKW - H_2		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [342,349]				
η_{el} = 0,49 (0,45); η_{th} = 0,41 (0,45)	El. Output	715 (930)	±10%	0%	0,0006	20 (20)
Holzheizwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,358,359,360]				
η_{th} = 1,08 (1,08)	Th. Output	590 (680)	±17%	5%	0,001	25 (25)
Holzpelletheizwerke - groß		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,358,359,360]				
η_{th} = 1,0 (1,0)	Th. Output	670 (720)	±15%	5%	0,0005	25 (25)
Holzpelletheizwerke - klein		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,358,359,360]				
η_{th} = 0,88 (0,82)	Th. Output	590 (680)	±66%	7%	0	20 (20)
Strohheizwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,358,359,360]				
η_{th} = 1,02 (1,02)	Th. Output	760 (890)	±17%	6%	0,006	25 (25)

Tabelle C.6: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)

Technische Parameter		**Wirtschaftliche Parameter**				
Wirkungsgrad 2050 (2020)	Bezugsgröße	Investitionskosten 2050 (2020) in €/kW	Mittlere Kostenabw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebensdauer in a
				Fix (Anteil Invest.)	Variabel in €/kWh	
Steinkohleheizwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,342]				
η_{th} = 0,9 (0,9)	Th. Output	335 (335)	±11%	3%	0,004	40 (40)
Gasheizwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,342]				
η_{th} = 0,9 (0,9)	Th. Output	505 (505)	±80%	2%	0,002	30 (30)
Müllheizwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,342]				
η_{th} = 0,9 (0,9)	Th. Output	1050 (1406)	±5%	3%	0,0069	20 (20)
Ölheizwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,342]				
η_{th} = 0,9 (0,9)	Th. Output	505 (505)	±11%	2%	0,0055	30 (30)
Mini-BHKW - CH_4		Eigene Annahmen in Anlehnung an:[39,82,342,363]				
η_{el} = 0,37 (0,34); η_{th} = 0,53 (0,56)	El. Output	1360 (1780)	±10%	3%	0	20 (20)
Mini-BHKW - Holzpellets		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [342,364,365]				
η_{el} = 0,27 (0,15); η_{th} = 0,62 (0,7)	El. Output	2750 (2250)	±27%	2%	0,0001	15 (15)
Gastherme		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [39,82,342,358,363,366]				
η_{th} = 0,96 (0,96)	Th. Output	330 (330)	±33%	1%	0	20 (20)
Gasbrennwerttherme		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [39,82,342,358,363,366]				
η_{th} = 0,98 (0,98)	Th. Output	655 (655)	±2%	1%	0	20 (20)
Gasbrennwerttherme - H_2		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [39,82,342,358,363,366]				
η_{th} = 0,98 (0,98)	Th. Output	655 (655)	±2%	1%	0	20 (20)
Öltherme		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [39,82,342,358,363,366]				
η_{th} = 0,96 (0,96)	Th. Output	330 (330)	±33%	4%	0	20 (20)
Ölbrennwerttherme		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [39,82,342,358,363,366]				
η_{th} = 0,98 (0,98)	Th. Output	655 (655)	±2%	1%	0	20 (20)
Elektrotherme		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,342,363]				
η_{th} = 0,99 (0,99)	Th. Output	150 (175)	±33%	6%	0	20 (20)
Einzelraumfeuerung - Holz		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [342,367]				
η_{th} = 0,75 (0,7)	Th. Output	775 (500)	±28%	6%	0	20 (20)
Erdgas-Dampfreformierung - zentral		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [82,368]				
η_{th} = 0,85 (0,85)	CH_4	810 (810)	±10%	5%	0	15 (15)
Erdgas-Dampfreformierung - dezentral		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [82,368]				
η_{th} = 0,8 (0,8)	CH_4	1517 (1517)	±51%	5%	0	15 (15)
Fischer-Tropsch-Prozess - Diesel		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [196,369,370]				
η_{Diesel} = 0,53 (0,53); η_{Benzin} = 0,24 (0,24)	Diesel	500 (788)	-	3%	0	20 (20)
Fischer-Tropsch-Prozess - Kerosin		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [196,369,370]				
$\eta_{Kerosin}$ = 0,55 (0,55); η_{Benzin} = 0,19 (0,19); η_{Diesel} = 0,02 (0,02)	Kerosin	500 (788)	-	3%	0	20 (20)

Tabelle C.7: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)

Technische Parameter		**Wirtschaftliche Parameter**				
Wirkungsgrad 2050 (2020)	Bezugsgröße	Investitionskosten 2050 (2020) in €/kW	Mittlere Kostenabw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebensdauer in a
				Fix (Anteil Invest.)	Variabel in €/kWh	
Sabatier-Prozess		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [339,370,371]				
η_{CH4} = 0,8 (0,8)	CH_4	500 (788)	-	4%	0	23 (25)
Torrefizierung - Holz		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [130,372]				
η_{BS} = 0,9 (0,9)	Brennstoff Output	2143 (2143)	±20%	0%	0	20 (20)
Torrefizierung - Stroh		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [130,372]				
η_{BS} = 0,9 (0,9)	Brennstoff Output	2143 (2143)	±20%	0%	0	20 (20)
PEM-Elektrolyseanlagen		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [139,339,370,371,373]				
η_{H2} = 0,7 (0,65)	El. Input	500 (1344)	±30%	3%	0	10 (16)
PEM-Brennstoffzellen		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [338,349]				
η_{el} = 0,51 (0,51)	El. Output	1210 (2327)	±4%	1%	0	10 (20)
(Reversible) Festoxid-Brennstoffzellen		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [154,338,349]				
η_{el} = 0,7 (0,67); η_{th} = 0,25 (0,28)	El. Output	1000 (3405)	±20%	6%	0	20 (20)
Industrieöfen - Kohle		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [342,358,366]				
η_{th} = 0,8 (0,8)	Th. Output	335 (335)	±10%	0%	0	20 (20)
Industrieöfen - CH_4		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [342,358,366]				
η_{th} = 0,8 (0,8)	Th. Output	505 (505)	±10%	0%	0	20 (20)
Industrieöfen - H_2		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [342,358,366]				
η_{th} = 0,8 (0,8)	Th. Output	505 (505)	±10%	0%	0	20 (20)
Industrieöfen - Öl		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [342,358,366]				
η_{th} = 0,8 (0,8)	Th. Output	180 (180)	±10%	0%	0	20 (20)
Industrieöfen - Induktion		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [342,358,366]				
η_{th} = 0,8 (0,8)	Th. Output	505 (505)	±10%	2%	0	20 (20)
Industrieelektroheizkessel		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [342,358,366]				
η_{th} = 0,99 (0,99)	Th. Output	140 (140)	±64%	2%	0	20 (20)
Druckluftspeicherkraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,135,352]				
η_{in} = 0,74 (0,74) η_{out} = 0,74 (0,74)	El. Input	560 (560)	±29%	1%	0,001	20 (20)
Druckluftspeicherkraftwerke (adiabatisch)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,135,352]				
η_{in} = 0,84 (0,84) η_{out} = 0,84 (0,84)	El. Input	910 (910)	±15%	1%	0,001	20 (20)
Batteriespeicheranlagen - groß		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,135,338]				
η_{in} = 0,96 (0,94) η_{out} = 0,96 (0,94)	El. Input	46 (46)	±33%	1%	0,001	18 (18)
Batteriespeicheranlagen - klein		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [86,135,338]				
η_{in} = 0,96 (0,94) η_{out} = 0,96 (0,94)	El. Input	46 (46)	±33%	1%	0,001	18 (18)

Tabelle C.8: Annahmen zu Sanierungskosten und resultierender Energieeinsparung nach Gebäudetyp (Sanierungspaket 1); angelehnt an: [143,144,145,148]

Gebäudetyp	Vollkosten in €/m²	Energiebedingte Mehrkosten in €/m²	Ø Energie-einsparung
Wohngebäude			
EZFH1	276 - 405	78 - 125	36,3%
EZFH2	206 - 603	58 - 155	25,8%
EZFH3	251 - 546	56 - 134	8,1%
EZFH4	397 - 574	60 - 86	25,6%
MFH1	219 - 317	57 - 90	34,8%
MFH2	238 - 317	68 - 93	31,4%
MFH3	235 - 281	70 - 82	16,0%
MFH4	318	50	24,2%
GMFH1	186 - 257	43 - 75	29,9%
GMFH2	178 - 247	50 - 72	31,3%
GMFH3	178	50	13,2%
Nichtwohngebäude			
NWGWG	151 - 282	49 - 82	36,7%
NWGWGN	189	137	66,5%
NWG1a	151- 184	49 - 56	37,1%
NWG1b	151 - 184	49 - 50	21,6%
NWG1N	212	93	63,1%
NWG2a	246 -287	90 - 105	38,1%
NWG2b	246 - 287	90 - 105	24,4%
NWG2N	329	160	56,1%
NWG3	178 - 301	50 -89	27,7%
NWG3N	290	160	62,8%

Tabelle C.9: Annahmen zu Sanierungskosten und resultierender Energieeinsparung nach Gebäudetyp (Sanierungspaket 2); angelehnt an: [143,144,145,148]

Gebäudetyp	Vollkosten in €/m²	Energiebedingte Mehrkosten in €/m²	Ø Energie-einsparung
Wohngebäude			
EZFH1	353 - 524	150 - 238	68,9%
EZFH2	260 - 783	108 - 322	62,0%
EZFH3	319 - 627	93 - 261	50,8%
EZFH4	433 - 626	95 - 138	58,2%
MFH1	287 - 413	121 - 182	69,4%
MFH2	308 - 405	135 - 175	64,8%
MFH3	305 - 365	71 - 162	53,2%
MFH4	343	74	54,2%
GMFH1	243 - 336	98 - 151	68,2%
GMFH2	230 - 324	101 - 146	65,6%
GMFH3	230	101	56,5%
Nichtwohngebäude			
NWGWG	189 - 363	85 - 159	78,8%
NWG1a	189 - 271	85- 117	77,1%
NWG1b	189 - 235	85 - 101	71,1%
NWG2a	304 - 355	147 - 172	76,4%
NWG2b	304 - 355	147 - 172	66,8%
NWG3	230 - 393	101 - 177	73,1%

Tabelle C.10: Annahmen zu Gerätebeständen in deutschen Haushalten und deren Energiebedarf; eigene Annahmen, angelehnt an: [152,153]

Gerät	Ausstattungs-wahrscheinlichkeit	Anzahl der Geräte in deutschen Haushalten in Mio.	Ø Verbrauch in kWh/a	Ges. Energiebedarf in TWh
Gefriertruhe	0,163	6,47	212	1,37
Kühlschrank mit Gefrierfach	0,651	25,83	427	11,01
Kühlschrank	0,430	17,06	185	3,16
Gefrierschrank	0,291	11,54	298	3,44
Anrufbeantworter / Router	0,900	35,70	8	0,30
CD-Player	0,900	35,70	32	1,15
Uhr	0,900	35,70	17	0,59
Telefon	0,900	35,70	8	0,30
HiFi-Anlage	0,900	35,70	82	2,94
Bügeleisen	0,900	35,70	16	0,57
Staubsauger	0,937	37,17	67	2,48
Fax	0,200	7,93	25	0,20
Computer	0,708	28,09	349	9,80
Drucker	0,665	26,38	47	1,20
TV 1	0,977	38,76	205	7,96
TV 2	0,580	23,01	204	4,70
TV 3	0,180	7,14	208	1,48
DVD-Player	0,896	35,54	60	2,13
TV-Receiver	0,934	37,05	144	5,32
Kochfeld	0,463	18,37	241	4,42
Ofen	0,616	24,44	221	5,41
Mikrowellenherd	0,859	34,08	74	2,52
Wasserkocher	0,975	38,68	155	5,98
Weitere Haushaltskochgeräte	1,000	39,67	31	1,23
Geschirrspüler	0,335	13,29	257	3,42
Wäschetrockner	0,416	16,50	262	4,33
Waschmaschine	0,781	30,98	180	5,58
Waschmaschine mit Trockner	0,153	6,07	540	3,28

Tabelle C.11: Annahmen zu Lebensdauer, Energieverbrauch und Kosten von Haushaltsgeräten (Referenzgeräte), eigene Annahmen, angelehnt an: [152,153,162,163,374,375,376,377]

Gerät	Lebensdauer in Jahren	Ø Verbrauch in kWh/a	Ø Gerätekosten in €	Kostenspanne
Gefriertruhe	13,5	212	344	±31%
Kühlschrank mit Gefrierfach	13,5	236	504	±29%
Kühlschrank	13,5	144	514	±35%
Gefrierschrank	13,5	249	723	±38%
Router	5	123	77	±78%
CD-Player	5	28	-	-
Uhr	5	17	-	-
Telefon	5	8	-	-
HiFi-Anlage	7	73	-	-
Bügeleisen	8	16	-	-
Staubsauger	8	30	102	±52%
Fax	5	25	-	-
Computer	5	196	-	-
Drucker	5	35	152	±56%
TV 1	7	71	449	±45%
TV 2	7	71	449	±45%
TV 3	7	71	449	±45%
DVD-Player	7	16	-	-
TV-Receiver	7	35	-	-
Kochfeld	15	226	985	±70%
Ofen	15	172	689	±71%
Mikrowellenherd	15	72	-	-
Wasserkocher	5	155	-	-
Weitere Haushaltskochgeräte	3	25	-	-
Geschirrspüler	12,5	220	442	±38%
Wäschetrockner	12	225	627	±28%
Waschmaschine	12,5	177	456	±38%
Waschmaschine mit Trockner	12	402	766	±34%

Tabelle C.12: Annahmen zu Lebensdauer, Energieverbrauch und Kosten von Haushaltsgeräten (effiziente Geräte), eigene Annahmen, angelehnt an: [152,153,162,163,374,375,376,377]

Gerät	ø Verbrauch (heute) in kWh/a	Ø Verbrauch (2050) in kWh/a	ø Gerätekosten in €	Kostenspanne
Gefriertruhe	130	117	629	±32%
Kühlschrank mit Gefrierfach	164	125	992	±41%
Kühlschrank	90	68	854	±49%
Gefrierschrank	166	155	898	±22%
Router	70	53	121	±57%
Staubsauger	28	20	299	±43%
Drucker	17	14	154	±62%
TV 1	64	64	575	±48%
TV 2	64	64	575	±48%
TV 3	64	64	575	±48%
Kochfeld	179	179	1.120	±46%
Ofen	156	112	736	±45%
Mikrowellenherd	50	50	270	±57%
Geschirrspüler	197	176	1.066	±40%
Wäschetrockner	174	158	883	±34%
Waschmaschine	149	89	720	±45%
Waschmaschine mit Trockner	323	323	965	±29%

Tabelle C.13: Annahmen zum Leuchtmittelbestand und effizienten Alternativen in Wohngebäuden nach Leuchtmittelart; eigene Annahmen, angelehnt an: [378,379]

Leuchtmittel	Anteil	ø Leistung in W	ø Lichtstrom in lm	ø Lichtausbeute in lm/W	Lebensdauer in Jahren
Glühbirne	14%	47	520	11	1
LED	9%	10	756	76	26
Halogenlampe	35%	48	651	13	2
Energiesparlampe	13%	8	478	57	7
Leuchtstofflampe	29%	11	599	56	18
Ø Leuchtmittel (WG)		**29**	**604**	**21**	**9**
Effiziente Alternativen					
LED A+		7	529	80	26
LED A++		4	380	104	30

Tabelle C.14: Annahmen zum Leuchtmittelbestand und effizienten Alternativen in Nichtwohngebäuden nach Leuchtmittelart; eigene Annahmen, angelehnt an: [378,379]

Leuchtmittel	Anteil	ø Leistung in W	ø Lichtstrom in lm	ø Lichtausbeute in lm/W	Lebensdauer in Jahren
Glühbirne	5%	74	1.012	14	1
LED	8%	25	2.000	80	30
Halogenlampe	15%	50	852	17	1
Natriumdampflampe	5%	110	10.983	99	11
Leuchtstofflampe	67%	60	4.442	73	12
Ø Leuchtmittel (NWG)		**59**	**3.828**	**65**	**11**
Effiziente Alternativen					
LED A+		20	2.000	100	30
LED A++		24	3.600	150	30

Tabelle C.15: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Pkw), eigene Annahmen, angelehnt an: [82,90,329,380,381,382,383,384,385,386]

Verkehrsmittel	ø Laufleistung in km/a	ø Besetzung / Beladung	Effizienz (2020) in km/kWh	Effizienz (2050) in km/kWh	Kosten (2020) in €/Fz.	Kosten (2050) in €/Fz.
Otto-Pkw	13.922	1,5 Pers.	1,828	2,941	28.573	22.577
CNG-Pkw			1,747	2,703	29.631	24.031
Diesel-Pkw			2,052	2,941	29.373	23.634
FCEV			3,013	4,167	58.045	27.995
BEV			4,889	7,143	33.903	25.635
PI-Hybrid (Otto)			3,573	5,336	28.400	25.276
PI-Hybrid (Diesel)			3,669	5,336	30.254	25.479
PI-Hybrid (FCEV)			4,082	5,863	30.520	29.495

Tabelle C.16: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Busse), eigene Annahmen, angelehnt an: [90,382]

Verkehrsmittel	ø Laufleistung in km/a	ø Besetzung / Beladung	Effizienz (2020) in pkm/kWh	Effizienz (2050) in pkm/kWh	Kosten (2020) in €/Fz.	Kosten (2050) in €/Fz.
Otto-Bus	57.580	14,3 Pers.	3,283	4,908	286.000	288.000
Diesel-Bus			4,077	5,791	250.000	260.000
FC-Bus			4,295	6,442	470.000	265.000
BE-Bus			7,676	10,626	390.000	300.000

Tabelle C.17: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Kleintransporter, < 7,5 t), eigene Annahmen, angelehnt an: [90,369,382,387]

Verkehrsmittel	ø Laufleistung in km/a	ø Besetzung / Beladung	Effizienz (2020) in tkm/kWh	Effizienz (2050) in tkm/kWh	Kosten (2020) in €/Fz.	Kosten (2050) in €/Fz.
Otto-Kleintransp.	19.371	0,2 t	0,179	0,244	33.841	30.840
Diesel-Kleintransp.			0,230	0,351	31.585	30.148
FC-Kleintransp.			0,329	0,465	68.576	40.207
BE-Kleintransp.			0,562	0,909	39.187	30.411

Tabelle C.18: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Lkw, ≥ 7,5 t), eigene Annahmen, angelehnt an: [90,369,382,387,388]

Verkehrsmittel	ø Laufleistung in km/a	ø Besetzung / Beladung	Effizienz (2020) in tkm/kWh	Effizienz (2050) in tkm/kWh	Kosten (2020) in €/Fz.	Kosten (2050) in €/Fz.
Otto-Lkw	96.915	13,5 t	4,180	5,921	122.037	140.348
Diesel-Lkw			4,998	6,618	90.370	115.348
FC-Lkw			5,529	8,232	384.493	146.991
Oberleitungs-Lkw			7,096	10,385	141.801	123.872

Tabelle C.19: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Personenzüge), eigene Annahmen, angelehnt an: [389,390,391,392,393,394,395,396]

Verkehrsmittel	ø Laufleistung in km/a	ø Besetzung / Beladung	Effizienz (2020) in pkm/kWh	Effizienz (2050) in pkm/kWh	Kosten (2020) in €/Fz.	Kosten (2050) in €/Fz.
FC-Personenzug	522.819	136,1 Pers.	7,246	10,868	5.312.500	4.250.000
Diesel-Personenzug			6,878	9,769	4.250.000	4.250.000
Elektro-Personenzug			18,512	23,419	4.250.000	4.250.000

Tabelle C.20: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Güterzüge), eigene Annahmen, angelehnt an: [389,390,391,392,393,394,395,396]

Verkehrsmittel	ø Laufleistung in km/a	ø Besetzung / Beladung	Effizienz (2020) in tkm/kWh	Effizienz (2050) in tkm/kWh	Kosten (2020) in €/Fz.	Kosten (2050) in €/Fz.
FC-Güterzug	440.780	398 t	20,135	30,202	5.312.500	4.250.000
Diesel-Güterzug			19,114	27,148	4.250.000	4.250.000
Elektro-Güterzug			42,126	53,291	4.250.000	4.250.000

Tabelle C.21: Ausbauschwellen erneuerbarer Energien und spezifische Kostenannahmen zum notwendigen Stromnetzausbau; eigene Annahmen, angelehnt an: [88,90,243]

Erzeugungs-technologie	Region	Ausbauschwelle in GW			Netzausbaukosten in €/kW	
		Stufe 1 (x_1)	Stufe 2 (x_2)	Stufe 3 (x_3)	Stufe 1 (C_1)	Stufe 2 (C_2)
Windenergie (offshore)	**1-o**	12,2	-	76,5	1.607	-
	2-o	3,6	-	5,7	1.607	-
Windenergie (onshore)	**1**	18,7	34,8	150,2	322	364
	2	11,6	20,6	114,3	322	364
	3	5,0	-	25,6	72	-
	4	7,1	16,1	79,4	322	364
	5	5,6	-	56,4	72	-
	6	1,0	-	53,0	72	-
	7	2,1	-	141,0	72	-
Freiflächen-photovoltaik	**1**	1,0	-	9,2	364	-
	2	2,5	-	8,0	364	-
	3	0,3	-	2,4	72	-
	4	2,9	-	9,9	364	-
	5	0,9	-	8,8	72	-
	6	1,9	-	5,8	72	-
	7	3,0	-	10,4	72	-
Dachflächen-photovoltaik	**1**	5,0	13,0	31,5	364	1.100-1.365
	2	1,8	6,3	16,2	364	1.100-1.365
	3	4,7	17,7	37,7	72	860-1.070
	4	2,2	6,7	21,4	364	1.100-1.365
	5	4,0	10,5	26,8	72	860-1.070
	6	3,9	10,4	24,4	72	860-1.070
	7	10,3	17,8	31,7	72	860-1.070

Tabelle C.22: Annahmen zu Anschlussgrad, Wärmedichte, Investitions- und Betriebskosten des Fernwärmeanschlusses nach Gebäudetyp und Baualtersklasse; eigene Annahmen, angelehnt an: [245,246,247,397]

Gebäudetyp	BAK	Fernwärme-anschlussgrad	Wärmedichte in MW/km²	Fernwärmenetz		Hausanschluss & Hausübergabestation	
				Investitions-kosten in €/kW	Betriebs-kosten in €/kWh	Investitions-kosten in €/kW	Betriebs-kosten in €/kWh
EZFH	bis 2015	3%	10-25	769–1.183	0,026	2.049–3.628	0,008
	ab 2016	-		562–1.035	0,022	2.238–2.909	0,007
MFH	bis 2015	15%	20-40	296–1.035	0,018	841–1.304	0,003
	ab 2016	-		237-769	0,014	894–1.108	0,003
GMFH	bis 2015	27%	30-50	266-414	0,009	440-580	0,002
NWG	bis 2015	10%	40-50	266–310	0,008	495–1.833	0,004
	ab 2016	-		222-237	0,006	536-651	0,003

Tabelle C.23: Annahmen zu spezifischen Kosten für Ladestationen, Oberleitungen und Wasserstofftankstellen für das Jahr 2050; eigene Annahmen, angelehnt an: [239,398,399,400,401,402,403]

Transportmittel	Spezifische Kosten in €/MWh		
	Ladestationen	Oberleitungen	H_2-Tankstellen
Pkw & Kleintransporter	208	-	35
Omnibusse	278	480	25
Lkw	655	1.082	32
Züge	-	59 (Bestand) 107 (Ausbau)	36

D Zeitreihen

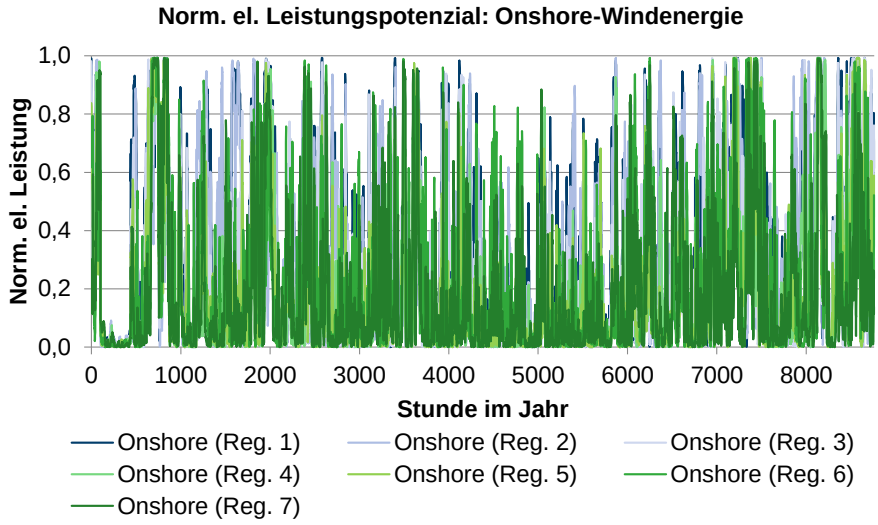


Abbildung D.1: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Onshore-Windenergie) – Dunkelflaute-Szenario; angelehnt an: [123]

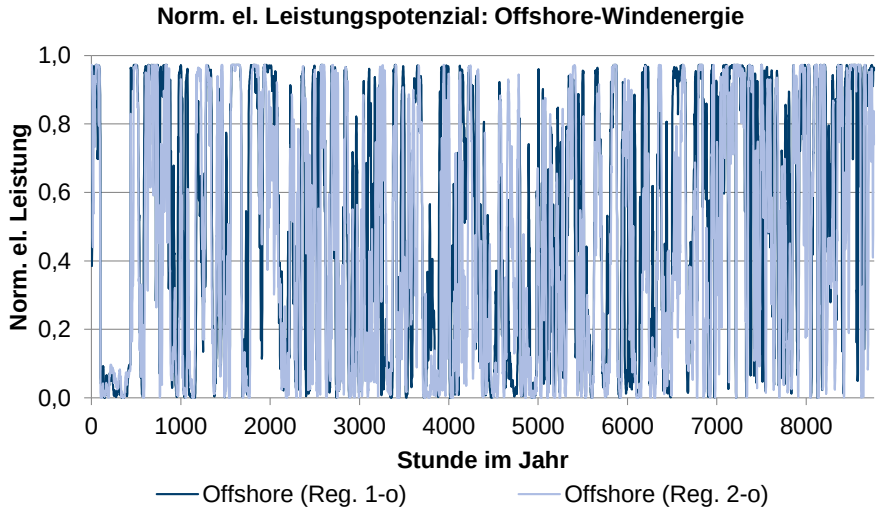


Abbildung D.2: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Offshore-Windenergie) – Dunkelflaute-Szenario; angelehnt an: [123]

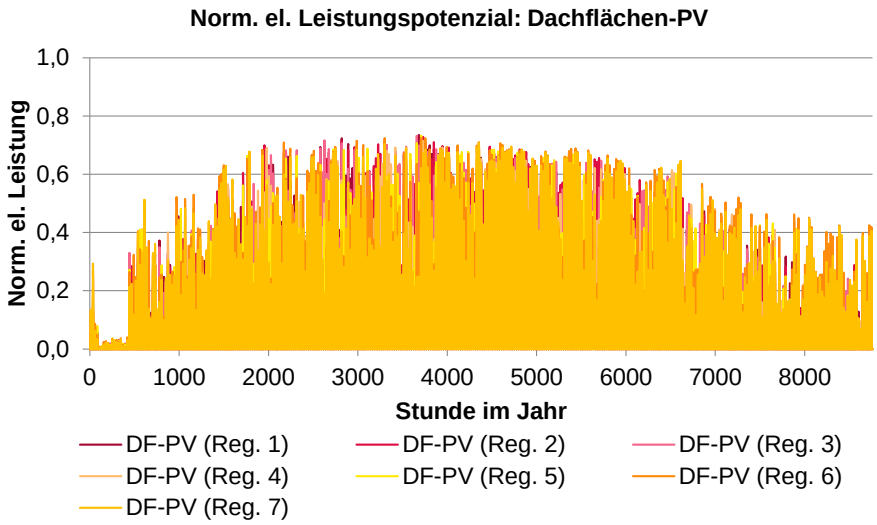


Abbildung D.3: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Dachflächen-PV) – Dunkelflaute-Szenario; angelehnt an: [123]

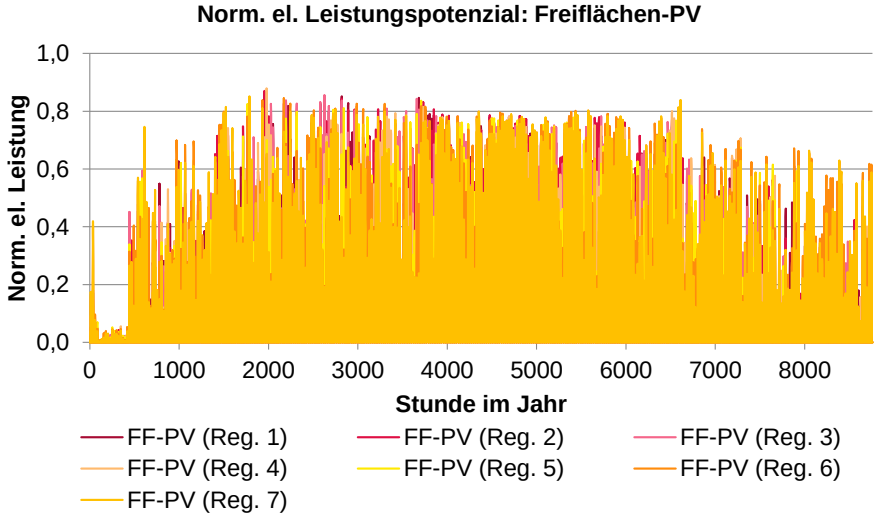


Abbildung D.4: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Freiflächen-PV) – Dunkelflaute-Szenario; angelehnt an: [123]

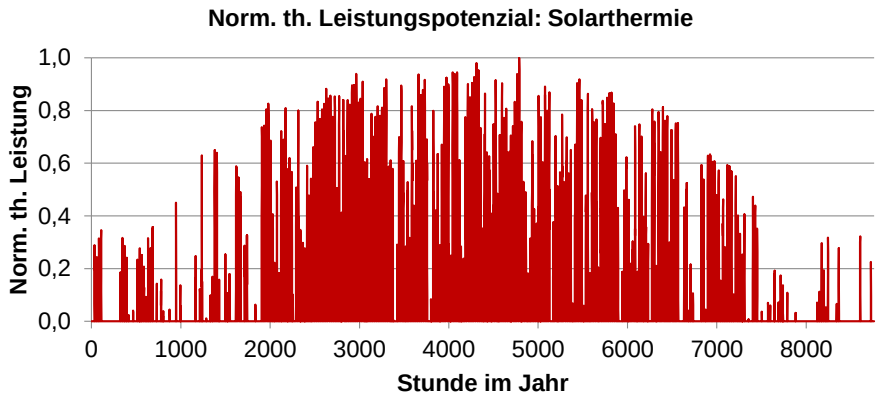


Abbildung D.5: Normiertes, stündliches thermisches Leistungspotenzial (Solarthermie) – Dunkelflaute-Szenario; angelehnt an: [123]

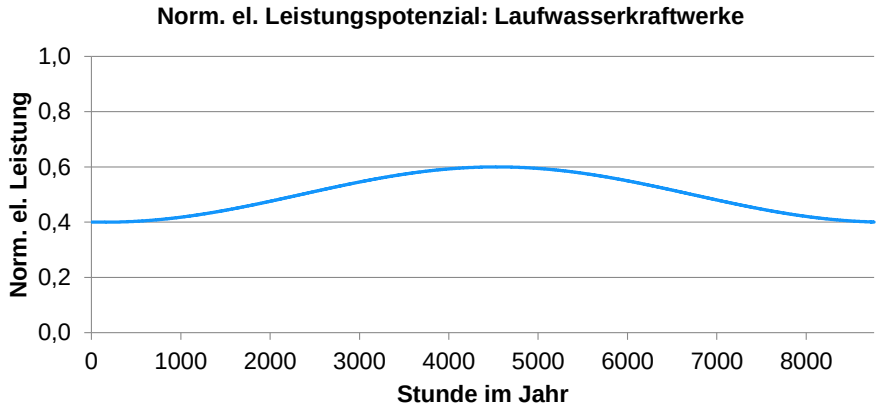


Abbildung D.6: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial (Laufwasserkraftwerke); eigene Annahme, angelehnt an: [82]

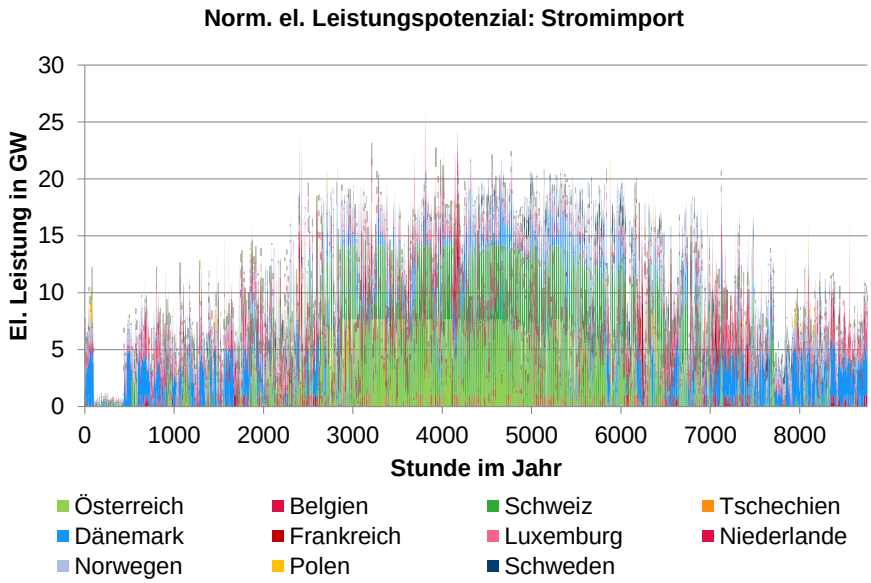


Abbildung D.7: Stündliches elektrisches Leistungspotenzial (Stromimporte) – Dunkelflaute-Szenario; angelehnt an: [104]

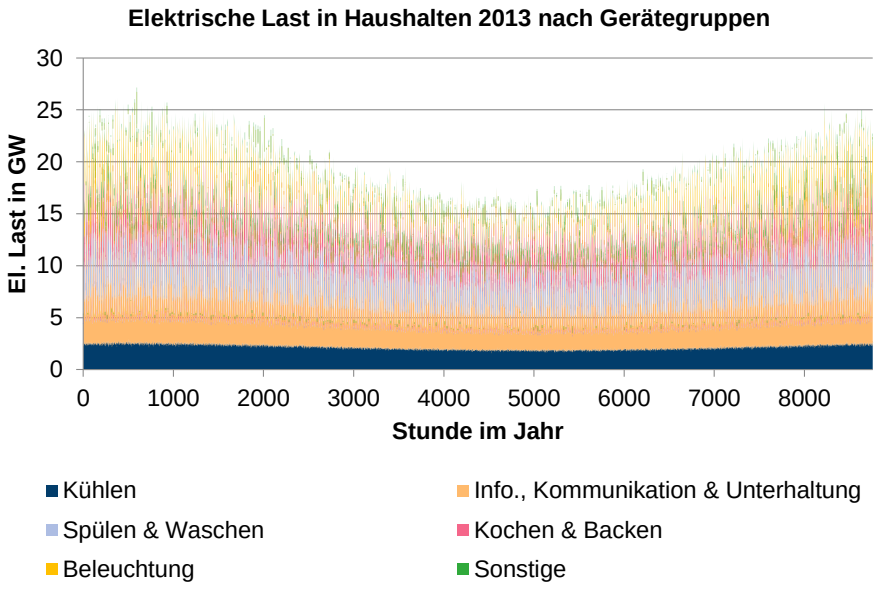


Abbildung D.8: Stündliche elektrische Last deutscher Haushalte 2013 nach Gerätegruppe; angelehnt an und Methodik nach: [152,153,154]

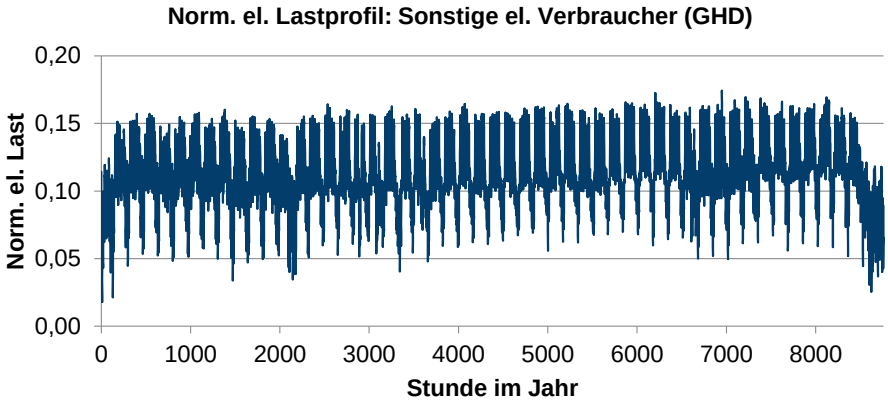


Abbildung D.9: Normiertes, stündliches elektrisches Lastprofil (sonstige el. Verbraucher – GHD-Sektor); basierend auf eigenen Berechnungen

E Validierung der quadratischen Optimierung

Tabelle E.1: Lageparameter des Vergleichs der Berechnungsdauer des LP- und QP-Ansatzes zu Abbildung 4.7

Lageparameter	Faktor Berechnungsdauer (gegenüber LP)	
	Transformation	**Einzeljahroptimierung**
Max.	6,13	3,68
Perzentil (p=0,9)	4,56	3,37
Mittelwert	3,15	2,29
Median	2,99	2,25
Perzentil (p=0,1)	2,06	1,53
Min.	1,63	0,43

F Detailergebnisse zu Kapitel 5.1

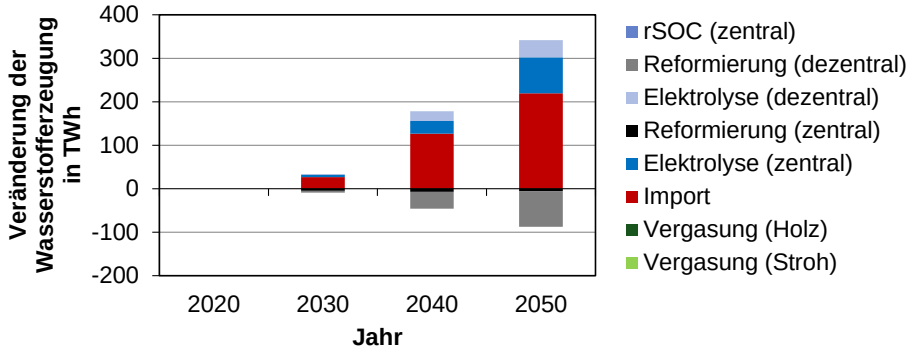
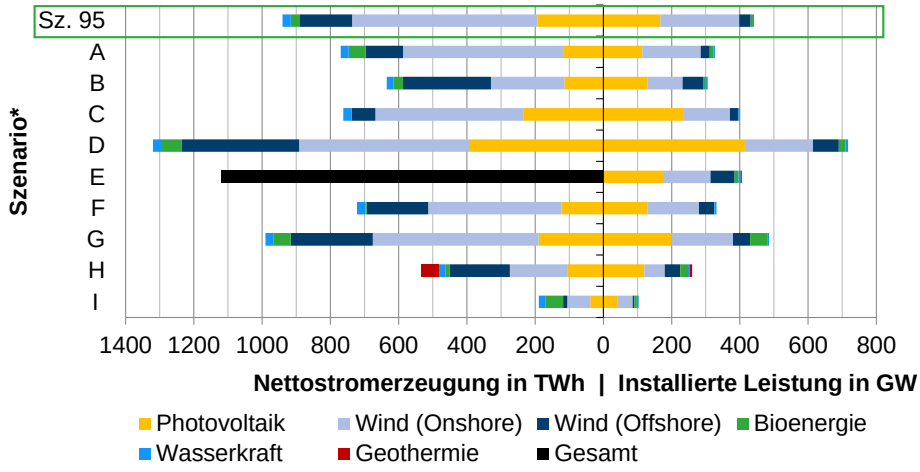


Abbildung F.1: Änderung der Wasserstofferzeugung nach Technologie bzw. Verfahren in Szenario 95 gegenüber Szenario 80



*	Studien-/Szenarioname (Jahr), Reduktionsziel, Herausgeber/Auftragnehmer
A	Leitstudie (2018), 95%, dena
B	Klimapfade (2018), 95%, BDI
C	Treibhausneutrales Deutschland (2018), 95%, UBA
D	Sektorkopplung (2016), 100% in 2040, HTW Berlin
E	SZEN-16 KLIMA 2050 (2016), 95%, BEE eV.
F	Klimaschutzszenario 2050 (2015), 95%, Öko-Institut
G	Geschäftsmodell Energiewende (2014), Fraunhofer IWES
H	Energieziel 2050 (2010), ~100%, UBA
I	*Status Quo 2016*

Abbildung F.2: Vergleich der bereitgestellten elektrischen Energie und der installierten Leistungen im Jahr 2050 in Szenario 95 mit ausgewählten 95%- bis 100%-Szenarien (siehe Kapitel 2.2)

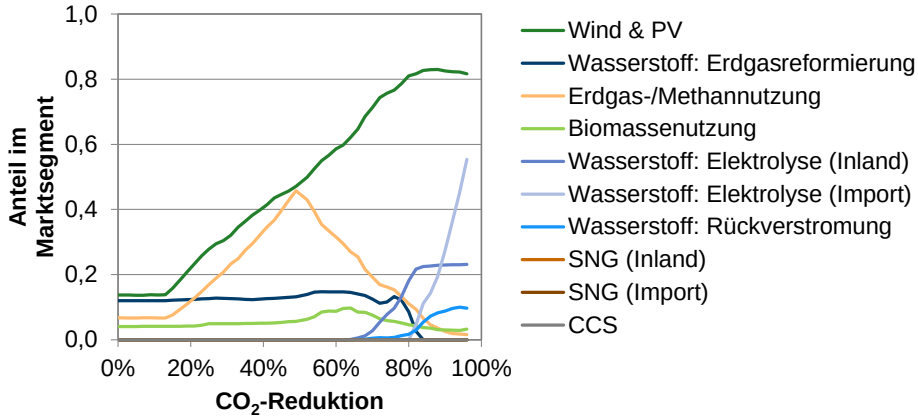


Abbildung F.3: Vergleich der Anteile unterschiedlicher Technologiegruppen in ihrem Marktsegment im Energiesektor bei der freien Optimierung für das Jahr 2050 bei einer Variation des CO_2-Reduktionsziels

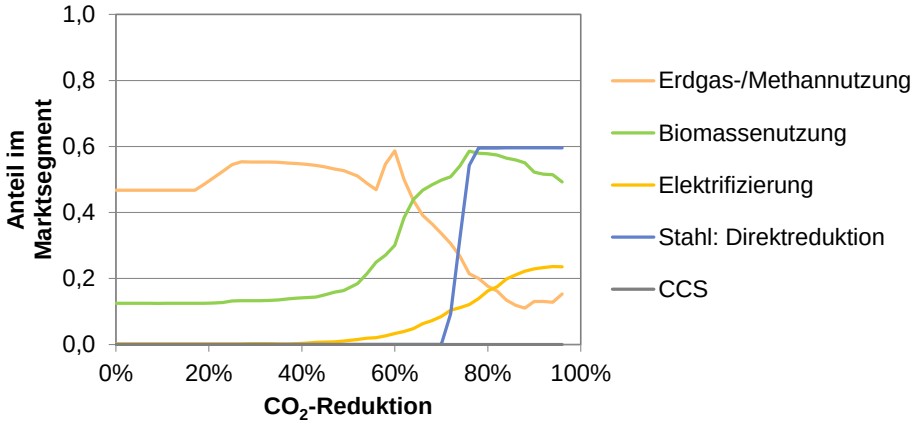


Abbildung F.4: Vergleich der Anteile unterschiedlicher Technologiegruppen in ihrem Marktsegment im Industriesektor bei der freien Optimierung für das Jahr 2050 bei einer Variation des CO_2-Reduktionsziels

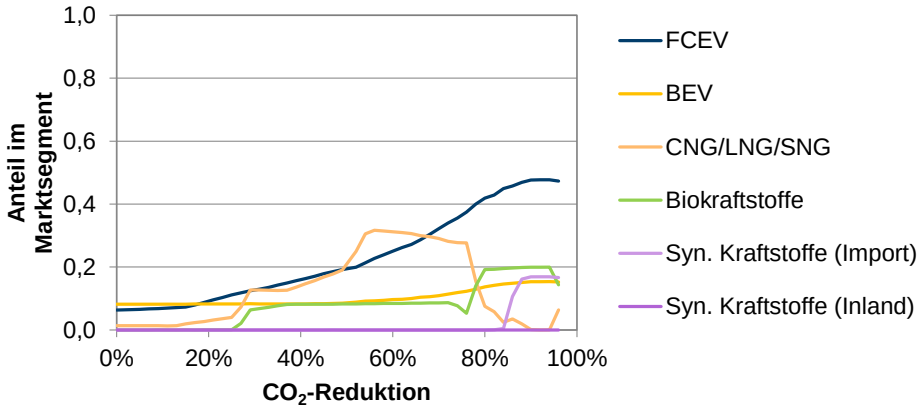


Abbildung F.5: Vergleich der Anteile unterschiedlicher Technologiegruppen in ihrem Marktsegment im Verkehrssektor bei der freien Optimierung für das Jahr 2050 bei einer Variation des CO_2-Reduktionsziels

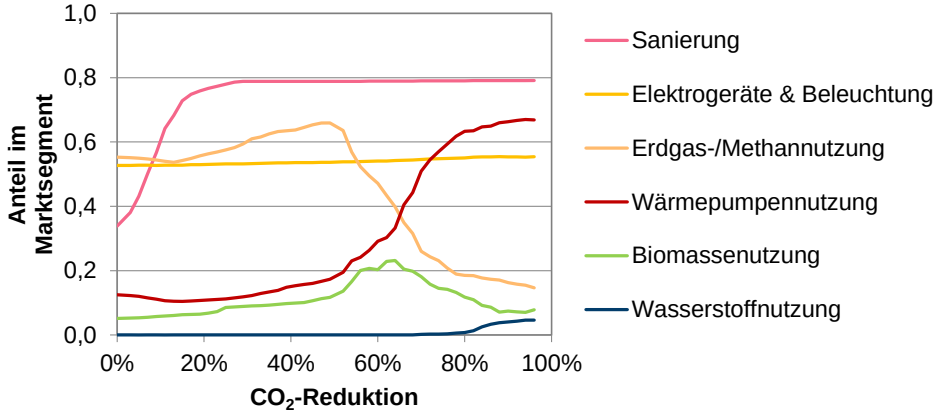


Abbildung F.6: Vergleich der Anteile unterschiedlicher Technologiegruppen in ihrem Marktsegment im Gebäudesektor bei der freien Optimierung für das Jahr 2050 bei einer Variation des CO_2-Reduktionsziels

G Sensitivitätsanalyse zu Eingangsparametern

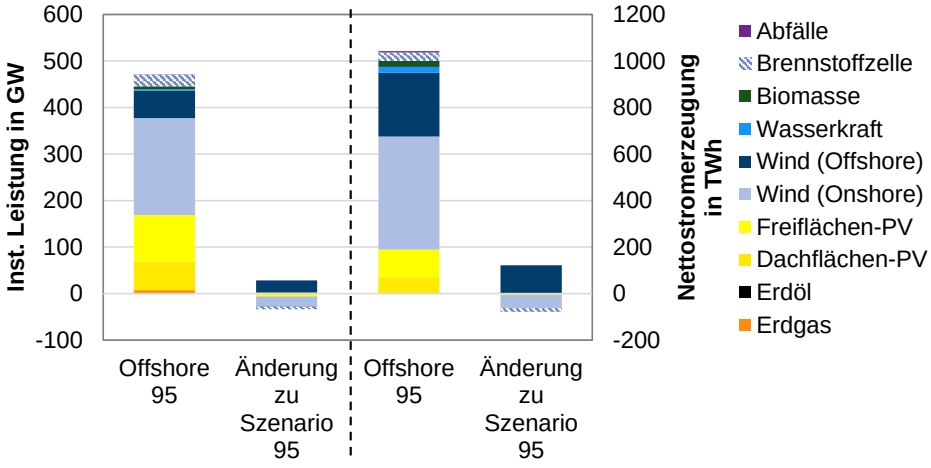


Abbildung G.1: Vergleich der installierten elektrischen Leistung und der bereitgestellten elektrischen Energie nach Energieträger bzw. Technologie im Jahr 2050 in Szenario Offshore 95 sowie die Veränderungen gegenüber Szenario 95

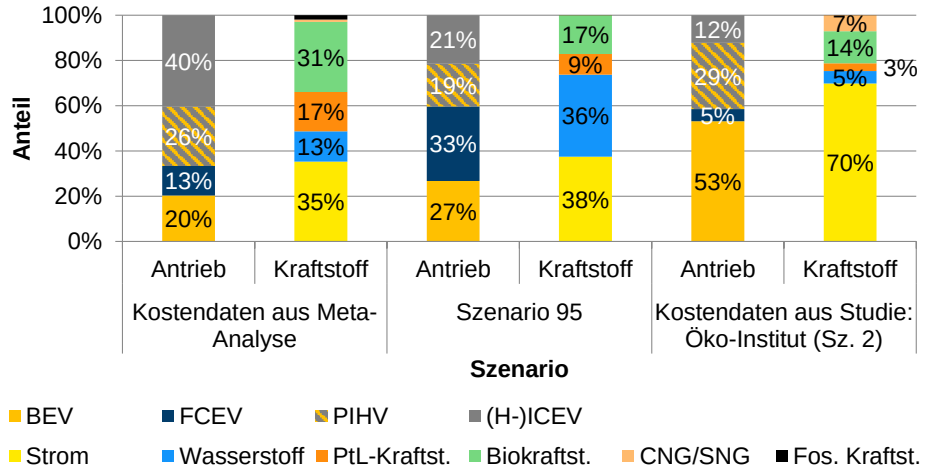


Abbildung G.2: Vergleich der Verteilung der Antriebsart nach Technologie und der Kraftstoffnachfrage nach Kraftstoffart im Pkw-Bereich im Jahr 2050 bei unterschiedlichen Fahrzeugkostenannahmen am Beispiel von Szenario 95

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Treibhausgasemissionen und Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2016 sowie Emissions- und Ausbauziele bis 2050, basierend auf [5,6] 1

Abbildung 1.2: Aufbau der Arbeit (Kapitelnummer in Klammern) 5

Abbildung 2.1: Region der Entwicklung untersuchter Modelle 12

Abbildung 2.2: Zugrundeliegende Methodik untersuchter Modelle 13

Abbildung 2.3: Analytischer Ansatz untersuchter Modelle 14

Abbildung 2.4: Betrachtungshorizont untersuchter Modelle 15

Abbildung 2.5: Vorgehen bei der Transformationspfadanalyse untersuchter Modelle 15

Abbildung 2.6: Zeitliche Auflösung untersuchter Modelle 16

Abbildung 2.7: Räumliche Auflösung untersuchter Modelle 16

Abbildung 2.8: Lizensierung untersuchter Modelle 17

Abbildung 2.9: Programmierungsumgebung untersuchter Modelle 18

Abbildung 2.10: Vergleich der bereitgestellten elektrischen Energie und der installierten Leistungen im Jahr 2050 ausgewählter 80%-Szenarien [5,74,77,78,82,85,88,89,90] 25

Abbildung 2.11: Vergleich der bereitgestellten elektrischen Energie und der installierten Leistungen im Jahr 2050 ausgewählter 95%- bis 100%-Szenarien [5,75,78,79,80,81,87,88,90] 26

Abbildung 2.12: Vergleich des Endenergieverbrauchs im Jahr 2050 ausgewählter 80%-Szenarien [85,88,89,90,91] 27

Abbildung 2.13: Vergleich der energie- und prozessbedingten CO_2-/Treibhausgas-Emissionen im Jahr 2050 ausgewählter 80%-Szenarien [85,88,89,90,91] 28

Abbildung 3.1: Schematische Darstellung der Energieversorgung und -nachfrage sowie der zugrundeliegenden Bedürfnisse; eigene Darstellung 32

Abbildung 3.2: Energiebedingte und prozessbedingte Treibhausgasemissionen 2016 nach Sektor und Treibhausgasart (CO_2 und andere THG); angelehnt an: [94] 33

Abbildung 3.3: Energie- und prozessbedingte Emission sonstiger Treibhausgase (ausgenommen CO_2) von 1990-2016 sowie potenzielle zukünftige Entwicklungen; angelehnt an: [94] 34

Abbildung 3.4: Annahmen zur gesellschaftlichen und volkswirtschaftlichen Entwicklung 2010-2050; angelehnt an: [88] 35

Abbildung 3.5: Historische Entwicklung von Brennstoffimportpreisen (Grenzübergangspreise) sowie Annahmen zur zukünftigen Entwicklung bis 2050; angelehnt an: [85,88,95,96,97] 36

Abbildung 3.6: Importpreise (Grenzübergangspreise) für Wasserstoff und synthetische Energieträger in Abhängigkeit der importierten Energiemenge; angelehnt an: [99] 36

Abbildung 3.7: Stündliches elektrisches Leistungspotenzial (Stromimporte) im Jahr 2050; angelehnt an: [104] 38

Abbildung 3.8: Stündliches elektrisches Leistungspotenzial (Stromexporte) im Jahr 2050; angelehnt an: [104] 38

Abbildung 3.9: Primärenergieaufkommen im Jahr 2016 nach Energieträger; angelehnt an: [93,106] 40

Abbildung 3.10: Bruttostromerzeugung 2016 nach Energieträger bzw. Technologie; angelehnt an: [93,106] 41

Abbildung 3.11: Endenergieverbrauch 2016 nach Energieträger und Nachfragesektor; angelehnt an: [93] 42

Abbildung 3.12: Entwicklung (Sterbelinie) aktueller konventioneller Kraftwerksbestände; angelehnt an: [116] 44

Abbildung 3.13: Entwicklung (Sterbelinie) aktueller erneuerbarer Kraftwerksbestände; angelehnt an: [124] 47

Abbildung 3.14: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Onshore-Windenergie); angelehnt an: [123] 48

Abbildung 3.15: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Offshore-Windenergie); angelehnt an: [123] 48

Abbildung 3.16: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Dachflächen-PV); angelehnt an: [123] 49

Abbildung 3.17: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Freiflächen-PV); angelehnt an: [123] 49

Abbildung 3.18: Biomassepotenziale in Deutschland unterteilt nach Fraktion und Herkunft; angelehnt an: [127,128,131,132,133] 51

Abbildung 3.19: Schematische Darstellung typischer Speicherkapazitäten und -zyklen sowie technische Potenziale (Strichpunkte) in Deutschland; eigene Darstellung, angelehnt an: [134, S. 654]; Daten basierend auf eigenen Berechnungen sowie in Anlehnung an: [75,135,136,137] 52

Abbildung 3.20: Schematische Darstellung der Struktur der relevantesten Technologien des Energiesektors; eigene Darstellung 53

Abbildung 3.21: Annahmen zur Entwicklung des Wohn- und Nutzflächenbedarfs nach Gebäudetyp 2015-2050; angelehnt an: [88,145] 56

Abbildung 3.22: Aggregierte stündliche elektrische Last 2013; Methodik nach: [150] 57

Abbildung 3.23: Stündliche elektrische Last deutscher Haushalte 2013 nach Gerätegruppe (exemplarische Winter- und Sommerwoche); angelehnt an und Methodik nach: [152,153,154] 58

Abbildung 3.24: Näherungsfunktion zur Bestimmung der thermischen Last in Abhängigkeit der Außentemperatur nach Tageszeit; Methodik nach: [155] 59

Abbildung 3.25: Normiertes, stündliches Raumwärmenachfrageprofil und gewichtete Außentemperatur; Methodik nach: [155] 59

Abbildung 3.26: Stündliche normierte thermische Last für Warmwasser und Prozesswärme (im Haushalts- und GHD-Sektor); angelehnt an und Methodik nach: [152,153,154] 60

Abbildung 3.27: Annahme zum stündlichen Wärmepumpenwirkungsgrad im Vergleich zur normierten Raumwärme- und Warmwassernachfrage; angelehnt an: [154] 61

Abbildung 3.28: Normiertes, stündliches thermisches Leistungspotenzial (Solarthermie); angelehnt an: [123,154] 62

Abbildung 3.29: Kosten und Energieverbrauch exemplarischer Haushaltsgeräte; eigene Annahme, angelehnt an: [162,163] 63

Abbildung 3.30: Schematische Darstellung der Struktur der relevantesten Technologien des Gebäudesektors (Versorgungsseite); eigene Darstellung 64

Abbildung 3.31: Schematische Darstellung der Struktur der relevantesten Technologien des Gebäudesektors (Nachfrageseite); eigene Darstellung 65

Abbildung 3.32: Annahmen zur Entwicklung der Bruttowertschöpfung nach Industriezweigen 2015-2050; angelehnt an: [88] 67

Abbildung 3.33: Annahmen zur Entwicklung der Nachfrage nach ausgewählten Gütern 2015-2050; eigene Annahmen, angelehnt an: [88,168,169,170,171] 67

Abbildung 3.34: Schematische Darstellung der Struktur der relevantesten Technologien des Industriesektors; eigene Darstellung 71

Abbildung 3.35: Annahmen zur Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsnachfrage 2015-2050; angelehnt an: [88] 72

Abbildung 3.36: Normiertes, stündliches elektrisches Ladeprofil über eine Woche (BEV); angelehnt an: [186] 74

Abbildung 3.37: Normiertes, stündliches elektrisches Fahrprofil über eine Woche (Busse, Lkw, Züge); angelehnt an: [187] 74

Abbildung 3.38: Schematische Darstellung der Struktur der relevantesten Technologien des Transportsektors; eigene Darstellung 76

Abbildung 4.1: Modellvalidierungsergebnis anhand historischer Daten aus dem Jahr 2013, Vergleichsdaten aus: [93] 84

Abbildung 4.2: Investitionskosten von Onshore-Windkraftanlagen, angelehnt an: [218]; entnommen aus: [204] 87

Abbildung 4.3: Vergleich der hinterlegten Investitionskosten im LP- und QP-Ansatz; mit Änderungen entnommen aus: [204] 88

Abbildung 4.4: Qualitativer Vergleich zweier ähnlicher Technologieanteile an der optimierten Lösung des LP- und QP-Ansatzes; entnommen aus: [204] 89

Abbildung 4.5: Vergleich der installierten Kapazitäten in den Ergebnissen des LP- und QP-Ansatzes in einem 80%-Validierungsszenario; entnommen aus: [204] 90

Abbildung 4.6: Sensitivitätsanalyse der Investitionskosten für Offshore-Windkraftanlagen und deren Auswirkungen auf die installierte Leistung im LP- und QP-Modell; entnommen aus: [204] 91

Abbildung 4.7: Vergleich der Berechnungsdauer verschiedener Optimierungsprobleme unter Verwendung des LP- und QP-Ansatzes (gleiche Eingangsparameter); entnommen aus: [204] 92

Abbildung 4.8: Vergleich der grundlegenden Ansätze zur Auslegung des Optimierungshorizonts; eigene Darstellung, angelehnt an: [71,82] 94

Abbildung 4.9: Schematisches Programmflussbild des myopischen Transformationsmodells (Teil 1) 96

Abbildung 4.10: Schematisches Programmflussbild des myopischen Transformationsmodells (Teil 2) 97

Abbildung 4.11: Historische Entwicklung des jährlichen Zubaus an Onshore-Windkraftanlagen und Photovoltaik-Anlagen in Deutschland bis 2017; Daten aus: [234] 98

Abbildung 4.12: Normierte Darstellung der Funktion zum minimalen Technologiebestand sowie dessen Zielwert, der resultierende minimale jährliche Zubau, die maximale spezifische Zubausteigerung und die Änderung der Zubaurate für den Zeithorizont von 2020 bis 2050 101

Abbildung 4.13: Schematische Darstellung der möglichen auftretenden Effekte bei der Transformationspfadanalyse des Energiesystems unter Anwendung des entwickelten myopischen Modellansatzes 102

Abbildung 4.14: Modellierte Nachfrage-Regionen (links) sowie installierte Onshore-WKA und Photovoltaikanlagen im Jahr 2016 (rechts); PV-Standorte: Gelb; WKA-Standorte: Blau; Daten aus: [124] 104

Abbildung 4.15: Schematische Darstellung der Modellimplementierung der Stromnetzstrukturen in Deutschland 105

Abbildung 4.16: Schematische Darstellung der Modellimplementierung von Ausbauschwellen und -kosten für die Stromnetze in Deutschland bedingt durch den Ausbau bestimmter Technologien; angelehnt an: [241] 106

Abbildung 4.17: Schematische Darstellung der Modellimplementierung der Wärmenetzstrukturen in Deutschland 107

Abbildung 4.18: Schematische Darstellung der Modellimplementierung der Erdgasnetzstruktur in Deutschland 107

Abbildung 4.19: Schematische Darstellung der Modellimplementierung der Wasserstoffinfrastrukturen in Deutschland 108

Abbildung 4.20: Normiertes, stündliches thermisches Lastprofil für Raumwärme und Warmwasser im Referenz- und Dunkelflaute-Szenario; basierend auf eigenen Berechnungen 109

Abbildung 4.21: Normiertes, stündlich aufgelöstes, kumuliertes Einspeisepotenzial erneuerbarer Energien für das Wetterjahr 2013 und der resultierende gleitende Durchschnitt über 14 Tage (Minimum rot markiert); Daten aus: [123] 109

Abbildung 5.1: Vergleich der Entwicklung der sektoralen CO_2-Emissionen in Szenario 80 und Szenario 95 114

Abbildung 5.2: Vergleich der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95 115

Abbildung 5.3: Änderung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträger in Szenario 95 gegenüber Szenario 80 116

Abbildung 5.4: Vergleich der Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektor in Szenario 80 und Szenario 95 116

Abbildung 5.5: Vergleich des Endenergieverbrauchs und der Energieeinsparung nach Sektor im Jahr 2050 in Szenario 80 und Szenario 95 117

Abbildung 5.6: Vergleich der Entwicklung der Änderung der jährlichen Gesamtsystemkosten gegenüber 2020 sowie deren Zusammensetzung in Szenario 80 und Szenario 95 118

Abbildung 5.7: Änderung der jährlichen Gesamtsystemkosten gegenüber 2020 sowie deren Zusammensetzung in Szenario 95 gegenüber Szenario 80 118

Abbildung 5.8: Vergleich der Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts pro Kopf, des Primärenergieverbrauchs pro Kopf und der Primärenergieproduktivität in Szenario 80 und Szenario 95 119

Abbildung 5.9: Vergleich der Entwicklung der jährlichen energetischen Mehrkosten des Gesamtsystems gegenüber 2020 sowie der Kosten für Energieträgerimporte als Anteil am Bruttoinlandsprodukt in Szenario 80 und Szenario 95 119

Abbildung 5.10: Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95 120

Abbildung 5.11: Änderung der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger in Szenario 95 gegenüber Szenario 80 121

Abbildung 5.12: Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Dachflächen-Photovoltaikanlagen nach Region in Szenario 80 und Szenario 95 121

Abbildung 5.13: Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen nach Region in Szenario 80 und Szenario 95 122

Abbildung 5.14: Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Onshore-Windkraftanlagen nach Region in Szenario 80 und Szenario 95 122

Abbildung 5.15: Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Offshore-Windkraftanlagen nach Region in Szenario 80 und Szenario 95 123

Abbildung 5.16: Vergleich der Entwicklung des Nettostromverbrauchs nach Sektor bzw. Bereich in Szenario 80 und Szenario 95 123

Abbildung 5.17: Vergleich der Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträger sowie des Anteils erneuerbarer Energien (EE) an der Stromerzeugung in Szenario 80 und Szenario 95 124

Abbildung 5.18: Vergleich der Entwicklung Gesamtwärmenachfrage nach Art und Temperaturniveau in Szenario 80 und Szenario 95 125

Abbildung 5.19: Vergleich der Entwicklung Gesamtwärmeerzeugung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95 125

Abbildung 5.20: Vergleich der installierten Speicherkapazität und der Speichernutzung anhand der Ladungszyklen pro Jahr nach Speicherart im Jahr 2050 am Beispiel von Szenario 95 126

Abbildung 5.21: Vergleich der Entwicklung der installierten Speicherkapazität der Kurzzeit-Speichertechnologien nach Speicherart in Szenario 80 und Szenario 95 127

Abbildung 5.22: Vergleich der Entwicklung der installierten Speicherkapazität der Langzeit-Speichertechnologien nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95 127

Abbildung 5.23: Vergleich der Speicherstandsentwicklung des Wasserstoff-Salzkavernenspeichers über das Jahr 2050 in Szenario 80 und Szenario 95 128

Abbildung 5.24: Vergleich der Entwicklung des jährlichen Wasserstoffbedarfs nach Sektor in Szenario 80 und Szenario 95 128

Abbildung 5.25: Vergleich der Entwicklung der jährlichen Wasserstofferzeugung nach Technologie bzw. Verfahren in Szenario 80 und Szenario 95 129

Abbildung 5.26: Vergleich der Entwicklung der installierten Leistung der Technologien bzw. Verfahren zur Wasserstofferzeugung in Szenario 80 und Szenario 95 129

Abbildung 5.27: Verlauf der stündlichen elektrischen Last und des Stromerzeugungspotenzials der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) im Jahr 2050 unter Hervorhebung der Elektrolyseanlagen als zukünftigen Verbraucher am Beispiel von Szenario 95 130

Abbildung 5.28: Vergleich der Entwicklung des Methanbedarfs nach Sektor in Szenario 80 und Szenario 95 130

Abbildung 5.29: Vergleich der Entwicklung der Methanversorgung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95 131

Abbildung 5.30: Vergleich der energetischen Biomassenutzung nach Sektor im Jahr 2050 in Szenario 80 und Szenario 95 131

Abbildung 5.31: Vergleich der Entwicklung des Wohngebäudebestands anhand der Wohnfläche nach energetischem Sanierungsstand in Szenario 80 und Szenario 95 132

Abbildung 5.32: Veränderung des Wohngebäudebestands anhand der Wohnfläche nach energetischem Sanierungsstand in Szenario 95 gegenüber Szenario 80 133

Abbildung 5.33: Vergleich der Entwicklung der jährlichen energetischen Sanierungsrate nach Gebäudetyp in Szenario 80 und Szenario 95 134

Abbildung 5.34: Vergleich der Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs (EEV) in Wohngebäuden nach Nutzung in Szenario 80 und Szenario 95 134

Abbildung 5.35: Vergleich der Entwicklung des Anteils effizienter Haushaltsgeräte und Beleuchtungen am jeweiligen Gerätebestand sowie des resultierenden Strombedarfs in Szenario 80 und Szenario 95 135

Abbildung 5.36: Vergleich der Entwicklung des Nichtwohngebäudebestands anhand der Nutzfläche nach energetischem Sanierungsstand in Szenario 80 und Szenario 95 135

Abbildung 5.37: Vergleich der Entwicklung des Anteils der Fern- und Nahwärme sowie der dezentralen Erzeugung an der Raumwärme- und Warmwasserversorgung in Szenario 80 und Szenario 95 136

Abbildung 5.38: Vergleich der Entwicklung der Raumwärme- und Warmwasserversorgung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95 137

Abbildung 5.39: Vergleich der relativen Entwicklung der Bruttowertschöpfung, des Prozesswärme- und Strombedarfs des Industriesektors gegenüber 2015 in Szenario 80 und Szenario 95 137

Abbildung 5.40: Vergleich der Entwicklung der Stahlproduktion nach Verfahren in Szenario 80 und Szenario 95 138

Abbildung 5.41: Vergleich der Entwicklung des Endenergiebedarfs der Stahlproduktion nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95 138

Abbildung 5.42: Vergleich der Entwicklung des Endenergiebedarfs der sonstigen Industriebereiche nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95 139

Abbildung 5.43: Veränderung des Endenergiebedarfs der sonstigen Industriebereiche nach Energieträger in Szenario 95 gegenüber Szenario 80 139

Abbildung 5.44: Vergleich der Entwicklung der Hochtemperaturprozesswärmebereitstellung (> 500°C) nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95 140

Abbildung 5.45: Vergleich der Entwicklung der Mitteltemperaturprozesswärmebereitstellung (100-500°C) nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95 141

Abbildung 5.46: Vergleich der Entwicklung der Niedertemperaturprozesswärmebereitstellung (< 100°C) nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95 141

Abbildung 5.47: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Ottokraftstoffbereitstellung nach Kraftstoffart in Szenario 80 und Szenario 95 142

Abbildung 5.48: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Ottokraftstoffnachfrage nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95 143

Abbildung 5.49: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Dieselkraftstoffbereitstellung nach Kraftstoffart in Szenario 80 und Szenario 95 143

Abbildung 5.50: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Dieselkraftstoffnachfrage nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95 144

Abbildung 5.51: Vergleich der Entwicklung der Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95 144

Abbildung 5.52: Vergleich der Entwicklung der Stromstoffnachfrage im Verkehrssektor nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95 145

Abbildung 5.53: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Pkw-Bereich nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95 146

Abbildung 5.54: Änderung der Transportleistungsbereitstellung im Pkw-Bereich nach Antriebsart in Szenario 95 gegenüber Szenario 80 146

Abbildung 5.55: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Omnibus-Bereich nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95 147

Abbildung 5.56: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Personenzug-Bereich nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95 147

Abbildung 5.57: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Lkw-Bereich (≥ 7,5 t) nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95 148

Abbildung 5.58: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Kleintransporter-Bereich (< 7,5 t) nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95 148

Abbildung 5.59: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Güterzug-Bereich nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95 149

Abbildung 5.60: Vergleich der bereitgestellten elektrischen Energie und der installierten Leistungen im Jahr 2050 in Szenario 80 mit ausgewählten 80%-Szenarien (siehe Kapitel 2.2) 150

Abbildung 5.61: Vergleich des Endenergieverbrauchs im Jahr 2050 in Szenario 80 mit ausgewählten 80%-Szenarien (siehe Kapitel 2.2) 151

Abbildung 5.62: Vergleich der energie- und prozessbedingten CO_2-/Treibhausgas-Emissionen im Jahr 2050 in Szenario 80 mit ausgewählten 80%-Szenarien (siehe Kapitel 2.2) 152

Abbildung 5.63: Vergleich kumulierter Transformationskosten bis zum Jahr 2050 in Szenario 80 und 95 mit ausgewählten 80%- und 95%-Szenarien (siehe Kapitel 2.2); *interpoliert aus jährlichen Kostenangaben; **Mehrinvestitionen 153

Abbildung 5.64: Vergleich der jährlichen Mehrkosten im Jahr 2050 in Szenario 80 und 95 mit ausgewählten 80%- und 95%-Szenarien (siehe Kapitel 2.2) 154

Abbildung 5.65: Vergleich der Berechnungsdauer für die Optimierung eines Jahres in einem Validierungsszenario bei unterschiedlichem zeitlichen Aggregationsgrad am Beispiel von Szenario 80 158

Abbildung 5.66: Vergleich der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 bei unterschiedlichem zeitlichen Aggregationsgrad am Beispiel von Szenario 80 159

Abbildung 5.67: Vergleich der Abweichung der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 bei unterschiedlichem zeitlichen Aggregationsgrad gegenüber dem Referenzfall ohne zeitliche Aggregation am Beispiel von Szenario 80 160

Abbildung 5.68: Vergleich der Speicherstandsentwicklung des Wasserstoff-Salzkavernenspeichers über das Jahr 2050 unter Verwendung von 48 Typtagen gegenüber dem Referenzfall ohne zeitliche Aggregation am Beispiel von Szenario 80 160

Abbildung 5.69: Vergleich der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 bei linearer und quadratischer Programmierung, zur Definition der Zielfunktion, in Szenario 80 und Szenario 95 161

Abbildung 5.70: Vergleich der Abweichung der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 bei linearer und quadratischer Programmierung, zur Definition der Zielfunktion, in Szenario 80 und Szenario 95 162

Abbildung 5.71: Vergleich der Verteilung der Antriebsart nach Technologie und der Kraftstoffnachfrage nach Kraftstoffart im Pkw-Bereich im Jahr 2050 bei linearer und quadratischer Programmierung, zur Definition der Zielfunktion, am Beispiel von Szenario 95 162

Abbildung 5.72: Vergleich des Technologieanteils bei der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung, bei der Antriebsart der Pkw-Flotte sowie bei der Prozesswärmebereitstellung im Jahr 2050 im Fall mit und ohne die Berücksichtigung infrastruktureller Aspekte am Beispiel von Szenario 80 163

Abbildung 5.73: Vergleich der Importmengen an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern im Jahr 2050 bei einer Variation der Importkosten am Beispiel von Szenario 95 (ermittelte Modellparameter sind markiert) 165

Abbildung 5.74: Vergleich der Stromimporte und -exporte sowie der kumulierten installierten Leistung erneuerbarer Energien im Jahr 2050 bei einer Variation des Stromexportpreises am Beispiel von Szenario 95 (Modellparameter markiert) 166

Abbildung 5.75: Vergleich des Primärenergieaufkommens nach Energieträger im Jahr 2050 im Fall mit und ohne die Berücksichtigung von Energieträgerimporten am Beispiel von Szenario 95 166

Abbildung 5.76: Vergleich der installierten Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 im Fall mit und ohne die Berücksichtigung von Energieträgerimporten am Beispiel von Szenario 95 167

Abbildung 5.77: Vergleich der Wasserstofferzeugung nach Technologie bzw. Verfahren im Jahr 2050 im Fall mit und ohne die Berücksichtigung von Energieträgerimporten am Beispiel von Szenario 95 167

Abbildung 5.78: Vergleich der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 in den Szenarien: Szenario 95 und Dunkelflaute 95 (links); Veränderung installierten elektrischen Leistung nach Technologie nach Energieträger im Jahr 2050 im Szenario Dunkelflaute 95 gegenüber Szenario 95 168

Abbildung 5.79: Vergleich der Speicherstandsentwicklung des Wasserstoff-Salzkavernenspeichers über das Jahr 2050 in den Szenarien: Szenario 95 und Dunkelflaute 95 169

Abbildung 5.80: Vergleich der CO_2-Vermeidungskosten (Grenzkosten) bei der freien Optimierung für das Jahr 2050 bei einer Variation des CO_2-Reduktionsziels sowie bei der Transformation in Szenario 80 und Szenario 95 169

Abbildung 5.81: Vergleich der Anteile unterschiedlicher Technologiegruppen in ihrem Marktsegment bei der freien Optimierung für das Jahr 2050 171

Abbildung D.1: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Onshore-Windenergie) – Dunkelflaute-Szenario; angelehnt an: [123] 213

Abbildung D.2: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Offshore-Windenergie) – Dunkelflaute-Szenario; angelehnt an: [123] 213

Abbildung D.3: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Dachflächen-PV) – Dunkelflaute-Szenario; angelehnt an: [123] 214

Abbildung D.4: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial nach Region (Freiflächen-PV) – Dunkelflaute-Szenario; angelehnt an: [123] 214

Abbildung D.5: Normiertes, stündliches thermisches Leistungspotenzial (Solarthermie) – Dunkelflaute-Szenario; angelehnt an: [123] 215

Abbildung D.6: Normiertes, stündliches elektrisches Leistungspotenzial (Laufwasserkraftwerke); eigene Annahme, angelehnt an: [82] 215

Abbildung D.7: Stündliches elektrisches Leistungspotenzial (Stromimporte) – Dunkelflaute-Szenario; angelehnt an: [104] 216

Abbildung D.8: Stündliche elektrische Last deutscher Haushalte 2013 nach Gerätegruppe; angelehnt an und Methodik nach: [152,153,154] 216

Abbildung D.9: Normiertes, stündliches elektrisches Lastprofil (sonstige el. Verbraucher – GHD-Sektor); basierend auf eigenen Berechnungen 217

Abbildung F.1: Änderung der Wasserstofferzeugung nach Technologie bzw. Verfahren in Szenario 95 gegenüber Szenario 80 221

Abbildung F.2: Vergleich der bereitgestellten elektrischen Energie und der installierten Leistungen im Jahr 2050 in Szenario 95 mit ausgewählten 95%- bis 100%-Szenarien (siehe Kapitel 2.2) 221

Abbildung F.3: Vergleich der Anteile unterschiedlicher Technologiegruppen in ihrem Marktsegment im Energiesektor bei der freien Optimierung für das Jahr 2050 bei einer Variation des CO_2-Reduktionsziels 222

Abbildung F.4: Vergleich der Anteile unterschiedlicher Technologiegruppen in ihrem Marktsegment im Industriesektor bei der freien Optimierung für das Jahr 2050 bei einer Variation des CO_2-Reduktionsziels 222

Abbildung F.5: Vergleich der Anteile unterschiedlicher Technologiegruppen in ihrem Marktsegment im Verkehrssektor bei der freien Optimierung für das Jahr 2050 bei einer Variation des CO_2-Reduktionsziels 223

Abbildung F.6: Vergleich der Anteile unterschiedlicher Technologiegruppen in ihrem Marktsegment im Gebäudesektor bei der freien Optimierung für das Jahr 2050 bei einer Variation des CO_2-Reduktionsziels 223

Abbildung G.1: Vergleich der installierten elektrischen Leistung und der bereitgestellten elektrischen Energie nach Energieträger bzw. Technologie im Jahr 2050 in Szenario Offshore 95 sowie die Veränderungen gegenüber Szenario 95 225

Abbildung G.2: Vergleich der Verteilung der Antriebsart nach Technologie und der Kraftstoffnachfrage nach Kraftstoffart im Pkw-Bereich im Jahr 2050 bei unterschiedlichen Fahrzeugkostenannahmen am Beispiel von Szenario 95 225

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Vergleich verschiedener Charakterisierungsansätze zur Einordnung von Energiesystemmodellen	11
Tabelle 3.1:	Thermischer Energiebedarf 2016 nach Energiesektor und Heizzweck; angelehnt an: [109,110,111]	42
Tabelle 3.2:	Technische Potenziale volatiler erneuerbarer Energien nach Region in Deutschland; angelehnt an: [123]	46
Tabelle 3.3:	Einteilung des deutschen Wohngebäudebestands in Gebäudetypen und Baualtersklassen; angelehnt an: [143,144,145]	54
Tabelle 3.4:	Einteilung des deutschen Nichtwohngebäudebestands in Gebäudetypen und Baualtersklassen; angelehnt an: [144,146,147,148]	55
Tabelle 3.5:	Annahmen zur Aufteilung der Wohn- und Nutzfläche in Deutschland und spezifischer Heizwärmebedarf des deutschen Gebäudebestands für das Referenzjahr 2013; angelehnt an: [143,144,145,149]	55
Tabelle 3.6:	Anteile des energetisch nicht-sanierbaren Gebäudebestands nach Gebäudetyp und Baualtersklasse; angelehnt an: [144]	63
Tabelle 3.7:	Annahmen zu Dämmschichtstärken und Verglasungsarten nach Sanierungsart und Neubarstandard; angelehnt an: [143,144]	64
Tabelle 3.8:	Energieverbrauch nach Energieträger und Industriebereichen 2016; Daten aus: [93]	66
Tabelle 3.9:	Prozesswärmebedarf nach Temperaturniveau sowie Strombedarf nach Industriebereich für das Referenzjahr 2013; angelehnt an: [110,166]	68
Tabelle 3.10:	Auslegungspunkte für Erdölraffinerien; angelehnt an: [178,179,180,181]	70
Tabelle 3.11:	Kraftstoffverbrauch nach Kraftstoffart und Verkehrsbereichen 2016 [93]	73
Tabelle 5.1:	Vergleich der installierten Leistung von PV- und Windkraftanalgen im Jahr 2050 in Szenario 80 mit statistischen Kenngrößen ausgewählter 80%-Szenarien	151
Tabelle A.1:	Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 1)	181
Tabelle A.2:	Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 2)	182
Tabelle A.3:	Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 3)	183
Tabelle A.4:	Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 4)	184
Tabelle A.5:	Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 5)	185
Tabelle A.6:	Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 6)	186
Tabelle A.7:	Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 7)	187
Tabelle A.8:	Eigenschaften ausgewählter Energiesystemmodelle (Teil 8)	188
Tabelle B.1:	Abgebildete Treibhausgasemissionen nach Emissionsart und Sektor am Beispiel des Jahres 2016 [94]	189

Tabelle B.2:	Treibhausgasemissionen nach Emissionsart und Sektor im Jahr 1990 und 2016 (Detail) [94]	190
Tabelle B.3:	Treibhausgasemissionen nach Emissionsart und Klimaziele 2050 [94]	190
Tabelle B.4:	Daten zu Abbildung 3.4 [88]	191
Tabelle B.5:	Daten zu Abbildung 3.5 [85,88,95,96,97]	191
Tabelle B.6:	Daten zu Abbildung 3.6 (0,1-4,0 Mt/a) [99]	192
Tabelle B.7:	Daten zu Abbildung 3.6 (4,1-8,0 Mt/a) [99]	193
Tabelle B.8:	Daten zu Abbildung 3.6 (8,1-12,0 Mt/a) [99]	194
Tabelle B.9:	Daten zu Abbildung 3.6 (12,1-13,3 Mt/a) [99]	195
Tabelle B.10:	Daten zu Abbildung 3.21 [88,145]	195
Tabelle B.11:	Daten zu Abbildung 3.32 [88]	195
Tabelle B.12:	Daten zu Abbildung 3.33 [88,168,169,170,171]	196
Tabelle B.13:	Endenergieverbrauch nach Verbrauchsart im Jahr 2016 (Detail) [172]	196
Tabelle B.14:	Daten zu Abbildung 3.35 [88]	196
Tabelle C.1:	Spezifische Heizwerte und Emissionsfaktoren der wichtigsten Energieträger, angelehnt an: [335,336,337]	197
Tabelle C.2:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (erneuerbare Energien)	197
Tabelle C.3:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Speichertechnologien)	198
Tabelle C.4:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)	199
Tabelle C.5:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)	200
Tabelle C.6:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)	201
Tabelle C.7:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)	202
Tabelle C.8:	Annahmen zu Sanierungskosten und resultierender Energieeinsparung nach Gebäudetyp (Sanierungspaket 1); angelehnt an: [143,144,145,148]	203
Tabelle C.9:	Annahmen zu Sanierungskosten und resultierender Energieeinsparung nach Gebäudetyp (Sanierungspaket 2); angelehnt an: [143,144,145,148]	204
Tabelle C.10:	Annahmen zu Gerätebeständen in deutschen Haushalten und deren Energiebedarf; eigene Annahmen, angelehnt an: [152,153]	205
Tabelle C.11:	Annahmen zu Lebensdauer, Energieverbrauch und Kosten von Haushaltsgeräten (Referenzgeräte), eigene Annahmen, angelehnt an: [152,153,162,163,374,375,376,377]	206

Tabelle C.12:	Annahmen zu Lebensdauer, Energieverbrauch und Kosten von Haushaltsgeräten (effiziente Geräte), eigene Annahmen, angelehnt an: [152,153,162,163,374,375,376,377]	207
Tabelle C.13:	Annahmen zum Leuchtmittelbestand und effizienten Alternativen in Wohngebäuden nach Leuchtmittelart; eigene Annahmen, angelehnt an: [378,379]	207
Tabelle C.14:	Annahmen zum Leuchtmittelbestand und effizienten Alternativen in Nichtwohngebäuden nach Leuchtmittelart; eigene Annahmen, angelehnt an: [378,379]	208
Tabelle C.15:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Pkw), eigene Annahmen, angelehnt an: [82,90,329,380,381,382,383,384,385,386]	208
Tabelle C.16:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Busse), eigene Annahmen, angelehnt an: [90,382]	208
Tabelle C.17:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Kleintransporter, < 7,5 t), eigene Annahmen, angelehnt an: [90,369,382,387]	209
Tabelle C.18:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Lkw, ≥ 7,5 t), eigene Annahmen, angelehnt an: [90,369,382,387,388]	209
Tabelle C.19:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Personenzüge), eigene Annahmen, angelehnt an: [389,390,391,392,393,394,395,396]	209
Tabelle C.20:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Güterzüge), eigene Annahmen, angelehnt an: [389,390,391,392,393,394,395,396]	210
Tabelle C.21:	Ausbauschwellen erneuerbarer Energien und spezifische Kostenannahmen zum notwendigen Stromnetzausbau; eigene Annahmen, angelehnt an: [88,90,243]	211
Tabelle C.22:	Annahmen zu Anschlussgrad, Wärmedichte, Investitions- und Betriebskosten des Fernwärmeanschlusses nach Gebäudetyp und Baualtersklasse; eigene Annahmen, angelehnt an: [245,246,247,397]	212
Tabelle C.23:	Annahmen zu spezifischen Kosten für Ladestationen, Oberleitungen und Wasserstofftankstellen für das Jahr 2050; eigene Annahmen, angelehnt an: [239,398,399,400,401,402,403]	212
Tabelle E.1:	Lageparameter des Vergleichs der Berechnungsdauer des LP- und QP-Ansatzes zu Abbildung 4.7	219

Literaturverzeichnis

[1] Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG). *Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2011 Teil I Nr. 43, ausgegeben zu Bonn am 5. August 2011* (2011).

[2] Abschlussbericht - Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung". *Beschluss vom 26.01.2019* (2019).

[3] Klimaschutzplan 2050-Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. *Bundesregierung Deutschland. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf, zuletzt geprüft am 19.09.2018* 14, 2018 (2016).

[4] Energiekonzept - für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung *Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)* (2010).

[5] Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. *Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)* (2017).

[6] Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende - Die Energie der Zukunft - Berichtsjahr 2016. *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin* (2018).

[7] Klimaschutzbericht 2017 - Zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung. *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), Arbeitsgruppe IK III 1, Berlin* (2018).

[8] Groschke, M., Eßer, A., Möst, D. & Fichtner, W. Neue Anforderungen an optimierende Energiesystemmodelle für die Kraftwerkseinsatz- und Zubauplanung bei begrenzten Netzkapazitäten. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 33, 14-22, doi:10.1007/s12398-009-0002-4 (2009).

[9] Lopion, P., Markewitz, P., Robinius, M. & Stolten, D. A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 96, 156-166, doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.045 (2018).

[10] Mirakyan, A. & De Guio, R. Modelling and uncertainties in integrated energy planning. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 46, 62-69, doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.028 (2015).

[11] Hoffman, K. C. & Wood, D. O. Energy system modeling and forecasting. *Annual review of energy* 1, 423-453 (1976).

[12] DeCarolis, J. *et al.* Formalizing best practice for energy system optimization modelling. *Applied Energy* 194, 184-198, doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.001 (2017).

[13] Wang, W., Zeng, W. & Yao, B. An energy-economy-environment model for simulating the impacts of socioeconomic development on energy and environment. *The Scientific World Journal* 2014 (2014).

[14] Moret, S., Codina Gironès, V., Bierlaire, M. & Maréchal, F. Characterization of input uncertainties in strategic energy planning models. *Applied Energy* 202, 597-617, doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.106 (2017).

[15] Fu, X. *et al.* Uncertainty analysis of an integrated energy system based on information theory. *Energy* 122, 649-662, doi:https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.111 (2017).

[16] DeCarolis, J. F., Babaee, S., Li, B. & Kanungo, S. Modelling to generate alternatives with an energy system optimization model. *Environmental Modelling & Software* 79, 300-310, doi:https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2015.11.019 (2016).

[17] Barnett, H. J. Energy uses and supplies, 1939, 1947, 1965. (Bureau of Mines, Washington, DC (USA), 1950).

[18] Robison, R. A. Moore's Law: Predictor and Driver of the Silicon Era. *World Neurosurgery* 78, 399-403, doi:https://doi.org/10.1016/j.wneu.2012.08.019 (2012).

[19] Kydes, A. S. in *Energy Policy Modeling: United States and Canadian Experiences* 110-136 (Springer, 1980).

[20] Kydes, A. S. & Rabinowitz, J. Overview and special features of the time-stepped energy system optimization model (TESOM). *Resources and Energy* 3, 65-92, doi:https://doi.org/10.1016/0165-0572(81)90011-6 (1981).

[21] Fishbone, L. G. & Abilock, H. Markal, a linear-programming model for energy systems analysis: Technical description of the bnl version. *International journal of Energy research* 5, 353-375 (1981).

[22] Helm, D. Energy policy: security of supply, sustainability and competition. *Energy Policy* 30, 173-184, doi:https://doi.org/10.1016/S0301-4215(01)00141-0 (2002).

[23] Lubell, H. Security of supply and energy policy in Western Europe. *World Politics* 13, 400-422 (1961).

[24] Krapels, E. N. Oil crisis management: strategic stockpiling for international security. (1980).

[25] Integrating Module of the National Energy Modeling System: Model Documentation 2013. *EIA, US* (2013).

[26] Heaps, C. User guide for LEAP 2008. *Stockholm Environment Institute–US Center, Somerville, USA* (2010).

[27] Hoffman, K. C. & Jorgenson, D. W. Economic and technological models for evaluation of energy policy. *The Bell Journal of Economics*, 444-466 (1977).

[28] Alcamo, J. *et al.* Acidification in Europe: a simulation model for evaluating control strategies. *Ambio*, 232-245 (1987).

[29] Pfenninger, S., Hawkes, A. & Keirstead, J. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33, 74-86 (2014).

[30] Oberthür, S. & Ott, H. E. *The Kyoto Protocol: international climate policy for the 21st century*. (Springer Science & Business Media, 1999).

[31] Nakicenovic, N. & Riahi, K. Model runs with MESSAGE in the Context of the Further Development of the Kyoto-Protocol. (2003).

[32] The Terrestrial Carbon Cycle: Implications for the Kyoto Protocol. *Science* 280, 1393-1394, doi:10.1126/science.280.5368.1393 (1998).

[33] Markewitz, P. & Stein, G. Das IKARUS-Projekt: Energietechnische Perspektiven für Deutschland. Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Umwelt. *Environment Band* 39 (2003).

[34] Hoffert, M. I. *et al.* Energy implications of future stabilization of atmospheric CO2 content. *Nature* 395, 881, doi:10.1038/27638 (1998).

[35] Haller, M., Ludig, S. & Bauer, N. Decarbonization scenarios for the EU and MENA power system: Considering spatial distribution and short term dynamics of renewable generation. *Energy Policy* 47, 282-290, doi:https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.069 (2012).

[36] Biberacher, M. Modelling and optimisation of future energy systems using spatial and temporal methods. (2007).

[37] Angelis-Dimakis, A. *et al.* Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 1182-1200, doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.049 (2011).

[38] Heide, D. *et al.* Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe. *Renewable Energy* 35, 2483-2489, doi:https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.03.012 (2010).

[39] Palzer, A. & Henning, H.-M. A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part II: Results. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30, 1019-1034, doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.032 (2014).

[40] Henning, H.-M. & Palzer, A. A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies—Part I: Methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30, 1003-1018, doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.09.012 (2014).

[41] Keles, D., Jochem, P., McKenna, R., Ruppert, M. & Fichtner, W. Meeting the modeling needs of future energy systems. *Energy Technology* (2017).

[42] Beaver, R. Structural comparison of the models in EMF 12. *Energy Policy* 21, 238-248, doi:https://doi.org/10.1016/0301-4215(93)90246-C (1993).

[43] Grubb, M., Edmonds, J., Ten Brink, P. & Morrison, M. The costs of limiting fossil-fuel CO2 emissions: a survey and analysis. *Annual Review of Energy and the environment* 18, 397-478 (1993).

[44] Van Beeck, N. *Classification of energy models*. (Tilburg University, Faculty of Economics and Business Administration, 2000).

[45] Jebaraj, S. & Iniyan, S. A review of energy models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 10, 281-311 (2006).

[46] Sahir, M. H. & Qureshi, A. H. in *Proceedings of the 6th WSEAS International Conference on Simulation, Modelling and Optimization, Lisbon, Portugal.*

[47] Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V. & Leahy, M. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy* 87, 1059-1082 (2010).

[48] Bhattacharyya, S. C. & Timilsina, G. R. A review of energy system models. *International Journal of Energy Sector Management* 4, 494-518 (2010).

[49] Nakata, T., Silva, D. & Rodionov, M. Application of energy system models for designing a low-carbon society. *Progress in Energy and Combustion Science* 37, 462-502 (2011).

[50] Zeng, Y., Cai, Y., Huang, G. & Dai, J. A review on optimization modeling of energy systems planning and GHG emission mitigation under uncertainty. *Energies* 4, 1624-1656 (2011).

[51] Weijermars, R., Taylor, P., Bahn, O., Das, S. R. & Wei, Y.-M. Review of models and actors in energy mix optimization – can leader visions and decisions align with optimum model strategies for our future energy systems? *Energy Strategy Reviews* 1, 5-18, doi:https://doi.org/10.1016/j.esr.2011.10.001 (2012).

[52] Hall, L. M. & Buckley, A. R. A review of energy systems models in the UK: Prevalent usage and categorisation. *Applied Energy* 169, 607-628 (2016).

[53] Collins, S. *et al.* Integrating short term variations of the power system into integrated energy system models: A methodological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 76, 839-856, doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.090 (2017).

[54] Groissböck, M. Are open source energy system optimization tools mature enough for serious use? *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 102, 234-248, doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.020 (2019).

[55] Bazmi, A. A. & Zahedi, G. Sustainable energy systems: Role of optimization modeling techniques in power generation and supply—A review. *Renewable and sustainable energy reviews* 15, 3480-3500 (2011).

[56] Hall, L. M. H. & Buckley, A. R. A review of energy systems models in the UK: Prevalent usage and categorisation. *Applied Energy* 169, 607-628, doi:10.1016/j.apenergy.2016.02.044 (2016).

[57] Banos, R. *et al.* Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 1753-1766 (2011).

[58] Gargiulo, M. & Gallachóir, B. Ó. Long-term energy models: Principles, characteristics, focus, and limitations. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment* 2, 158-177, doi:10.1002/wene.62 (2013).

[59] Lunz, B. *et al.* Scenario-based comparative assessment of potential future electricity systems – A new methodological approach using Germany in 2050 as an example. *Applied Energy* 171, 555-580, doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.087 (2016).

[60] Steurer, M., Haasz, T., Fahl, U. & Voß, A. in *Sustainable Energy Policy and Strategies for Europe, 14th IAEE European Conference, October 28-31, 2014.* (International Association for Energy Economics).

[61] Lund, P. D., Lindgren, J., Mikkola, J. & Salpakari, J. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45, 785-807 (2015).

[62] Zerrahn, A. & Schill, W.-P. Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, 1518-1534, doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.098 (2017).

[63] Pregger, T., Nitsch, J. & Naegler, T. Long-term scenarios and strategies for the deployment of renewable energies in Germany. *Energy Policy* 59, 350-360, doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.049 (2013).

[64] Ventosa, M., Baıllo, A., Ramos, A. & Rivier, M. Electricity market modeling trends. *Energy policy* 33, 897-913 (2005).

[65] Mancarella, P., Andersson, G., Peças-Lopes, J. & Bell, K. R. in *Power Systems Computation Conference (PSCC), 2016.* 1-22 (IEEE).

[66] Mirjat, N. H. *et al.* A review of energy and power planning and policies of Pakistan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, 110-127, doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.040 (2017).

[67] Hilpert, S. *et al.* Addressing energy system modelling challenges: The contribution of the Open Energy Modelling Framework (oemof). doi:doi:10.20944/preprints201702.0055.v1 (2017).

[68] Hilpert, S., Kaldemeyer, C., Wiese, F. & Plessmann, G. A Qualitative Evaluation Approach for Energy System Modelling Software—Case Study Results for the Open Energy Modelling Framework (Oemof). doi:doi:10.20944/preprints201708.0069.v1 (2017).

[69] Lund, H. *et al.* Simulation versus optimisation: Theoretical positions in energy system modelling. *Energies* 10, 840 (2017).

[70] PARIS AGREEMENT. *United Nations (UN)* (2015).

[71] Krey, V. *Vergleich kurz-und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter* Dissertation thesis, Ruhr-Universität Bochum, (2006).

[72] Poncelet, K., Delarue, E., Six, D. & D'haeseleer, W. in *European Energy Market (EEM), 2016 13th International Conference on the.* 1-9 (IEEE).

[73] A Clean Planet for all - A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. *IN-DEPTH ANALYSIS IN SUPPORT OF THE COMMISSION COMMUNICATION COM(2018) 773, Europäische Kommission* (2018).

[74] Nitsch, J. & Wenzel, B. *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung: Untersuchung i. A. des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*. (BMU, 2009).

[75] Klaus, T., Vollmer, C., Werner, K., Lehmann, H. & Müschen, K. (ed Umweltbundesamt) (Dessau-Roßlau, 2010).

[76] Nitsch, J. *et al. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Schlussbericht BMU - FKZ 03MAP146*. (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), 2012).

[77] Schlesinger, M. *et al. Endbericht - Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose - Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*. (Prognos AG, EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS), 2014).

[78] Gerhardt, N. *et al. Geschäftsmodell Energiewende - Eine Antwort auf das „Die-Kosten-der-Energiewende"-Argument*. (Fraunhofer IWES, 2014).

[79] Repenning, J. *et al.* Klimaschutzszenario 2050− 2. Endbericht. (2015).

[80] Nitsch, J. *Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung*. (Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., 2016).

[81] Quaschning, V. *Sektorkopplung durch die Energiewende Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung*. (Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Fachbereich 1 – Ingenieurwissenschaften Energie und Information, 2016).

[82] Palzer, A. *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor*, Fakultät für Maschinenbau, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), (2016).

[83] Henning, H.-M. & Palzer, A. *100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland*. (Fraunhofer ISE, 2012).

[84] Henning, H. & Palzer, A. Energiesystem Deutschland 2050. Sektor-und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO2-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. *FhG-ISE, Studie im Rahmen eines BMWi-Projektes, Freiburg* (2013).

[85] Pfluger, B., Testeegen, B. & Franke, B. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland* (2017). <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>.

[86] Pfluger, B., Testeegen, B. & Franke, B. E. Modul 2: Modelle und Modellverbund Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*, 135 (2017). <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>.

[87] Günther, J., Lehmann, H., Lorenz, U. & Pu, K. Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten. (2017).

[88] Gerbert, P. *et al.* Klimapfade für Deutschland. *BDI* (2018).

[89] Lorenczik, S. *et al.* Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung. (ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (ewi ER&S) 2018).

[90] Bründlinger, T. *et al.* dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. *Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), ewi Energy Research & Scenarios gGmbH* (2018).

[91] BMWi. *Erneuerbare Energien in Zahlen*, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2015-09.html> (2016).

[92] Hall, C. A. S. Introduction to Special Issue on New Studies in EROI (Energy Return on Investment). *Sustainability* 3, 1773-1777 (2011).

[93] *Energiebilanzen 1990-2016*, <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2016.html> (1990).

[94] Harthan, R. O. & Hermann, H. Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO2-Emissionen. *Öko-Institut e.V., Berlin* (2018).

[95] Monatliche Entwicklung der Einfuhr Rohöl 1991 bis 2018. *Rohöl. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Referat 423 – Mineralöl und Gase, Satellitendatensicherheit, innovativer Schiffbau. Eschborn.* (2019).

[96] *Drittlandskohlebezüge und durchschnittliche Preise frei deutsche Grenze für Kraftwerkssteinkohle*, <https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis_node.html> (2019).

[97] Aufkommen udn Export von Erdgas sowie die Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991 - Monatliche Entwicklung des Grenzübergangspreises. *Erdgas. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Auskünfte: 06196/908-2259). Referat 423 – Mineralöl und Gase, Satellitendatensicherheit, innovativer Schiffbau. Eschborn.* (2019).

[98] World Energy Outlook 2018. *International Energy Agency* (2018).

[99] Heuser, P. *Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien* Dissertation (unveröffentlicht) thesis, RWTH Aachen, (2019).

[100] Heuser, P.-M., Ryberg, D. S., Grube, T., Robinius, M. & Stolten, D. Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO2 free hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy* 44, 12733-12747, doi:https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.12.156 (2019).

[101] Sanchis, G. Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure. (Réseau de Transport d'Electricité, Paris, 2015).

[102] Sanchis, G. *et al.* The Corridors of Power: A Pan-European \"Electricity Highway\" System for 2050. *IEEE Power and Energy Magazine* 13, 38-51, doi:10.1109/MPE.2014.2363528 (2015).

[103] TYNDP 2016 Scenario Development Report. *European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)* (2015).

[104] Syranidis, K. *Investigation of the Integration of Renewable Energy Sources into the Future European Power System Using a Verified Dis-patch Model with High Spatiotemporal Resolution*, Fakultät für Maschinenwesen der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, (2019).

[105] *Klimadaten Deutschland - Stundenwerte (Archiv), Deutscher Wetterdienst*, <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klarchivstunden.html> (2017).

[106] Basisdaten Bioenergie Deutschland 2017: Festbrennstoffe, Biokraftstoffe, Biogas. *Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe* (2017).

[107] Icha, P. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2016. *Dessau-Roßlau, Germany: Umweltbundsamt* (2017).

[108] Ziesing, H.-J. *et al.* Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2016. (2018).

[109] Rohde, C. Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 mit Aktualisierungen der Anwendungsbilanzen der Jahre 2009 bis 2012. *Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen eV (AGEB). Karlsruhe* (2017).

[110] Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - 1990 bis 2016. *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) e.V.* (2016).

[111] Ziesing, H.-J. *et al.* Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015. (2016).

[112] Crastan, V. *Elektrische Energieversorgung 2: Energie-und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerktechnik, alternative Stromerzeugung, Dynamik, Regelung und Stabilität, Betriebsplanung und-führung*. Vol. 2 (Springer-Verlag, 2008).

[113] Strauß, K. *Kraftwerkstechnik: zur Nutzung fossiler, regenerativer und nuklearer Energiequellen*. (Springer-Verlag, 2013).

[114] Kail, C. & Haberberger, G. Kenngrossen zur optimalen Auslegung grosser KWK-Anlagen. *VDI BERICHTE* 1594, 99-112 (2001).

[115] Bundesnetzagentur. *Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (Stand 07.11.2017)*, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html> (2017).

[116] Markewitz, P., Robinius, M. & Stolten, D. The Future of Fossil Fired Power Plants in Germany—A Lifetime Analysis. *Energies* 11, 1616 (2018).

[117] Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz-KSpG), 17.08.2013. *Bundesanzeiger Verlag: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetzesentwurf-ccs-08-2012.pdf?__blob=publicationFile&v=1*.

[118] Markewitz, P., Zhao, L. & Robinius, M. Technologiebericht 2.3 CO2-Abscheidung und -Speicherung innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal, 2017).

[119] Regelous, A. & Meyn, J.-P. Erneuerbare Energien-eine physikalische Betrachtung. *PhyDid B-Didaktik der Physik-Beiträge zur DPG-Frühjahrstagung* (2011).

[120] Schwab, A. J. *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. (Springer-Verlag, 2017).

[121] Umweltbundesamt. *Erneurbare Energien in Zahlen*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1> (2018).

[122] Stenzel, P. *et al.* Energiespeicher. *BWK: das Energie-Fachmagazin* 70 (2018).

[123] Ryberg, S. *Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe* Dissertation (unveröffentlicht) thesis, RWTH Aachen, (2019).

[124] Marktstammdatenregister (MaStR). *Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.* (2018).

[125] AGEB. Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Berlin, Bergheim, 2018).

[126] Ryberg, D. S. *et al.* The future of European onshore wind energy potential: Detailed distribution and simulation of advanced turbine designs. *Energy* 182, 1222-1238, doi:https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.052 (2019).

[127] Thrän, D. *et al.* Final Report Global and Regional Spatial Distribution of Biomass Potentials: Status quo and options for specification. (Deutsches BiomasseForschungsZentrum, Leipzig, 2015).

[128] Majer, S. Biomassepotenziale und Nutzungskonkurrenzen : Kurzstudie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima ; Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40. (2013).

[129] Basisdaten Bioenergie. *Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe* (2018).

[130] Kaltschmitt, M., Hofbauer, H. & Hartmann, H. *Energie aus Biomasse : Grundlagen, Techniken und Verfahren*. 3., aktualisierte und erweiterte Auflage edn, (Springer, 2016).

[131] Kudlich, W. *Energiewald - Anbaupraxis*, <https://www.wald21.com/energiewald/> (2018).

[132] DeStatis. *Feldfrüchte und Grünland - Hektaerträge ausgewählter Anbaukulturen im Zeitvergleich*, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/LandForstwirtschaftFischerei/FeldfruechteGruenland/Tabellen/FeldfruechteZeitreihe.html> (2018).

[133] Thaysen, D. J. & Hinrichsen, H.-C. *Dauergrünland*, <https://www.lksh.de/landwirtschaft/pflanze/gruenland-und-ackerfutterbau/dauergruenland/> (2018).

[134] Sterner, M. & Stadler, I. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. 2., korrigierte und ergänzte Auflage edn, (Springer Vieweg, 2017).

[135] Elsner, P. & Sauer, D. Energiespeicher–Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 “. *Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. acatech–Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. Abgerufen am* 1 (2016).

[136] Görner, K. & Lindenberger, D. Technologiecharakterisierungen - in Form von Steckbriefen. *Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System* (2015).

[137] Dilara Gulcin Caglayan *et al.* Technical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy. Available online 18 January 2020* (2019).

[138] Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2017. (2018).

[139] Smolinka, T., Günther, M. & Garche, J. *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien: NOW-Studie: Kurzfassung des Abschlussberichts*. (Fraunhofer ISE, 2011).

[140] Stolten, D. *Hydrogen energy: hydrogen and fuel cells*. (Wiley-VCH, 2010).

[141] Lefebvre, A. H. & Ballal, D. R. *Gas turbine combustion : alternative fuels and emissions*. 3rd ed. edn, (CRC Press, 2010).

[142] Technologien für die Energiewende - Technologiebericht Band 2 : Teilbericht 2 zum Teilprojekt A im Rahmen des strategischen BMWi-Leitprojekts "Trends und Perspektiven der Energieforschung". (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal, 2018).

[143] Loga, T., Stein, B., Diefenbach, N. & Born, R. Deutsche Gebäudetypologie: Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. *Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt* (2015).

[144] Bürger, V. *et al.* Klimaneutraler Gebäudebestand 2050. *On behalf of the German Environment Agency. Climate Change* 6, 2016 (2016).

[145] TABULA, I. P. *„TABULA“ – Entwicklung von Gebäudetypologien zur energetischen Bewertung des Wohngebäudebestands in 13 europäischen Ländern*, <http://www.iwu.de/forschung/energie/abgeschlossen/tabula/ > (2012).

[146] Dirlich, S. *et al.* Typologie und Bestand beheizter Nichtwohngebäude in Deutschland. *BMVBS-Online-Publikation* 16, 2011 (2011).

[147] Schlomann, B. *et al.* Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013. (2015).

[148] Deilmann, C. *et al.* Systematische Datenanalyse im Bereich der Nichtwohngebäude–Erfassung und Quantifizierung von Energieeinspar-und CO2-Minderungspotenzialen [Systematic data analysis in the area of non-domestic buildings–recording and quantification of energy saving and CO2 reduction potentials]. *BMVBS-Online-Publikation* 27, 1-201312202611 (2013).

[149] Diefenbach, N. Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU: Neufassung Oktober 2013. (Institut Wohnen und Umwelt GmbH (Hrsg.), Darmstadt, 2013).

[150] Robinius, M., Erdmann, G. & Stolten, D. Strom-und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. (Lehrstuhl für Brennstoffzellen (FZ Jülich), 2015).

[151] Kleeberger, H., Hardi, L. & Geiger, B. Erstellen der Anwendungsbilanzen 2013 bis 2016 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienst-leistungen (GHD). (2017).

[152] Richardson, I., Thomson, M., Infield, D. & Clifford, C. Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model. *Energy and buildings* 42, 1878-1887 (2010).

[153] McKenna, E. & Thomson, M. High-resolution stochastic integrated thermal–electrical domestic demand model. *Applied Energy* 165, 445-461, doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.089 (2016).

[154] Kotzur, L. *Future grid load of the residential building sector*. Vol. 442 (Forschungszentrum, Zentralbibliothek, 2018).

[155] Conrad, J., Schmid, T. & Pellinger, C. Erzeugung von Fernwärmelastgängen aus Temperaturprofilen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 9, 52-54 (2015).

[156] Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland 2018. *BDEW Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V.* (2019).

[157] Pfitzner, G. *Konventionelle Wärmeerzeuger [E-Book]*. Vol. 3 (Forschungszentrum, 1994).

[158] Lauinger, D., Caliandro, P., Van herle, J. & Kuhn, D. A linear programming approach to the optimization of residential energy systems. *Journal of Energy Storage* 7, 24-37, doi:https://doi.org/10.1016/j.est.2016.04.009 (2016).

[159] Bongs, C. *Wärmepumpen : Heizen, Kühlen, Umweltenergie nutzen*. (Fraunhofer IRB, 2013).

[160] Schäfer, V. & Pfitzner, G. *Solarthermie [E-Book]*. Vol. 1 (Forschungszentrum, 1994).

[161] Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung vom 30. Oktober 1997 (BGBl. I S. 2616), die zuletzt durch Artikel1 der Verordnung vom 8. Juli 2016 (BGBl. I S. 1622) geändert worden ist.

[162] Öko-Institut. *EcoTopTen*, <https://www.ecotopten.de> (2018).

[163] Gröger, J., Quack, D., Grießhammer, R. & Gattermann, M. TOP 100–Umweltzeichen für klimarelevante Produkte. *Endbericht, Freiburg* (2013).

[164] KfW. *Energieeffizient bauen: Das KfW-Effizienzhaus*, <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Neubau/Das-KfW-Effizienzhaus/> (2017).

[165] Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom24. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1789) geändert worden ist.

[166] Sabine Frisch, Martin Pehnt, Philipp Otter & Nast, M. Prozesswärme im Marktanreizprogramm - Zwischenbericht zu Perspektivische Weiterentwicklung des Marktanreizprogramms - FKZ 03MAP123. *ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg, Institut für Technische Thermodynamik am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart.* (2010).

[167] Fleiter, T., Schlomann, B. & Eichhammer, W. *Energieverbrauch und CO2-Emissionen industrieller Prozesstechnologien: Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente*. (Fraunhofer-Verlag, 2013).

[168] Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2017. *Wirtschaftsvereinigung Stahl* (2017).

[169] Hettesheimer, T. 6.1 Energieeffiziente Prozesstechnologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. (2018).

[170] UBA, U. *Glas und Altglas*, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen-abfall/verwertung-entsorgung-ausgewaehlter-abfallarten/glas-altglas#textpart-1> (2018).

[171] Klinker- und Zementproduktion, Klinkerfaktor. *Vereins Deutscher Zementwerke e.V.* (2018).

[172] Rohde, C. in *Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen eV (AGEB). Fraunhofer-Institut für System-und Innovationsforschung ISI. Karlsruhe* (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2016).

[173] Hensler, G. *Leitfaden für effiziente Energienutzung in Industrie und Gewerbe*. (LfU, 2009).

[174] NRW, E. Energieagentur NRW (Hg.): Elektrische Antriebe. *Potenziale zur Energieeinsparung. Düsseldorf* (2010).

[175] Tobias Fleiter, Andrea Herbst, Matthias Rehfeldt & Arens, M. Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry. Part 2: Scenario analysis and pathways to deep decarbonisation. *ICF Consulting Services Limited and Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (ISI)* (2019).

[176] Yeen Chan *et al.* Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry. Part 1: Technology Analysis. *ICF Consulting Services Limited and Fraunhofer ISI* (2019).

[177] Sebastian Blömer *et al.* EnEff:Wärme - netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA) - Kombinierte räumlich-zeitliche Modellierung von Wärmebedarf und Abwärmeangebot in Deutschland. *Schlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Heidelberg.* (2019).

[178] *Das Buch vom Erdöl*. (Reuter und Klöckner, Hamburg Deutsche, BP, 1989).

[179] Baerns, M. *et al. Technische chemie*. (John Wiley & Sons, 2013).

[180] Raffinerien bewegen Menschen und Märkte. *MINERALÖLWIRTSCHAFTSVERBAND E. V. Abteilung Volkswirtschaft. Berlin* (2015).

[181] Bräuninger, M., Leschus, L. & Matthies, K. Die volkswirtschaftliche Bedeutung des Raffineriesektors in Deutschland. (HWWI Policy Report, 2010).

[182] Otto, A. *et al.* Power-to-Steel: Reducing CO2 through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry. *Energies* 10, doi:10.3390/en10040451 (2017).

[183] Markewitz, P. *et al.* Carbon Capture for CO2 Emission Reduction in the Cement Industry in Germany. *Energies* 12, 2432 (2019).

[184] Hills, T., Leeson, D., Florin, N. & Fennell, P. Carbon Capture in the Cement Industry: Technologies, Progress, and Retrofitting. *Environmental Science & Technology* 50, 368-377, doi:10.1021/acs.est.5b03508 (2016).

[185] *Emissionsdaten*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/emissionsdaten#textpart-1> (2019).

[186] Heinrichs, H. U. *Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund* Dissertation thesis, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), (2013).

[187] Hacker, F. *et al.* eMobil 2050. *Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz. Berlin: Öko-Institut* (2014).

[188] Statistisches Bundesamt. *Pkw-Bestand in Deutschland nach Kraftstoffarten*, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/4270/umfrage/pkw-bestand-in-deutschland-nach-kraftstoffarten/> (2018).

[189] Statistisches Bundesamt. *Kraftomnibus-Bestand in Deutschland nach Kraftstoffarten (Stand: 1. Januar 2017)*, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/468840/umfrage/omnibus-bestand-in-deutschland-nach-kraftstoffarten/> (2018).

[190] Statistisches Bundesamt. *Anzahl der Lastkraftwagen in Deutschland nach Kraftstoffarten (Stand: 1. Januar 2017)*, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/468860/umfrage/lkw-bestand-in-deutschland-nach-kraftstoffarten/> (2018).

[191] *Anzahl der Lokomotiven im Bestand der Deutsche Bahn AG in den Jahren 2013 bis 2017 (Personenverkehr), Statistisches Bundesamt*, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/13338/umfrage/anzahl-der-lokomotiven-im-bestand-der-db-ag/> (2018).

[192] *Anzahl der Güterwagen im Bestand der Deutsche Bahn AG in den Jahren 2007 bis 2017, Statistisches Bundesamt*, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/13346/umfrage/anzahl-der-gueterwagen-im-bestand-der-db-ag/> (2018).

[193] Mobilität in Deutschland - Tabellarische Grundauswertung. *Studie von infas, DLR, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministers für Verkehr und digitale Infrastruktur (FE-Nr. 70.904/15). Bonn, Berlin.* (2018).

[194] Claudia Nobis & Kuhnimhof, T. Mobilität in Deutschland − MiD Ergebnisbericht. *Studie von infas, DLR, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministers für Verkehr und digitale Infrastruktur (FE-Nr. 70.904/15). Bonn, Berlin.* (2019).

[195] Grube, T. *Potentiale des Strommanagements zur Reduzierung des spezifischen Energiebedarfs von Pkw*. Vol. 216 (Forschungszentrum, Zentralbibliothek, 2014).

[196] Schemme, S. *Techno-ökonomische Bewertung von Verfahren zur Herstellung von Kraftstoffen aus H2 und CO2*, Fakultät für Maschinenwesen der Rheinisch-Westfälisch Technischen Hochschule Aachen. (unveröffentlicht).

[197] Schemme, S., Samsun, R. C., Peters, R. & Stolten, D. Power-to-fuel as a key to sustainable transport systems – An analysis of diesel fuels produced from CO2 and renewable electricity. *Fuel* 205, 198-221, doi:https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.05.061 (2017).

[198] Schemme, S. *et al.* H2-based synthetic fuels: A techno-economic comparison of alcohol, ether and hydrocarbon production. *International Journal of Hydrogen Energy*, doi:https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.028 (2019).

[199] Howells, M. *et al.* OSeMOSYS: the open source energy modeling system: an introduction to its ethos, structure and development. *Energy Policy* 39, 5850-5870 (2011).

[200] Hunter, K., Sreepathi, S. & DeCarolis, J. F. Modeling for insight using tools for energy model optimization and analysis (Temoa). *Energy Economics* 40, 339-349 (2013).

[201] Hilpert, S. *et al.* The Open Energy Modelling Framework (oemof)-A novel approach in energy system modelling. doi:doi:10.20944/preprints201706.0093.v1 (2017).

[202] Pfenninger, S. & Pickering, B. Calliope: a multi-scale energy systems modelling framework. *J. Open Source Software* 3, 825 (2018).

[203] Welder, L. *et al.* Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany. *Energy* 158, 1130-1149, doi:https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.059 (2018).

[204] Lopion, P., Markewitz, P., Stolten, D. & Robinius, M. Cost Uncertainties in Energy System Optimisation Models: A Quadratic Programming Approach for Avoiding Penny Switching Effects. *Preprints 2019, 2019050211 (doi: 10.20944/preprints201905.0211.v1)* (2019).

[205] Kotzur, L., Markewitz, P., Robinius, M. & Stolten, D. Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage. *Applied Energy* 213, 123-135, doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.023 (2018).

[206] Kotzur, L., Markewitz, P., Robinius, M. & Stolten, D. Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design. *Renewable Energy* 117, 474-487, doi:https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.017 (2018).

[207] Anadón, L. D., Baker, E. & Bosetti, V. Integrating uncertainty into public energy research and development decisions. *Nature Energy* 2, 17071, doi:10.1038/nenergy.2017.71 (2017).

[208] Ma, T. & Nakamori, Y. Modeling technological change in energy systems – From optimization to agent-based modeling. *Energy* 34, 873-879, doi:https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.03.005 (2009).

[209] McCollum, D. L. *et al.* Energy investment needs for fulfilling the Paris Agreement and achieving the Sustainable Development Goals. *Nature Energy* 3, 589-599, doi:10.1038/s41560-018-0179-z (2018).

[210] Winskel, M. Beyond the disruption narrative: Varieties and ambiguities of energy system change. *Energy Research & Social Science* 37, 232-237, doi:https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.10.046 (2018).

[211] Gritsevskyi, A. & Nakićenovi, N. Modeling uncertainty of induced technological change. *Energy Policy* 28, 907-921, doi:https://doi.org/10.1016/S0301-4215(00)00082-3 (2000).

[212] Schmidt, O., Hawkes, A., Gambhir, A. & Staffell, I. The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nature Energy* 2, 17110, doi:10.1038/nenergy.2017.110 (2017).

[213] Held, A. M. *Modelling the future development of renewable energy technologies in the European electricity sector using agent-based simulation*. (Fraunhofer Verlag, 2011).

[214] Kovacevic, R. M., Pflug, G. C. & Vespucci, M. T. *Handbook of risk management in energy production and trading*. Vol. 199 (Springer, 2013).

[215] Pfluger, B. *Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe's power supply: a model-based long-term scenario analysis accounting for the characteristics of renewable energies*. (KIT Scientific Publishing, 2014).

[216] Bosetti, V. *et al.* Sensitivity to energy technology costs: A multi-model comparison analysis. *Energy Policy* 80, 244-263, doi:https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.12.012 (2015).

[217] Seljom, P. & Tomasgard, A. Short-term uncertainty in long-term energy system models — A case study of wind power in Denmark. *Energy Economics* 49, 157-167, doi:https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.02.004 (2015).

[218] Renewable Power Generation Costs in 2017. *IRENA (2018), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi* (2018).

[219] Drechsler, M. *et al.* Efficient and equitable spatial allocation of renewable power plants at the country scale. *Nature Energy* 2, 17124, doi:10.1038/nenergy.2017.124 (2017).

[220] Afanasyeva, S., Saari, J., Kalkofen, M., Partanen, J. & Pyrhönen, O. Technical, economic and uncertainty modelling of a wind farm project. *Energy Conversion and Management* 107, 22-33, doi:https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.09.048 (2016).

[221] Rout, U. K., Blesl, M., Fahl, U., Remme, U. & Voß, A. Uncertainty in the learning rates of energy technologies: An experiment in a global multi-regional energy system model. *Energy Policy* 37, 4927-4942, doi:https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.06.056 (2009).

[222] *Pure power-wind energy targets for 2020 and 2030*. (Ewea, European Wind Energy Association, 2011).

[223] Carlsson, J. Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050. *European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport. Luxembourg* 10, 057687 (2014).

[224] Roadmap, E. 2050: a practical guide to a prosperous, low carbon Europe. *Brussels: ECF* (2010).

[225] Taylor, M., Ralon, P. & Ilas, A. The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025. *International Renewable Energy Agency (IRENA)* (2016).

[226] MacDonald, M. Costs of low-carbon generation technologies. *Report for the Committee on Climate Change. Brighton, Mott MacDonald* (2011).

[227] Creutzig, F. *et al.* The underestimated potential of solar energy to mitigate climate change. *Nature Energy* 2, 17140 (2017).

[228] McCollum, D. L. *et al.* Quantifying uncertainties influencing the long-term impacts of oil prices on energy markets and carbon emissions. *Nature Energy* 1, 16077 (2016).

[229] Heuberger, C. F., Rubin, E. S., Staffell, I., Shah, N. & Mac Dowell, N. Power capacity expansion planning considering endogenous technology cost learning. *Applied Energy* 204, 831-845, doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.075 (2017).

[230] Kotzur, L., Markewitz, P., Robinius, M. & Stolten, D. Time Series Aggregation for Energy System Design: Modeling Seasonal Storage. *arXiv preprint arXiv:1710.07593* (2017).

[231] Bundesministerium für Umwelt, N., Bau und Reaktorsicherheit. Klimaschutzplan 2050–Klimapolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. (2016).

[232] Bischi, A. *et al.* A rolling-horizon optimization algorithm for the long term operational scheduling of cogeneration systems. *Energy*, doi:https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.022 (2017).

[233] Silvente, J., Kopanos, G. M., Pistikopoulos, E. N. & Espuña, A. A rolling horizon optimization framework for the simultaneous energy supply and demand planning in microgrids. *Applied Energy* 155, 485-501, doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.05.090 (2015).

[234] *EEG-Anlagenstammdaten (außer PV-Gebäudeanlagen), Veröffentlichung der Registerdaten, Bundesnetzagentur*, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html> (2018).

[235] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

[236] Syranidis, K., Markowitz, P., Linssen, J., Robinius, M. & Stoltcn, D. in *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM).* 1-6.

[237] Loulou, R., Remne, U., Kanudia, A., Lehtila, A. & Goldstein, G. Documentation for the TIMES Model, PART I: Energy Technology Systems Analysis Programme. (2005).

[238] Bundesnetzagentur. Bedarfsermittlung 2017-2030 - Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 2017).

[239] Robinius, M. *et al.* Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles. *Energie & Umwelt* 408 (2018).

[240] Lukas, F. & Zehner, M. PV, KWK und Speicher optimieren die Eigenversorgung. *Sonne Wind & Wärme* (2014).

[241] Lindberg, C.-F., Zahedian, K., Solgi, M. & Lindkvist, R. Potential and Limitations for Industrial Demand Side Management. *Energy Procedia* 61, 415-418, doi:https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.1138 (2014).

[242] Agricola, A.-C. *et al.* dena-Verteilnetzstudie. (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2012).

[243] Büchner, J. *et al.* „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie). (Aachen, 2014).

[244] Rehtanz, C. *et al.* Leistungsfähigkeit und Ausbaubedarf der Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen. (ef.Ruhr GmbH, Technische Universität Dortmund, RWTH Aachen, Dortmund, Aachen, 2014).

[245] Schweikardt, S., Didycz, M., Engelsing, F. & Wacker, K. Sektoruntersuchung Fernwärme. (Bundeskartellamt, Bonn, 2012).

[246] Konstantin, P. *Praxisbuch der Fernwärmeversorgung*. 1. Auflage edn, (Springer Vieweg, 2018).

[247] Blesl, M. *Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs*, Universität Stuttgart, (2002).

[248] Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. Monitoringbericht Gasnetze. (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt, Bonn, 2017).

[249] Martin Robinius *et al.* Wege für die Energiewende: Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. *Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich* (2019).

[250] Shapiro, J. F., White, D. E. & Wood, D. O. Sensitivity analysis of the Brookhaven energy system optimization model. (1976).

[251] Ravn, H. F., Munksgaard, J., Ramskov, J., Grohnheit, P. E. & Larsen, H. V. Balmorel: A model for analyses of the electricity and CHP markets in the Baltic Sea Region. Appendices. *Elkraft System* (2001).

[252] Pfenninger, S. *Calliope Documentation*, <https://calliope.readthedocs.io/en/stable/> (2017).

[253] Ravn, H. F. The balmorel model: Theoretical background. (2001).

[254] Grohnheit, P. E. & Larsen, H. V. Balmorel-data and calibration. (2001).

[255] Pfenninger, S. Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability. *Applied Energy* 197, 1-13, doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.051 (2017).

[256] Jaccard, M. K. The Canadian Integrated Modelling System (CIMS) - Appendix D. *Developed and maintained by The Energy Research Group, Simon Fraser University, Canada* (2000).

[257] Mark Barrett & Spataru, C. DynEMo - Dynamic Energy Model - Model Documentation. *UCL Energy Institute* (2011).

[258] Barrett, M. & Spataru, C. in *Modelling and Simulation (UKSim), 2015 17th UKSim-AMSS International Conference on.* 255-260 (IEEE).

[259] Australian Energy Projections to 2049–50 *Bureau of Resources and Energy Economics, Canberra, Canada* (2014).

[260] Roop, J. M., Tubbs, B. & Bataille, C. Modeling Climate Change Policies in the US and Canada: Preliminary Results. *ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Industry. Panel 4. Analysis and Modeling of Industrial Energy Use* (2007).

[261] Jaccard, M. Hybrid energy-economy models and endogenous technological change. *Energy and environment*, 81-109 (2005).

[262] Murphy, R., Rivers, N. & Jaccard, M. *Hybrid modeling of industrial energy consumption and greenhouse gas emissions with an application to Canada*. Vol. 29 (2007).

[263] Kimura, S. Energy Outlook and Analysis of Energy Saving Potential in East Asia. *Books* (2014).

[264] Barrett, M. & Spataru, C. in *Advanced Materials Research.* 1017-1021 (Trans Tech Publ).

[265] Akmal, M. *et al. Australian energy: national and state projections to 2019-20*. (ABARE, 2004).

[266] ArifSyed, J. M., Thorpe, S. & Penney, K. Australian energy projections to 2029-30. *ABARE research report* 10 (2010).

[267] Tubss, W. J. A Simulation Model of Energy Supply and Demand for Climate Policy Analysis. (2009).

[268] *EnergyPLAN - E4Cast*, <http://www.energyplan.eu/othertools/national/e4cast/> (2017).

[269] Energy and Power Evaluation Program (ENPEP-BALANCE) - Brief Model Overview - Version 2.25. *Argonne: Argonne National Laboratory, Center for Energy, Environmental, and Economic Systems Analysis (CEEESA)* (2008).

[270] Heaton, C. Modelling low-carbon energy system designs with the ETI ESME model. *Energy Technologies Institute* (2014).

[271] Child, M. & Breyer, C. Vision and initial feasibility analysis of a recarbonised Finnish energy system for 2050. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 66, 517-536, doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.001 (2016).

[272] Lund, H. EnergyPLAN Documentation Version 12. *Aalborg, Denmark* (2015).

[273] Jusko, M., Cirillo, R. & Macal, C. Energy and Power Evaluation Program (ENPEP), Documentation and Users Manual. *Argonne: Argonne National Laboratory* (1987).

[274] Conzelmann, G. Greenhouse Gas Mitigation Analysis Using ENPEP - A Modeling Guide. *Center for Energy, Environmental, and Economic Systems Analysis (CEEESA), Decision and Information Sciences Division, Argonne National Laboratory* (2001).

[275] Kumar, J. A. & Radhakrishna, C. in *Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. IEEE.* 1-8 (IEEE).

[276] Pye, S., Usher, W. & Strachan, N. The uncertain but critical role of demand reduction in meeting long-term energy decarbonisation targets. *Energy Policy* 73, 575-586, doi:https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.025 (2014).

[277] Hamilton, B. P., Cirillo, R. R. & Buehring, W. A. *ENPEP: An integrated approach to energy planning*. (; Argonne National Lab., IL (United States), 1992).

[278] Pye, S., Sabio, N. & Strachan, N. An integrated systematic analysis of uncertainties in UK energy transition pathways. *Energy Policy* 87, 673-684, doi:https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.12.031 (2015).

[279] Child, M., Haukkala, T. & Breyer, C. The Role of Solar Photovoltaics and Energy Storage Solutions in a 100% Renewable Energy System for Finland in 2050. *Sustainability* 9, 1358 (2017).

[280] Østergaard, P. A. Reviewing EnergyPLAN simulations and performance indicator applications in EnergyPLAN simulations. *Applied Energy* 154, 921-933 (2015).

[281] Day, G. Modelling the UK energy system: practical insights for technology development and policy making. (2013).

[282] *Energy and Power Evaluation Program (ENPEP-BALANCE)* <http://ceeesa.es.anl.gov/projects/Enpepwin.html> (2017).

[283] Heaton, C. *Energy System Modelling Environment (ESME) Overview* <http://www.eti.co.uk/programmes/strategy/esme> (2017).

[284] Zonooz, M. R. F., Nopiah, Z. M., Yusof, A. M. & Sopian, K. A review of MARKAL energy modeling. *European Journal of Scientific Research* 26, 352-361 (2009).

[285] Loulou, R., Goldstein, G. & Noble, K. Documentation for the MARKAL Family of Models. *Energy Technology Systems Analysis Programme*, 65-73 (2004).

[286] Martinsen, D., Krey, V., Markewitz, P. & Vögele, S. A New Dynamical Bottom-Up Energy Model for Germany-Model Structure and Model Results. *IAEE Proceedings*, 1-3 (2004).

[287] Martinsen, D., Krey, V., Markewitz, P. & Vögele, S. A time step energy process model for Germany-model structure and results. *Energy Studies Review* 14 (2006).

[288] Taylor, P. G., Upham, P., McDowall, W. & Christopherson, D. Energy model, boundary object and societal lens: 35 years of the MARKAL model in the UK. *Energy Research & Social Science* 4, 32-41, doi:https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.08.007 (2014).

[289] Seebregts, A. J., Goldstein, G. A. & Smekens, K. in *Operations Research Proceedings 2001: Selected Papers of the International Conference on Operations Research (OR 2001) Duisburg, September 3–5, 2001* (eds Peter Chamoni *et al.*) 75-82 (Springer Berlin Heidelberg, 2002).

[290] Martinsen, D. & Krey, V. Compromises in energy policy—using fuzzy optimization in an energy systems model. *Energy Policy* 36, 2983-2994 (2008).

[291] Heinrichs, H. U. *et al.* Integrated assessment of a phase-out of coal-fired power plants in Germany. *Energy* 126, 285-305, doi:https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.017 (2017).

[292] Kannan, R. The development and application of a temporal MARKAL energy system model using flexible time slicing. *Applied Energy* 88, 2261-2272, doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.12.066 (2011).

[293] *MARKet ALlocation (MARKAL)*, <https://openei.org/wiki/MARKet_ALlocation_(MARKAL)#cite_note-markal-1> (2017).

[294] *Open Energy Modelling Framework (oemof) - A modular open source framework to model energy supply systems*, <https://oemof.org/> (2017).

[295] Agnew, M., Schrattenholzer, L. & Voß, A. User's guide for the MESSAGE computer program. (1978).

[296] Messner, S., Golodnikov, A. & Gritsevskii, A. A stochastic version of the dynamic linear programming model MESSAGE III. *Energy* 21, 775-784, doi:https://doi.org/10.1016/0360-5442(96)00025-4 (1996).

[297] Gabriel, S. A., Kydes, A. S. & Whitman, P. The National Energy Modeling System: a large-scale energy-economic equilibrium model. *Operations Research* 49, 14-25 (2001).

[298] Arnhold, O. *et al.* in *Netzintegration der Elektromobilität 2017* 9-21 (Springer, 2017).

[299] Li, F. G. & Trutnevyte, E. Investment appraisal of cost-optimal and near-optimal pathways for the UK electricity sector transition to 2050. *Applied Energy* 189, 89-109 (2017).

[300] Keppo, I. & Strubegger, M. Implications of limited foresight and sequential decision making for long-term energy system planning: an application of the myopic MESSAGE model. (2009).

[301] Geisbrecht, R. & Dipietro, P. Evaluating options for US coal fired power plants in the face of uncertainties and greenhouse gas caps: The economics of refurbishing, retrofitting, and repowering. *Energy Procedia* 1, 4347-4354, doi:https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.248 (2009).

[302] Messner, S. & Strubegger, M. User's Guide for MESSAGE III. (1995).

[303] Assumptions to the Annual Energy Outlook 2016. *US Energy Information Administration* (2017).

[304] Schrattenholzer, L. The energy supply model MESSAGE. (1981).

[305] *Open Energy Modelling Framework - Base packages for energy system modelling and optimisation*, <https://github.com/oemof/oemof> (2017).

[306] PRIMES MODEL - VERSION 6, 2016 - 2017 - Detailed model description. *E3MLab/ICCS at National Technical University of Athens*.

[307] Ueckerdt, F., Luderer, G. & Müller-Hansen, F. Analyse des Klimaschutzpotenzials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan. *Abschlussbericht DVGW-Forschungsvorhaben* (2013).

[308] Gutierrez-Miravete, E. Energy capacity planning and modeling. (2013).

[309] CAPROS, P. The PRIMES Energy System Model: Short Description. *Athens, Institute of Communication and Computer Systems of National Technical University of Athens* (2005).

[310] Schmid, E., Knopf, B. & Bauer, N. REMIND-D: a hybrid energy-economy model of Germany. (2012).

[311] Ueckerdt, F. *et al.* in *Proceedings of the 2011 International Energy Workshop.*

[312] Welsch, M. *et al.* Modelling elements of Smart Grids – Enhancing the OSeMOSYS (Open Source Energy Modelling System) code. *Energy* 46, 337-350, doi:https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.08.017 (2012).

[313] EC4MACS Modelling Methodology - The PRIMES Energy Model. *European Consortium for Modelling of Air Pollution and Climate Strategies - EC4MACS. Editors: E3MLab, National Technical University of Athens (NTUA)* (2012).

[314] Capros, P. *et al.* Description of models and scenarios used to assess European decarbonisation pathways. *Energy Strategy Reviews* 2, 220-230, doi:https://doi.org/10.1016/j.esr.2013.12.008 (2014).

[315] Ueckerdt, F. *et al.* Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load duration curves. *Energy* 90, 1799-1814 (2015).

[316] *REMIND*, <https://www.pik-potsdam.de/research/sustainable-solutions/models/remind> (2017).

[317] Scholz, Y. Renewable energy based electricity supply at low costs: development of the REMix model and application for Europe. (2012).

[318] Palzer, A. *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor*. (Fraunhofer Verlag, 2016).

[319] Nitsch, J. *et al.* Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. (2012).

[320] *SCOPE: Sektorenübergreifende Einsatz-und Ausbauoptimierung für Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems*, <https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Broschueren/2015_F_SCOPE_web.pdf > (2016).

[321] Pape, C. *et al.* Roadmap Speicher-Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung. *Fraunhofer IWES, Kassel* (2014).

[322] Von Oehsen, A. Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks-und Speicherinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungsszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energieversorgungsszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland. (2012).

[323] Gils, H. C., Scholz, Y., Pregger, T., Luca de Tena, D. & Heide, D. Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe. *Energy* 123, 173-188, doi:https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.115 (2017).

[324] Climate-friendly, S. reliable, affordable: 100% renewable electricity supply by 2050. (Technical report, German Advisory Council on the Environment (SRU), 2010).

[325] Stetter, D. Enhancement of the REMix energy system model: Global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation. (2014).

[326] Gils, H. C. Balancing of intermittent renewable power generation by demand response and thermal energy storage. (2015).

[327] Henning, H.-M. & Palzer, A. 100% erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. *Freiburg (Germany) Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE* (2012).

[328] Gerhardt, N. *et al.* Analyse eines europäischen -95%-Klimazielszenarios über mehrere Wetterjahre. Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. *Fraunhofer IWES, Kassel* (2017).

[329] Sandau, F. *et al.* 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. . *Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, et al. Kassel, Heidelberg, Würzburg* (2015).

[330] Joseph DeCarolis, Kevin Hunter & Sreepathi, S. Temoa Project Documentation - Release 2017-07-16. *The TEMOA Project* (2017).

[331] Loulou, R., Remme, U., Kanudia, A., Lehtila, A. & Goldstein, G. Documentation for the TIMES Model Part II. *Energy technology systems analysis programme (ETSAP)* (2005).

[332] Beller, M. Reference energy system methodology. (Brookhaven National Lab., Upton, NY (USA), 1976).

[333] *Acquiring ETSAP Tools*, <https://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/acquiring-etsap-tools> (2017).

[334] Loulou, R., Remme, U., Kanudia, A., Lehtila, A. & Goldstein, G. Documentation for the TIMES Model - PART III: GAMS IMPLEMENTATION. *Energy technology systems analysis programme (ETSAP)* (2005).

[335] Erdgas - Zahlen, Daten, Fakten. *BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin* (2017).

[336] Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von natürlichen Einheiten in Energieeinheiten zur Energiebilanz 2013. *Arbeitsgemeinschaft für Energiebilanzen (AGEB) e.V.* (2015).

[337] CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. *Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau* (2016).

[338] Carlsson, J. *et al.* Energy technology reference indicator (ETRI) projections for 2010–2050. *Publications Office of the European Union, Luxembourg* (2014).

[339] Wunderlich, C., Fiedler, S. & Kunz, C. *Metaanalyse: Investitionskosten der Energiewende-Technologien*, <http://www.forschungsradar.de/metaanalysen/einzelansicht/news/metaanalyse-zu-investitionskosten-von-energiewende-technologien.html> (2016).

[340] Caglayan, D.G.; Ryberg, S.; Heinrichs, H..; Linßen, J.; Stolten, D..; Robinius, M. The Techno-Economic Potential of Offshore Wind Energy with Optimized Future Turbine Designs in Europe. Preprints 2019, 2019020121 (doi: 10.20944/preprints201902.0121.v1).

[341] Rech, B. & Elsner, P. Photovoltaik. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050". (2016).

[342] Technology Data for Individual Heating Installations August 2016. *Danish Energy Agency* (2018).

[343] Matthes, F., Heinemann, C. & Ludig, S. Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen. 52 (2017). <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/353/Erneuerbare+vs.+fossile+Stromsysteme%3A+ein+Kostenvergleich/>.

[344] Elsner, P., Erlach, B., Fischedick, M., Lunz, B. & Sauer, U. Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien, Szenarien, Systemzusammenhänge. (2016).

[345] für Energiewirtschaft eV, F.-F. Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken. *Online verfügbar unter https://www. stmwi. bayern. de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2014-Pumpspeicher-Rentabilitaetsanalyse. pdf, zuletzt geprüft am* 24, 2017 (2014).

[346] Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M. & Sauer, D. U. Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. *Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP)* (2012).

[347] Entwicklung der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland von 2010 bis 2016. Sachstand. Wissenschaftliche Dienste. Aktenzeichen: WD 8-3000-083/16. *Deutscher Bundestag* (2017).

[348] Stefan P. Schmidt *et al.* Potenzialstudie Pumpspeicherkraftwerke Nordrhein-Westfalen. *LANUV-Fachbericht 62, Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, Recklinghausen* (2013).

[349] Stolzenburg, K. *et al.* Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht. (NOW GmbH. BMVI, Berlin, 2014).

[350] Barrie WPCC Biogas Storage Alternatives. *CH2M HILL Canada Limited. Technical Memorandum, City of Barrie.* (2011).

[351] Lindberg, K. B., Fischer, D., Doorman, G., Korpås, M. & Sartori, I. Cost-optimal energy system design in Zero Energy Buildings with resulting grid impact: A case study of a German multi-family house. *Energy and Buildings* 127, 830-845 (2016).

[352] Wang, J. *et al.* Overview of compressed air energy storage and technology development. *Energies* 10, 991 (2017).

[353] Kunz, C. *Studienvergleich: Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke*, <http://www.forschungsradar.de/metaanalysen/einzelansicht/news/studienvergleich-entwicklung-der-investitionskosten-neuer-kraftwerke.html> (2012).

[354] Wissel, S., Fahl, U., Blesl, M. & Voß, A. Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015. *Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart* (2010).

[355] Fürsch, M. *et al.* Roadmap 2050 – a closer look. *Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions* (2011). <http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2011/Roadmap_2050_komplett_Endbericht_Web.pdf>.

[356] Wietschel, M. *et al. Energietechnologien 2050-Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung*. (Fraunhofer-Verlag, 2010).

[357] Görner, K. & Sauer, D. Konventionelle Kraftwerke. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 “. *Schriftenreihe: Energiesysteme der Zukunft* (2016).

[358] Danish Energy Agency & Energinet. Technology Data for Energy Plants for Electricity abd District Heating Generation. (Danish Energy Agency, Kopenhagen, 2016).

[359] International Energy Agency. *Projected costs of generating electricity*. (OECD, 2010).

[360] International Energy Agency. *Energy Technology Perspectives 2010 : Scenarios and Strategies to 2050*. (2009).

[361] ASUE. *BHKW-Kenndaten 2014-2015 : Module, Anbieter, Kosten*. (ASUE, 2016).

[362] Buller, M. Blockheizkraftwerke 2013. *GAS UND WASSERFACH GAS ERDGAS*, 376-381 (2014).

[363] Gerhardt, N. *et al.* Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. *Endbericht. Fraunhofer IWES* (2015).

[364] Sanner, B. *et al. Strategic Research and Innovation Agenda for Renewable Heating & Cooling*. (European Commission,, 2013).

[365] Weidner, E. & Elsner, P. Bioenergie, Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050". *Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. acatech–Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V.* 1 (2016).

[366] Schmid, C. *et al.* Möglichkeiten, Potenziale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs branchenübergreifender Techniken in den Bereichen Industrie und Kleinverbrauch. *München/Karlsruhe: Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung*, 241 (2003).

[367] European Comission DG TREN. Lot 15: Solid fuel small combustion installations; Task 2: Economic and Market Analysis. (European Comission DG TREN,, 2009).

[368] Bolle, F.-W. *et al.* WaStraK NRW" Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung"-Phase I. *Band I: Kompendium Wasserstoff. Abschlussbericht. Aachen: RWTH Aachen* (2012).

[369] Decker, M. *Strategieentwicklung zur Umsetzung der Klimaschutzziele im Verkehrssektor mit dem Fokus Kraftstoffe*, Fakultät für Maschinenwesen der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen. (unveröffentlicht).

[370] Perner, J., Lövenich, A. & Unteutsch, M. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. *Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics* (2018).

[371] Schiebahn, S. *et al.* Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. *International journal of hydrogen energy* 40, 4285-4294 (2015).

[372] Mourant, A. Biomass: Torrefaction case study. *RENEWABLE ENERGY FOCUS* 14, 42-45 (2013).

[373] Saba, S. M., Müller, M., Robinius, M. & Stolten, D. The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years. *International Journal of Hydrogen Energy* 43, 1209-1223, doi:https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.11.115 (2018).

[374] Schüler, D. & Grießhammer, R. PROSA–Wasserkocher. *Kriterien für das Umweltzeichen für klimarelevante Produkte und Dienstleistungen* (2009).

[375] Mottschall, M. & Quack, D. PROSA Mikrowellenkochgeräte für den Hausgebrauch. *Öko-Institut e.V.* (2011).

[376] Mottschall, M., Bleher, D. & Quack, D. PROSA Elektroherde und elektrische Kochstellen. *Öko-Institut e.V.* (2013).

[377] Mottschall, M., Bleher, D. & Quack, D. PROSA Elektrische Backöfen für den Hausgebrauch. *Öko-Institut e.V.* (2010).

[378] Kemmler, A. *et al.* (Endbericht, Dessau-Roßlau: Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Hrsg.), 2017).

[379] Schleicher, T., Liu, R. & Gröger, J. Leuchten für die Anwendung in Büros und verwandten Einsatzbereichen. (2013).

[380] Kasten, P. *et al.* Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050. *Forschungskennzahl* 3713, 103 (2016).

[381] Schmied, M., Wüthrich, P., Zah, R. & Friedl, C. Postfossile Energieversorgungsoptionen fuer einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: eine verkehrstraegeruebergreifende Bewertung. *UMWELTBUNDESAMT. TEXTE* (2015).

[382] *Verkehr in Kilometern der deutschen Kraftfahrzeuge im Jahr 2017*, <https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html> (2019).

[383] Kraftfahrtbundesamt. *Personenkraftwagen am 1. Januar 2013 nach ausgewählten Merkmalen*, <https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Ueberblick/2013/2013_b_bestandsbarometer_teil2_absolut.html?nn=793588> (2015).

[384] McKinsey & Co. A Portfolio of Powertrains for Europe: a Fact Based Analysis – The Role of Battery Electric Vehicles, Plug-in-Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles. (McKinsey & Co., 2010).

[385] Hülsmann, F., Mottschall, M., Hacker, F. & Kasten, P. Konventionelle und alternative Fahrzeugtechnologien bei Pkw und schweren Nutzfahrzeugen– Potenziale zur Minderung des Energieverbrauchs bis 2050. *Öko-Institut Working Paper 3* (2014).

[386] Wolfram, P. & Lutsey, N. Electric vehicles: Literature review of technology costs and carbon emissions. *The International Council on Clean Transportation: Washington, DC, USA*, 1-23 (2016).

[387] Trucking into a Greener Future: the economic impact of decarbonizing goods vehicles in Europe. *European Climate Foundation. Cambridge Econometrics. Cambridge, UK.* (2018).

[388] Den Boer, E., Aarnink, S., Kleiner, F. & Pagenkopf, J. Zero emissions trucks: An overview of state-of-the-art technologies and their potential. (2013).

[389] Scholz, R., Gläsner, N., Paluch, D. & Schmidt, T. Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene. (Ernst & Young GmbH (EY), Berlin, 2016).

[390] Deutsche Bahn - Daten & Fakten 2018. *Deutsche Bahn AG. Berlin.* (2018).

[391] Deutsche Bahn. "Verkehrsleistung von DB Cargo im Schienengüterverkehr in den Jahren 2014 bis 2018 (in Millionen Tonnenkilometer)." Statista - Das Statistik-Portal, Statista, de.statista.com/statistik/daten/studie/13634/umfrage/verkehrsleistung-der-db-cargo-im-schienengueterverkehr/, Accessed 16. April 2019.

[392] Deutsche Bahn. "Betriebsleistung der Deutsche Bahn AG im Schienenverkehr in den Jahren 2006 bis 2018 (in Millionen Trassen-Kilometer)." Statista - Das Statistik-Portal, Statista, de.statista.com/statistik/daten/studie/13631/umfrage/betriebsleistung-der-db-ag-im-schienenverkehr/, Accessed 16. April 2019.

[393] Deutsche Bahn. "Betriebsleistung der Deutsche Bahn AG im Schienenpersonenverkehr in den Jahren 2006 bis 2018 (in Millionen Trassen-Kilometer)." Statista - Das Statistik-Portal, Statista, de.statista.com/statistik/daten/studie/13642/umfrage/betriebsleistung-der-db-ag-im-schienenpersonenverkehr/, Accessed 16. April 2019.

[394] Bundesnetzagentur. "Marktanteile der Privatbahnen und der DB AG am Schienengüterverkehr in Deutschland in den Jahren 2007 bis 2016." Statista - Das Statistik-Portal, Statista, de.statista.com/statistik/daten/studie/12234/umfrage/marktanteile-von-bahnunternehmen-am-schienengueterverkehr/, Accessed 16. April 2019.

[395] Bundesnetzagentur. "Anteile der DB AG und ihrer Wettbewerber an der Verkehrsleistung im Schienenpersonennahverkehr in Deutschland von 2005 bis 2016 (in Prozent der Personenkilometer)." Statista - Das Statistik-Portal, Statista, de.statista.com/statistik/daten/studie/151311/umfrage/marktanteile-an-der-verkehrsleistung-im-deutschen-spnv/, Accessed 16. April 2019.

[396] Bundesnetzagentur. "Anteile der DB AG und ihrer Wettbewerber an der Verkehrsleistung im Schienenpersonenfernverkehr in Deutschland von 2005 bis 2016 (in Prozent der Personenkilometer)." Statista - Das Statistik-Portal, Statista, de.statista.com/statistik/daten/studie/151346/umfrage/marktanteile-an-der-verkehrsleistung-im-deutschen-spfv/, Accessed 16. April 2019.

[397] Bigalke, U. *et al.* Der dena-Gebäudereport 2016. (Berlin, 2016).

[398] Zhang, Q. *et al.* Factors influencing the economics of public charging infrastructures for EV – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 94, 500-509, doi:10.1016/j.rser.2018.06.022 (2018).

[399] Knote, T., Haufe, B. & Saroch, L. E-Bus-Standard - Ansätze zur Standardisierung und Zielkosten für Elektrobusse. (Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme (IVI), Dresden, 2017).

[400] VDV. VDV-Statistik 2015. (Verband Deutscher Verkehrsunternehmen e.V., Köln, 2016).

[401] Kühnel, S., Hacker, F. & Görz, F. Oberleitungs-Lkw im Kontext weiterer Antriebs- und Energieversorgungsoptionen für den Straßengüterfernverkehr. (Berlin, 2018).

[402] Wietschel, M. *et al.* Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. (Fraunhofer ISI, Fraunhofer, IML, PTV Transport Consult GmbH, TU Hamburg-Harburg - IUE, M-Five, Karlsruhe, 2017).

[403] Holzhey, M. Schienennetz 2025/2030. (Dessau-Roßlau, 2015).

Danksagung

Zunächst möchte ich mich bei meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten bedanken, der es mir ermöglichte, meine Dissertation am Forschungszentrum Jülich im Institut für Energie- und Klimaforschung: Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) zu verfassen.

Des Weiteren danke ich Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Robert Pitz-Paal für die Übernahme des Korreferats. Bei Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Robert Heinrich Schmitt möchte ich mich für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes bedanken.

Bei meinem Abteilungsleiter Herrn Dr.-Ing. Martin Robinius bedanke ich mich für die fachliche Unterstützung und stets motivierende Förderung.

Mein besonderer Dank gilt meinem Teamleiter Herrn Dr.-Ing. Peter Markewitz, der die Arbeiten an meiner Dissertation von Beginn an betreute und mir dabei jederzeit fachlich und persönlich zur Seite stand. Ich schätze das mir entgegengebrachte Vertrauen und die ermöglichten Freiräume während der Bearbeitung der Dissertation sehr.

Meinen Bürokollegen Philipp Heuser, Yuan Wang und Felix Kullmann sowie dem gerngesehenen Gast in unserem Büro, Maximilian Decker, danke ich für die konstruktive Zusammenarbeit, die niveauvollen Unterredungen sowie die mondäne und produktive Arbeitsatmosphäre. Mit ihren speziellen Fähigkeiten und besonderen Persönlichkeiten haben sie mich stets motiviert und auf diese Weise zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen. Ebenfalls bedanke ich mich bei Herrn Dr.-Ing. Leander Kotzur, dessen Arbeit wichtige Weichen für meine Dissertation gestellt hat. Dieser Dank gilt ebenso allen anderen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des IEK-3 am Forschungszentrum Jülich, die mich bei der Erstellung dieser Arbeit unterstützt haben.

Außerdem bedanke ich mich bei Daniel Klüh, Johannes Mester, Dominik Bröse, Stefan Schroer, Stefan Kraus und Simon Dohmen für die intensive Zusammenarbeit während der Anfertigung ihrer Masterarbeiten. Ihre Masterarbeiten und die gemeinsame Modellentwicklung sowie Datenrecherche haben inhaltlich maßgeblich zu dieser Dissertation beigetragen.

Abschließend möchte ich meiner Familie und meinen Freunden danken, die mich während der Erstellung der Arbeit jederzeit unterstützt haben. Ein ganz besonderer Dank gilt dabei meiner Frau Marit, die mich stets begleitet, unterstützt und motiviert hat.

Band / Volume 492
Electrolyte development for a SOFC operating at low temperature
J. Zhang (2020), vi, 121 pp
ISBN: 978-3-95806-471-3

Band / Volume 493
Modeling and Simulation of Polymer Electrolyte Fuel Cells
S. Zhang (2020), 4, xii, 214 pp
ISBN: 978-3-95806-472-0

Band / Volume 494
Ab initio perspective on hydrogenated amorphous silicon for thin-film and heterojunction photovoltaics
P. Czaja (2020), 107 pp
ISBN: 978-3-95806-474-4

Band / Volume 495
Measurements of Atmospheric OH and HO_2 Radicals by Laser-Induced Fluorescence on the HALO Aircraft during the OMO-ASIA 2015 Campaign
C. Künstler (2020), 156 pp
ISBN: 978-3-95806-477-5

Band / Volume 496
Tomographic observations of gravity waves with the infrared limb imager GLORIA
I. Krisch (2020), vii, 187 pp
ISBN: 978-3-95806-481-2

Band / Volume 497
Aquisition of temporally and spatially highly resolved data sets of relevant trace substances for model development and model evaluation purposes using a mobile measuring laboratory
D. Klemp, R. Wegener, R. Dubus, U. Javed (2020), 110 pp
ISBN: 978-3-95806-465-2

Band / Volume 498
Charakterisierung des Werkstoffverhaltens während des Kosinterns einer neuartigen, inert gestützten Festoxidbrennstoffzelle
F. Grimm (2020), ix, 168 pp
ISBN: 978-3-95806-482-9

Band / Volume 499
WEGE FÜR DIE ENERGIEWENDE
Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050
M. Robinius et al (2020), VIII, 141 pp
ISBN: 978-3-95806-483-6

Band / Volume 500
Mechanical Behavior of Solid Electrolyte Materials for Lithium-ion Batteries
G. Yan (2020), x, 139 pp
ISBN: 978-3-95806-484-3

Band / Volume 501
Retrieval of atmospheric quantities from remote sensing measurements of nightglow emissions in the MLT region
Q. Chen (2020), 208 pp
ISBN: 978-3-95806-485-0

Band / Volume 502
Auswirkungen der Energiewende auf das deutsche Gastransportsystem
B. Gillessen (2020), XVII, 186
ISBN: 978-3-95806-487-4

Band / Volume 503
Lagrangian Simulation of Stratospheric Water Vapour: Impact of Large-Scale Circulation and Small-Scale Transport Processes
L. Poshyvailo (2020), 126 pp
ISBN: 978-3-95806-488-1

Band / Volume 504
Water Management in Automotive Polymer-Electrolyte-Membrane Fuel Cell Stacks
S. Asanin (2020), XVIII, 172 pp
ISBN: 978-3-95806-491-1

Band / Volume 505
Towards a new real-time irrigation scheduling method: observation, modelling and their integration by data assimilation
D. Li (2020), viii, 94 pp
ISBN: 978-3-95806-492-8

Band / Volume 506
Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO_2-Reduktionsstrategien
P. M. Lopion (2020), XIV, 269 pp
ISBN: 978-3-95806-493-5

Weitere ***Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich*** unter
http://wwwzb1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 506
ISBN 978-3-95806-493-5

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

JÜLICH
Forschungszentrum